

4. Potencial de tecnologías de almacenamiento de energía en México

Apéndice 4.1, Peninsular

October, 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>



Peninsular

Contenido

Peninsular.....	5
Contenido.....	5
Tablas.....	7
Figuras.....	8
Ubicación del sitio	11
Consumo y demanda	11
Capacidad Instalada	13
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	14
Generación regional	15
Consumo de combustibles por región de control.....	17
Capacidad de Trasmisión regional.....	17
Proyectos de ampliación y modernización de la RNT.....	19
P18-PE2 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (PAMRNTyRGD, 2019-2033)	19
P17-PE1 Interconexión Sureste – Peninsular Diagnóstico operativo.	23
Proyectos 2018	26
P18-PE1 Compensación Capacitiva Isla de Cozumel	26
P15-PE1 Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar-Chankanaab.....	27
P17-PE2 Puerto Real Bancos 1 y 2.....	27
Impactos económicos y de confiabilidad de proyectos de trasmisión a 2025	28
Proyecto de Aumento de la Capacidad de Transmisión de Valladolid-Cancún	28
Proyecto de interconexión Sureste-Peninsular a inicios de 2028	29



Diagnóstico CENASE.....	31
Líneas de transmisión saturadas.....	32
Energía no suministrada	33
Proyección de consumo bruto y demanda máxima integrada.....	33
Comportamiento operativo	35
Operación de la Transmisión en el verano a las 16:30 hs	35
Estado operativo previsto para el 2025 en la Península de Yucatán	35
Precios Marginales Locales (PML), Energía, Congestión, Perdidas.....	37
Nodos seleccionados.....	37
Precios Marginales Locales (PML)	39
Precios del componente de Energía.....	39
Precios del componente de Perdidas	40
Precios del componente de Congestión	41
Diferencias entre nodos	41
Problemática en los reportes de CENASE	43
Resumen de las problemáticas identificadas	45
Referencias	50



Tablas

- Tabla 1.** Gerencia de Control Regional (GCR) Peninsular
- 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 Peninsular. **Fuente:** (PRODESEN 2019-2033)
- Tabla 3.** Capacidad Instalada en la GCR Peninsular. **Fuente:** PRODESEN 2019-2033, PRODESEN 2018-2032
- Tabla 4.** Participación porcentual por tecnología en la capacidad Instalada en la GCR Peninsular. 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 Peninsular. 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 Peninsular 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), (PRODESEN, 2018), (PRODESEN, 2019)
- Tabla 11.** Proyectos considerados en el PAMRNT 2019-2033 para la región Peninsular. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 12.** Aumento de capacidad de transmisión del proyecto. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 13.** Impacto económico por el diferimiento del proyecto de aumento de la capacidad de transmisión Valladolid – Cancún. **Fuente:** (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 14.** Impacto económico por el diferimiento de la interconexión Sureste – Peninsular. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 15.** Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Peninsular. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 16.** Interrupciones de energía por congestión de enlaces en 2018. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 17.** Pronósticos de consumos bruto, demanda máxima integrada y generación para el periodo 2019-2033 para la GCR Peninsular. Fuente elaboración propia con datos de (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 18.** Capacidad máxima instalada en el Sistema de la Península de Yucatán. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)



- Tabla 19.** Nodos seleccionados. Elaboración propia con datos de (CENASE 2019a)
- Tabla 20.** Máximos y mínimos Mensuales en el Nodo 08PMU-115 (Playa Mujeres) en 2018.
- Tabla 21.** Máximos y mínimos Mensuales en el Nodo 08IGN-115 (San Ignacio) en 2018
- Tabla 22.** Diferencias de Máximos y mínimos Mensuales entre los Nodos 08PMU-115 (Playa Mujeres) y 08IGN-115 (San Ignacio)
- Tabla 23.** Impacto en el servicio de suministro debido a disturbio en la región Peninsular. Fuente: (CRE, 2018b)
- Tabla 24.** Emergencias registradas en la región Peninsular en 2019, (CENASE, 2019c).
- Tabla 25.** Capacidad de almacenamiento para limitar excursión de frecuencia (Peninsular)
- Tabla 26.** Porcentaje de reducción por área de control en la reducción de reserva (Peninsular)
- Tabla 27.** Grado de compensación reactiva (MVar) (Peninsular).
- Tabla 28.** Estimación de la reducción porcentual de las emisiones asumiendo la inclusión de tecnologías de almacenamiento, considerando 1,700 MW de la reserva en el SIN.
- Table 29.** 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.** Líneas de Trasmisión. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Figura 3.** Zona de Operación de Trasmisión Cancún (ZOTCNC). Fuente: PAMRNTyRGD 2019-2033
- Figura 4.** Curva de duración de la demanda de la zona de Cancún para 2023. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Figura 5.** Costo Incremental de las Centrales Eléctricas - Día de la demanda máxima del SIN en 2018. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Figura 6.** Curva de duración de la demanda de la GCR Peninsular para 2025. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Figura 7.** Aumento de la capacidad de transmisión Valladolid – Cancún. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Figura 8.** Interconexión Sureste – Peninsular en corriente directa. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Figura 9.** Ubicación del Nodo 08IGN-115. Fuente: (Cenase 2019) y (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Figura 10.** Ubicación del Nodo 08PMU-115. Fuente: (Cenase 2019) y (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Figura 11.** PML en el nodo 08PMU-115 (Playa Mujeres)
- Figura 12.** PML en el nodo 08IGN-115 (San Ignacio)
- Figura 13.** Costo del componente de Energía en el nodo 08PMU-115 (Playa Mujeres)
- Figura 14.** Costo del componente de Energía en el nodo 08IGN-115 (San Ignacio)



- Figura 15. Costo del componente de Perdidas en el nodo 08PMU-115 (Playa Mujeres)
- Figura 16. Costo del componente de Perdidas en el nodo 08IGN-115 (San Ignacio)
- Figura 17. Costo del componente de Congestión en el nodo 08PMU-115 (Playa Mujeres)
- Figura 18. Costo del componente de Congestión en el nodo 08IGN-115 (San Ignacio)
- Figura 19. Alertas por flujo. Fuente: elaboración propia con datos de (CENASE, 2019c).
- Figura 20. Curvas PV para dos nodos en la región Peninsular.



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 abarca, de acuerdo con la clasificación de las regiones de trasmisión del SEN la Gerencia de Control Regional (GCR) Peninsular que abarca los estados de Campeche, Quintana Roo y Yucatán.

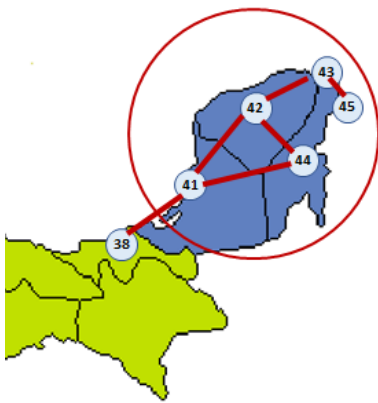


Figura 1. Ubicación de regiones de interés para los estudios de caso.

Tabla 1. Gerencia de Control Regional Peninsular

No.	Región de Trasmisión (RT)
38	Tabasco
41	Lerma
42	Mérida
43	Cancún
44	Chetumal
45	Cozumel

El sitio de interés ubica alrededor de Mérida (RT = 42) y los enlaces que le rodean (RT 38, 41, 42, 43, 44, 45). El sitio de interés se ubica entre los nodos 08IGN-115 (San Ignacio) y 08PMU-115 (Playa Mujeres), (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.

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



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 Peninsular. **Fuente:** (PRODESEN 2019-2033)

Parámetro	Valor	Unidades
Consumo Bruto (CB)		
CB Nacional en el SEN	318,236	GWh
Incremento del CB Nacional de respecto al CB Nacional en 2017.	2.7	%
CB regional. GCR Occidental	12,989	GWh
Porcentaje del CB regional respecto del Nacional		%
TMCA: Predicción del consumo a mediano (n+5) plazo. GCR Occidental	3.3	%
TMCA: Predicción del consumo a largo (n+14) plazo. GCR Occidental	3.2	%
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	4,639	MWh/h
Porcentaje de la DMI regional respecto de la DMI Nacional	22.9	%
Demanda máxima integrada coincidente en el SIN. GCR Occidental	4,524	MWh/h
Demanda máxima integrada coincidente en el SEN. GCR Occidental	4,510	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	3.1	%

integran el SIN en esa misma hora. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas no coincidentes anuales de las GCR.



Capacidad Instalada

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

Tabla 3. Capacidad Instalada en la GCR Peninsular. Fuente: PRODESEN 2019-2033, PRODESEN 2018-2032

GCR	Año	CFE	PIE ^{2/}	AU ^{2/}	COG ^{2/}	PP ^{2/}	GEN ^{2/}	TOTAL
Peninsular	2017	989	1,261	1	13	0	0	2,264
	2018	915	1,261	71	13	0	76	2,336

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) Peninsular esta constituida por centrales de Ciclo Combinado (CC), centrales de Turbo gas (TG), centrales de Combustión Interna (CI) y centrales que utilizan Turbinas de Vapor (TV).

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

Generador	Año	Tipo de planta	Participación porcentual
CFE, PIE y otros generadores	2016	CC	42.29%
		CI	1.74%
		TG/CI	38.07%
		TV	17.85%
		EO	0.05%
		TOTAL	100.0%
	2017	CC	41.83%
		CI	1.57%
		TG y CI	37.29%
		TV	19.26%
		EO	0.05%
		TOTAL	100.0%



Capacidad instalada Energías Limpias

En el periodo de 2015 a 2017 la capacidad instalada en la GCR Peninsular era marginal en aproximadamente 1.5 MW de Energía Eólica (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 Peninsular 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 Peninsular 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	Peninsular	Peninsular
Tecnología	EO	PV
No. de proyectos	9	10
Capacidad instalada (MW) total	673	1,526
Generación teórica (GWh) total	2,264	3,701
Superficie total proyectos (ha)	364.61	3,205.37
Intensidad de uso de suelo (Ha/MW), Mediana	0.50	2.11
Núm. Aerogeneradores	291	
Núm. Paneles		5,986,994
Costo por MW (USD), Mediana	\$1,567,218	\$1,127,500
Costo por GWh (USD), Mediana	\$483,718	\$564,504

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 Trasmisión y las Redes generales de Distribución publicado en 2019 (PAMRNTyRGD, 2019-2033) se tiene considerada 12 centrales de ERV con una capacidad de 815.1 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 GEN9	FV	GEN	18.0	ene-19
2	Central Eléctrica GEN53	FV	GEN	30.0	jun-19
3	Central Eléctrica GEN70	EO	GEN	30.0	dic-19
4	Central Eléctrica GEN71	EO	GEN	30.0	dic-19
5	Central Eléctrica GEN74	FV	GEN	70.0	ene-20
6	Central Eléctrica AUT31	FV	AUT	30.0	ene-20
7	Central Eléctrica GEN100	EO	GEN	70.4	jun-20
8	Central Eléctrica GEN101	EO	GEN	90.0	jun-20
9	Central Eléctrica GEN111	FV	GEN	189.0	ene-21
10	Central Eléctrica GEN112	FV	GEN	94.3	ene-21
11	Central Eléctrica GEN116	EO	GEN	87.8	jun-21
12	Central Eléctrica GEN123	EO	GEN	75.6	ene-24
Total				815.1	

Abreviaturas: PV: Fotovoltaica; EO: Eólica; GEN: Permiso como Generador al amparo de la LIE; PP: Permiso como Pequeño Productor de Energía; AUT: Permiso como Auto abastecedor de Energía

Considerando que la capacidad instalada en 2018 era de 2,336 MW (PRODESEN 2019-2033) y que los proyectos con criterios de firmeza (PIIRCE, 2019) representan una capacidad de 815.1 MW al final del periodo en 2024.

La ampliación de la capacidad de generación con ERV representaría un aumento de 34.89% a 2024 respecto del total de 2018.

Si se considera la capacidad identificada de ERV en las MIA´s de 2,199 MW entonces se tendría un incremento de aproximadamente 94.13 % en su participación respecto del total de 2018, esto sin considerar la participación en 2017 de EL de 0.05%.

Generación regional

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



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

Gerencia de Control regional	Estado	Generación bruta total anual (GWh)		
		2015	2016	2017
Peninsular	Campeche	947	1,216	718
	Quintana Roo	91	74	110
	Yucatán	5,724	6,078	4,726
	Total	6,762	7,368	5,554

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	63.1%	3.4%	58.1%
		CI	0.2%	0.0%	0.2%
		EO	0.0%	0.0%	0.0%
		TG	36.2%	8.6%	28.2%
		TV	0.5%	0.0%	13.4%
		TOTAL	100.0%	5.3%	100.0%
2016		CC	51.3%	2.5%	52.6%
	CI	0.4%	2.1%	0.4%	
	EO	0.0%	0.0%	0.0%	
	TG/CI	24.3%	9.1%	23.3%	
	TV	24.0%	6.2%	23.7%	
	TOTAL	100.0%	5.0%	100.0%	
2017	CC	38.0%	3.3%	39.0%	
	CI	1.3%	2.2%	1.4%	
	EO	0.0%	0.0%	0.0%	
	TG/CI	33.1%	8.5%	32.1%	
	TV	27.5%	5.8%	27.5%	
	TOTAL	100.0%	5.7%	100.0%	



Consumo de combustibles por región de control

Tabla 9. Consumo de combustibles fósiles para la región de control Peninsular 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 ³)	Combustóleo (m ³)	Diesel (m ³)	bagazo de caña (ton)	Gas L.P. (m ³)	Gas residual (m ³)
2015	CFE, PIE y Otros	2,358,693,613.7	339,206.6	266,386.5	361,102.5	1,967.4	409,914,521.7
2016	CFE, PIE y Otros	2,203,197,864.4	410,331.5	409,381.1	364,147.4	935.8	645,983,735.7
2017	CFE, PIE y Otros	2,079,736,155.9	343,946.1	472,967.5	500,955.5	0.0	653,286,774.2

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), (PRODESEN, 2018), (PRODESEN, 2019)

Región Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)	2016	2017	2018
		Capacidad (MW)				
TABASCO (38)	LERMA (41)		400 / 230	1200	1200	1200
Santa Lucía	Escárcega Potencia	93210	230			
Santa Lucía	Escárcega Potencia	93220	230			
Tabasco Potencia	Escárcega Potencia	A3Q00	400			
Tabasco Potencia	Escárcega Potencia	A3Q10	400			
LERMA (41)	MÉRIDA (42)		400 / 230 / 115	800	800	850
Lerma	Mérida II	73010	115			
Ah-Kim-Pech	Maxcanú	73030	115			
Lerma	Ticul Potencia	73A50/73070	115			
Lerma	Ticul Potencia	93020	230			
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q20	400			
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q30	400			
MÉRIDA (42)	CANCÚN (43)		400 / 230 / 115	800	825	825
Valladolid	Nizuc	73T40/73480	115			
Valladolid	Tulum	73830	115			



Región Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)	2016	2017	2018
				Capacidad (MW)		
Tizimín	Canek	73T50/73460	115			
Valladolid	Balam	93050	230			
Valladolid	Nizuc	93070	230			
Ticul Potencia	Riviera Maya	A3Q40/A3Q60	400			
Ticul Potencia	Riviera Maya	A3Q50/A3Q70	400			
MÉRIDA (42)	CHETUMAL (44)		230 / 115	150	250	135
Ticul Potencia	Lázaro Cárdenas	73M20/73210/73220/73230	115			
Ticul Potencia	Xul-Ha	93090	230			
LERMA (41)	CHETUMAL (44)		230 / 2302/	206	206	140
Escárcega Potencia	Xul-Ha	93100	230			
Escárcega Potencia	Xul-Ha	73A40/73A80	230 (2)			
CANCÚN (43)	COZUMEL (45)		34.5	54	48	48
Playa del Carmen	Chankanaab II	53170	34.5			
Playa del Carmen	Chankanaab II	53180	34.5			
			Total	3,210	3,329	3,198

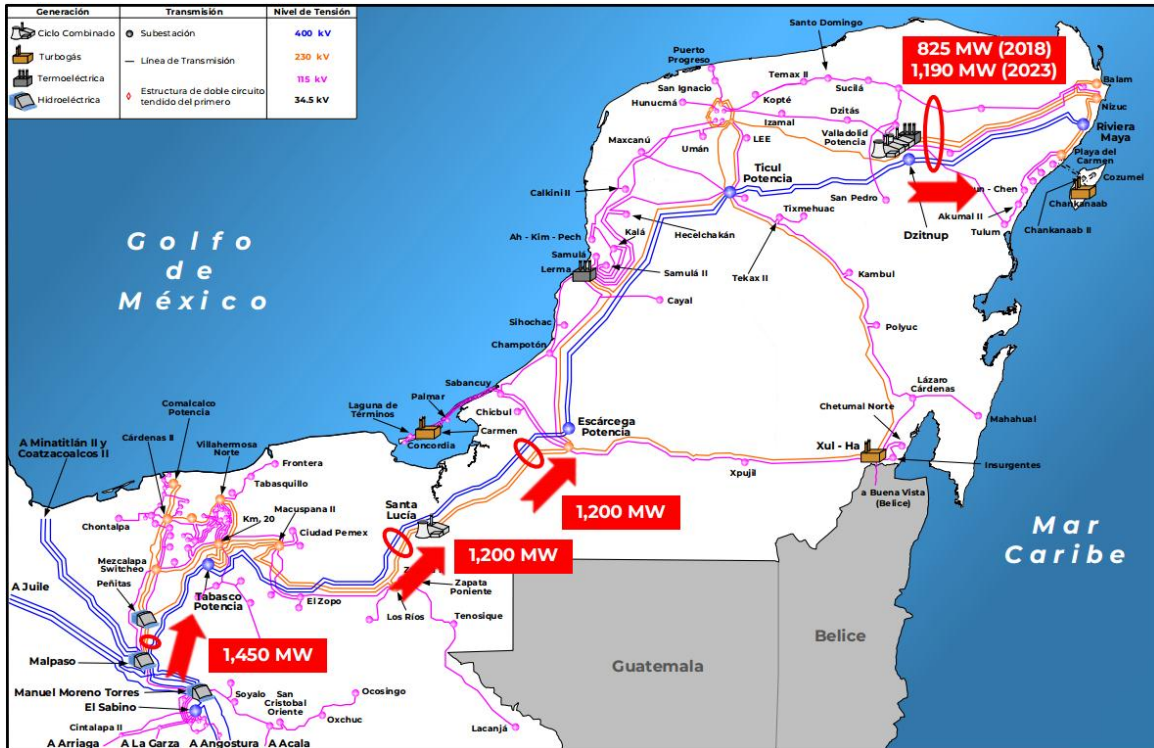


Figura 2. Líneas de Trasmisión. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)



Proyectos de ampliación y modernización de la RNT

En el PAMRNTyRGD 2018-2032 se propusieron 3 proyectos: Puerto Real Bancos 1 y 2; Compensación Capacitiva Isla Cozumel; y Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar-Chankanaab. Estos proyectos fueron retomados en el PAMRNTyRGD 2019-2033 como proyectos instruidos por SENER. En el PAMRNTyRGD 2019-2033 se propusieron 2 proyectos de ampliación de la red de transmisión para la GCR Peninsular: (1.) Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya, (2.) Interconexión Sureste-Peninsular.

Tabla 11. Proyectos considerados en el PAMRNT 2019-2033 para la región Peninsular. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

No. Proy.	Nombre	Clave	FFEO	GCR	Zona que atiende	Estado	EP en el que se identifica
1	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya	P18-PE2	abr-20	Peninsular	Cancún y Riviera Maya	Quintana Roo	2018
2	Interconexión Sureste – Peninsular Diagnóstico operativo	P17-PE1	abr-22	Oriental y Peninsular	Gerencias de control Oriental y Peninsular	Tabasco, Campeche, Yucatán y Quintana Roo	2017

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

En lo siguiente se presenta un resumen de la descripción de los proyectos antes mencionados que se encuentra en el (PAMRNTyRGD, 2019-2033).

P18-PE2 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (PAMRNTyRGD, 2019-2033)

Las Zonas Cancún y Riviera Maya conforman la Zona de Operación de Transmisión Cancún (ZOTCNC) y son alimentadas mediante el enlace Valladolid – Cancún, que consta de dos circuitos en 400 kV que unen a las subestaciones eléctricas (SE) Dzitnup y Riviera Maya, dos circuitos en 230 kV entre las SE Valladolid y Nizuc/Balam y tres circuitos en 115 kV entre las SE Tizimín – Popolnáh, Valladolid – Chemax y Valladolid – Tulum. Actualmente el límite máximo

de transmisión Valladolid – Cancún está determinado por estabilidad de voltaje en la zona Cancún y tiene un valor de 825 MW. Adicionalmente, en esa zona se tiene una capacidad instalada de 213 MW de Centrales Eléctricas con generación turbogás de baja eficiencia en las SE Nizuc, Cancún y Chankanaab. En la Figura 3 se muestran geográficamente la zona y el límite de transmisión mencionados.

Durante 2018, por indisponibilidad de gas natural para los ciclos combinados (CC) de AES y Valladolid III, se congestionó la red de transmisión de Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco y Tabasco – Escárcega, previo a la saturación del enlace Valladolid – Cancún, teniendo que sincronizar generación turbogás de baja eficiencia en la zona Cancún para descargar estos enlaces, con costos de oferta del Mercado de Día en Adelanto (MDA) en el rango de 5,355 \$/MWh a 9,253 \$/MWh. En total durante este año se generaron 252,631 MWh con generación turbogás de baja eficiencia en la zona Cancún. La demanda máxima de Cancún – Riviera Maya en 2018 fue de 864 MW; superando límite de transmisión Valladolid – Cancún (Nota: se superó en 34 MW) y por control de los flujos de potencia, se tuvo la necesidad de sincronizar generación turbogás de baja eficiencia en la zona Cancún.

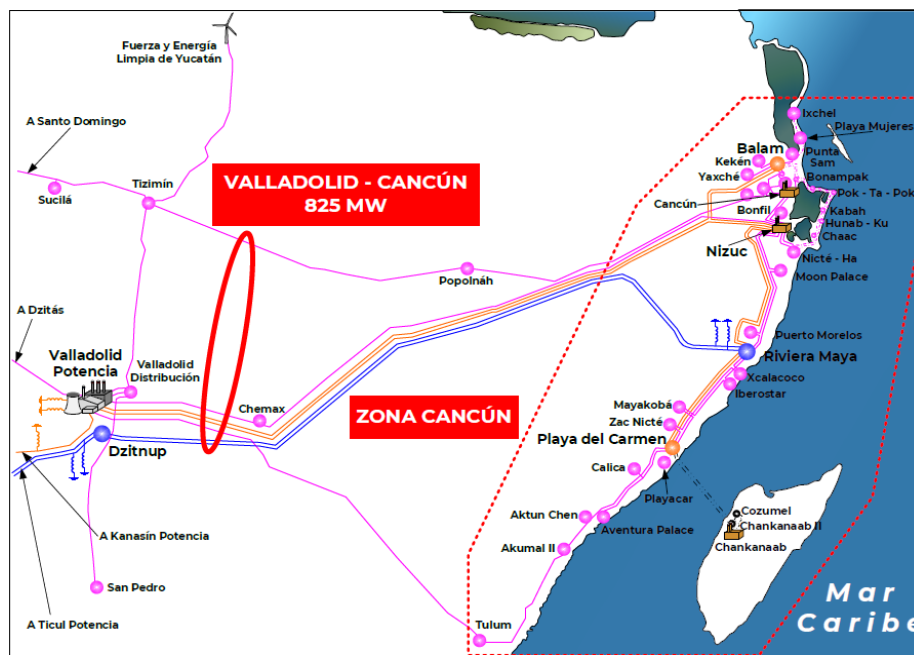


Figura 3. Zona de Operación de Transmisión Cancún (ZOTCNC). Fuente: PAMRNTyRGD 2019-2033

En el verano de 2019, se consideraba que se requeriría de la sincronización de generación turbogás para no violar el límite de transmisión Valladolid – Cancún en un mayor número de horas. Lo anterior podría repercutir en un aumento del costo total de producción de energía impactando al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y a los usuarios finales. Así mismo, se requeriría de implementar un Esquema de Acción Remedial de corte automático de carga (DAC) como último recurso para preservar la Confiabilidad del suministro en la zona. En 2020, la demanda máxima pronosticada de la zona es de 963 MW y ésta superará la capacidad



máxima de transmisión en estado operativo de emergencia considerando el DAC, por lo cual se requerirá sincronizar generación turbogás hasta un monto máximo de 138 MW y en al menos 1,300 horas.

En la siguiente Figura 4, se muestra gráficamente la curva de duración de la demanda estimada para la zona Cancún en el 2023 incluyendo pérdidas eléctricas en la red de transmisión.

Se pronostica una demanda máxima de la zona de 1,120 MW y en caso de no disponer de infraestructura adicional de transmisión y de soporte de tensión, para la condición de demanda de verano, se requerirá de la sincronización de toda la generación turbogás instalada en la zona Cancún, cuya aportación neta será del orden de 200 MW, durante un periodo de 250 horas. Además, estará activado el DAC para preservar la confiabilidad de suministro ante la ocurrencia de contingencias sencillas. Se estima que esta energía no suministrada ascendería a aproximadamente 7,400 MWh. También, en al menos 3,000 horas se necesitará tener sincronizada al menos una unidad para no violar el límite de transmisión Valladolid – Cancún.

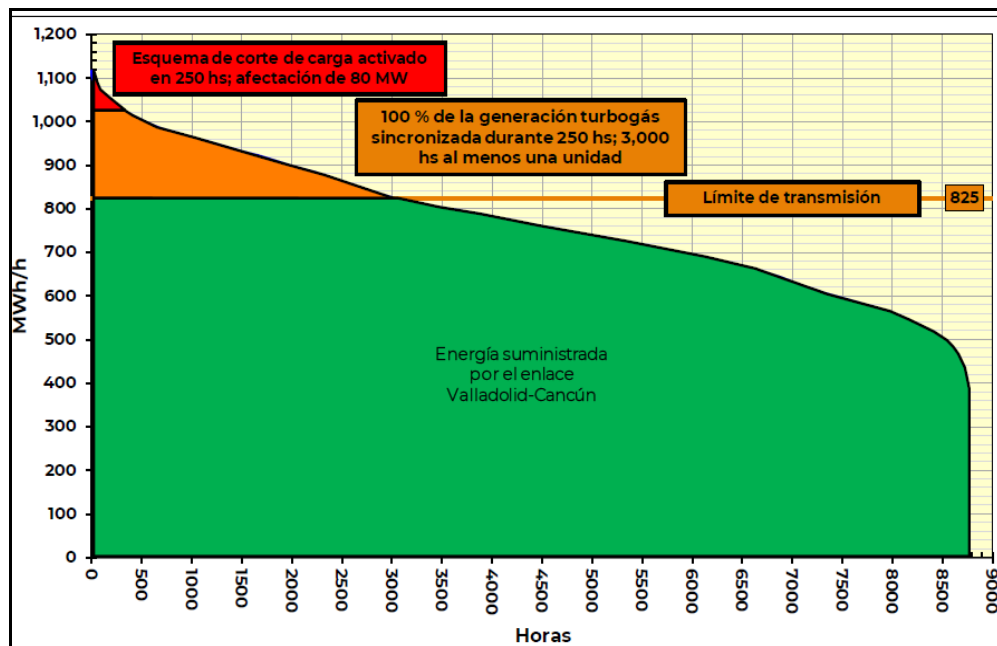


Figura 4. Curva de duración de la demanda de la zona de Cancún para 2023. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Problemática asociada al desarrollo regional: Adicionalmente, en las zonas Cancún y Riviera Maya se está presentando una alta incidencia de solicitudes de conexión de Centros de Carga. En el periodo 2019-2022 se tienen solicitudes por 173.6 MW. Asimismo, se esperan solicitudes adicionales ya que la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) expidió una Manifestación de Impacto Ambiental, la cual permite el desarrollo de complejos turísticos/residenciales en la región denominada Costa Mujeres que se encuentra al norte de la ciudad de Cancún. Se tiene la expectativa que en los próximos 15 años se detone el crecimiento económico en esta zona llegando a 27 mil habitaciones. Por la expectativa de



crecimiento de la demanda por desarrollos turísticos, a partir de 2022 ya no será factible aceptar la conexión de nuevos Centros de Carga dado que, ni estando en operación el 100 % de la generación turbogás de baja eficiencia y elevados precios de oferta al mercado se podrá suministrar la demanda de verano de la zona. Con el proyecto del Tren Maya se espera una mayor afluencia turística en la Península de Yucatán y en especial en estas dos zonas, lo cual puede producir incrementos en la demanda mayores a los pronosticados que no podrían ser atendidos con la infraestructura actual de transmisión durante la época de verano.

De acuerdo con lo previsto, a partir de agosto de 2019 se tendrá una disponibilidad de gas natural del orden de 150 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD), los cuales permitirían que los ciclos combinados de AES Mérida y Valladolid III, alcancen una generación neta de cercana a su capacidad nominal; reduciendo así, la congestión de los corredores de Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco y Tabasco – Escárcega y con esto, la necesidad de sincronizar generación turbogás de baja eficiencia para aliviar esas congestiones. Para los años subsecuentes, se estará regularizando el suministro de gas natural hasta 250 MMPCD, lo cual permitirá un uso mínimo de generación turbogás de baja eficiencia siempre y cuando las obras instruidas en la GCR Peninsular y el proyecto que se propone a continuación se lleven a cabo para aliviar las congestiones y sobrecargas locales en Mérida, Ciudad del Carmen, Cozumel, Cancún y Riviera Maya.

Sin el proyecto. Ante la contingencia de cualquiera de las líneas de transmisión de 400 kV Dzitnup – Riviera Maya se puede observar que, inclusive despachando toda la generación turbogás instalada en estas zonas y la operación del esquema de corte de carga se dejan de suministrar alrededor de 75 MW para mantener la estabilidad de la red eléctrica. Los voltajes se encuentran en valores cercanos al límite establecido en el Código de Red (0.95 pu). Asimismo, si no actuara el esquema automático de corte de carga o ante una eventual falla de este, la red eléctrica de esa zona se colapsaría.

Con proyecto. Se puede observar que, ante la ocurrencia de la contingencia más severa de línea de transmisión y la misma condición de demanda máxima, no es necesario despachar generación turbogás ni se requiere el corte automático de carga. Las condiciones operativas resultantes están dentro del estado operativo normal de seguridad y de calidad en el suministro de energía. También, de acuerdo con los resultados obtenidos del modelo PEGYT, al no requerir la generación turbogás, los PML de la zona Cancún y Riviera Maya se reducen aproximadamente de 565 dólares a 120 dólares, es decir una disminución de 79 %. La ganancia de capacidad de transmisión (365 MW). La infraestructura propuesta sería suficiente para suministrar la demanda pronosticada hasta 2025 sin tener que sincronizar generación turbogás y poder atender las solicitudes de conexión de Centros de Carga en esta región del país. En consecuencia, los precios marginales locales (PML) de esta zona se podrían reducir en aproximadamente 79 % en el año de 2023 y ser similares a los que se presentan en la región de Valladolid. En cuanto a confiabilidad, el proyecto permitirá tener una mayor regulación de voltaje en esta red eléctrica, y se evitaría dejar de suministrar 75 MW de demanda para 2023 ante la ocurrencia de una contingencia. Los condensadores síncronos propuestos representan tecnologías de redes eléctricas inteligentes y son fuentes de potencia reactiva que permiten controlar el voltaje y por ende mejorar la estabilidad del sistema en redes de transmisión débiles. También, en el corredor turístico Playa del Carmen– Tulum ya no se tendrían restricciones en la red de transmisión en red completa o ante contingencia.



P17-PEI Interconexión Sureste – Peninsular Diagnóstico operativo.

La Gerencia de Control Regional Peninsular se interconecta al Sistema Eléctrico Nacional a través de cuatro circuitos; dos en 400 kV entre las Subestaciones Eléctricas (SE) Tabasco Potencia y Escárcega Potencia, además de dos circuitos en 230 kV entre las SE Macuspana II/Los Ríos y Santa Lucía; a este enlace se le conoce como Oriental – Peninsular. Las zonas del estado de Tabasco: Villahermosa, Chontalpa y Los Ríos son alimentadas mediante dos circuitos en 400 kV entre las SE Malpaso II/Manuel Moreno Torres y Tabasco Potencia y en 230 kV entre las SE Malpaso II y Peñitas; a este corredor de transmisión se le conoce como Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco. Adicionalmente, se monitorea otro corredor de transmisión, denominado Sureste – Escárcega, que está compuesto por dos circuitos en 400 kV entre las SE Tabasco Potencia y Escárcega Potencia y dos circuitos en 230 kV entre las SE Santa Lucía y Escárcega Potencia.

Finalmente, el enlace Valladolid – Cancún descrito en el proyecto “Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya” tiene una importante relevancia para el suministro de la demanda para el estado de Quintana Roo. En la figura 1 se pueden observar las capacidades de los corredores de transmisión mencionados. El proyecto mejora la Calidad y Confiabilidad, y permite la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, turístico, agrícola, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas del estado de Tabasco y la Península de Yucatán. Además, se reducirán los costos de producción en esta región del país ya que se tendrá una mayor capacidad para importar energía hidroeléctrica de las Centrales Eléctricas del Grijalva y eólica del Istmo de Tehuantepec.

El parque de generación de las Centrales Eléctricas (CE) ubicadas en la Península de Yucatán se basa en gas natural, combustóleo y diésel. Sin embargo, en los últimos años se ha presentado una recurrente indisponibilidad de molécula de gas natural para las abastecer a las CE de esta zona. Por tanto, las CE de Ciclo Combinado operan en promedio con una degradación del 40 % con respecto a su capacidad nominal. Durante 2018, por indisponibilidad de gas natural para los Ciclos Combinados de AES Mérida (484 MW, derrateada a 410 MW por la calidad del gas natural) y Valladolid III (525 MW), se congestionó la red de transmisión de Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco y Sureste – Escárcega, teniendo que sincronizar generación turbogás de baja eficiencia en la Península de Yucatán, con costos de oferta del Mercado un Día en Adelanto (MDA), en el rango de 5,355 \$/MWh a 9,253 \$/MWh. Esta problemática también impacta en las CE de Cogeneración instaladas en la zona Tabasco. La figura 5 muestra los costos incrementales de generación del SIN el día de la demanda máxima de 2018. Se puede ver con claridad que la generación turbogás en la Península de Yucatán es la que representa mayores costos para el sistema eléctrico. El diferencial entre la oferta de CE Ciclo Combinado Valladolid III (VLT) de 68 USD/MWh y la oferta de CE Cancún (CNC) unidad 2 de 478 USD/MWh, es de 410 USD/MWh lo que equivale a un costo 7 veces mayor para el MEM.

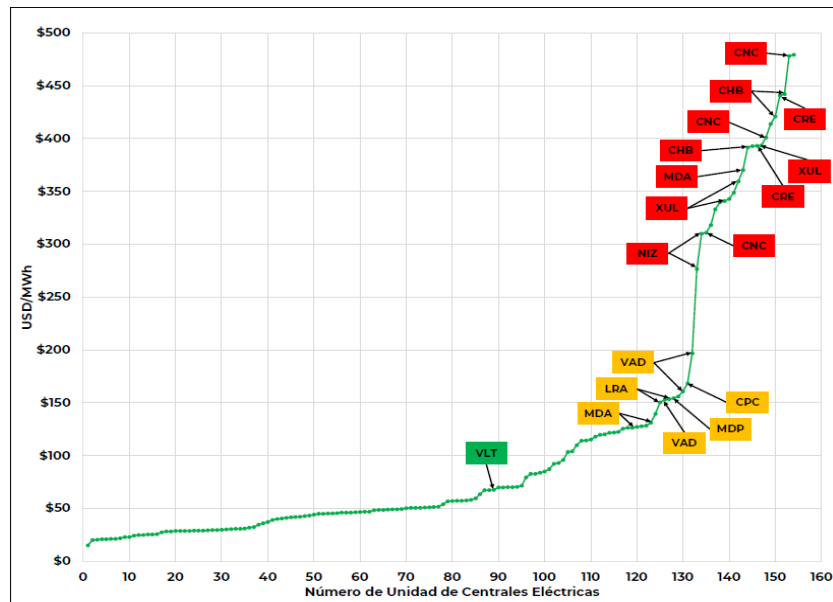


Figura 5. Costo Incremental de las Centrales Eléctricas - Día de la demanda máxima del SIN en 2018.
Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

De acuerdo con la previsión de disponibilidad y suministro de gas natural para los Ciclos Combinados de la Península de Yucatán, a partir de agosto de 2019 se tendrá una disponibilidad del orden de 150 MMPCD, los cuales permitirían que los Ciclos Combinados de AES Mérida y Valladolid III, operen cercanos a su capacidad nominal, reduciendo la congestión de los corredores de transmisión Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco y Sureste – Escárcega y con esto, minimizando el uso de generación turbogás de baja eficiencia por periodos de tiempo prolongados. Para los años subsecuentes, se estará regularizando el suministro de gas natural hasta 250 MMPCD, lo cual permitirá un uso menor de generación turbogás durante una parte importante del año. **También, la integración de CE renovables, en la Península de Yucatán, ayudarán marginalmente a reducir la necesidad de importar energía eléctrica proveniente del resto SIN, sin embargo, por la naturaleza intermitente, se requerirá contar con el respaldo de la generación convencional.**

No obstante, en el mediano plazo, la capacidad instalada de CE de Ciclo Combinado en la Península de Yucatán no será suficiente para cubrir la demanda máxima esperada, ya que se pronostica un alto crecimiento de la demanda y del consumo de energía eléctrica, con tasas medias de crecimiento anual de 3.3 % para los próximos 15 años. Incluso, para las zonas Cancún y Riviera Maya la tasa media de crecimiento anual aumenta a 4.0 %, lo cual requerirá de la sincronización constante de las CE térmicas convencionales y/o turbogás durante el verano. Además, en la Península de Yucatán, la demanda máxima se presenta en la noche, por lo que la indisponibilidad de la generación solar y la incertidumbre de la generación eólica (en verano se estima se presenten los menores factores de planta para este tipo de tecnología) se requiere de una alta disponibilidad del parque térmico.

Para este proyecto aplican también la **“Problemática asociada al desarrollo regional”** indicada en el proyecto previo. En la figura 6 se presenta la curva de duración de la demanda de la GCR



Peninsular para 2025 en donde se puede observar que para poder suministrar la demanda máxima de ese año (2,657 MWh/h sin pérdidas) se requerirá tener en operación y sincronizadas todas (100% de disponibilidad) las CE Ciclo Combinado y térmicas convencionales de la región y teniendo como reserva operativa alrededor de 300 MW de generación turbogás. En caso de indisponibilidad de alguna central eléctrica, por ejemplo, el Ciclo Combinado diésel Valladolid, el margen de reserva en la GCR Peninsular se reducirá a 122 MW. En consecuencia, se corre el riesgo de que, ante cualquier falla, de la operación de Esquemas de Protección para preservar la Confiabilidad, Calidad y estabilidad de la región.

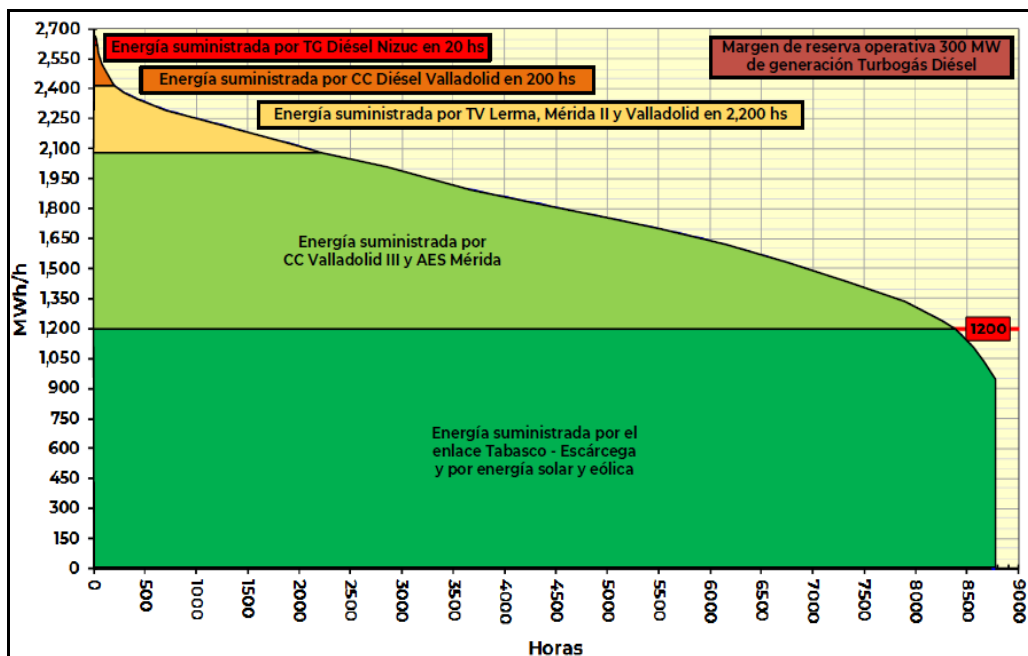


Figura 6. Curva de duración de la demanda de la GCR Peninsular para 2025. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

En la condición operativa de 2025, se considera que el proyecto identificado para aumentar la capacidad de transmisión hacia las zonas Cancún y Riviera Maya propuesto para entrar en operación en 2023 se haya construido, así como los proyectos instruidos por SENER; en caso de no ser así, la condición será aún más crítica ya que por congestiones locales se requerirá tener despachada toda la generación turbogás en Cancún, Cozumel y Ciudad del Carmen.

Por las condiciones operativas actuales, las previstas para 2025 y altos costos de producción de energía eléctrica en la GCR Peninsular, se ha identificado un proyecto para aumentar la capacidad de transmisión entre la GCR Peninsular y Oriental, para así atender el crecimiento de la demanda de los estados de Tabasco, Campeche, Yucatán y Quintana Roo.



Alternativa propuesta.

En la siguiente tabla se presenta el incremento en la capacidad de transmisión en 3 corredores de transmisión desde la Cuenca del Grijalva hasta Cancún considerando la red eléctrica de las alternativas estudiadas. Para el enlace Valladolid – Cancún, se consideró que las obras del proyecto propuesto para 2023 se aprobó por la SENER y está en operación en 2025.

Tabla 12. Aumento de capacidad de transmisión del proyecto. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Corredor de transmisión	LT sin proyecto	LT con Alternativa 1 (CD)	LT con Alternativa 2 (CA)
Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco	1,450 MW	2,888 MW	2,891 MW
Oriental – Peninsular	1,200 MW	2,302 MW	2,326 MW
Valladolid – Cancún	1,190 MW	1,667 MW	1,684 MW

Como resultado final de este proyecto en cualquiera de sus alternativas, los precios marginales locales serán determinados por los Ciclos Combinados de la zona. Además, la infraestructura propuesta permitirá atender el crecimiento de la demanda de las Zonas Cancún y Riviera Maya hasta aproximadamente 2035 con tan solo la adición de refuerzos locales.

Proyectos 2018

P18-PEI Compensación Capacitiva Isla de Cozumel

La red interna de la Isla Cozumel es alimentada mediante dos circuitos radiales en 34.5 kV que parten de la Subestación Playa del Carmen, perteneciente a la Zona de Distribución Riviera Maya. Adicionalmente, en la red de Cozumel se tiene instalada una Central Eléctrica de tipo Turbogás que permite suministrar parte de la demanda de Cozumel ante condiciones de emergencia en red completa, así como ante la contingencia de uno de los cables submarinos.

Desde 2017, la infraestructura actual no es capaz de suministrar la demanda máxima de la isla, en estado estable, debido al potencial colapso por tensión. Por tanto, ante estas condiciones operativas, se requiere de la sincronización continua de las unidades de la Central Eléctrica Chankanaab; las cuales son de baja eficiencia y tienen altos costos operativos. Para 2021, se requerirá de la sincronización de generación en al menos 2 mil horas, en estado estable para



evitar el colapso de la isla. Ante contingencia sencilla de uno de los cables, se tendrá que activar el esquema de corte de carga en al menos 7 mil horas en 2018.

P15-PE1 Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar-Chankanaab

La red interna de la Isla Cozumel es alimentada mediante dos circuitos radiales en 34.5 kV que parten de la Subestación Playa del Carmen, perteneciente a la Zona de Distribución Riviera Maya. Adicionalmente, en la red de Cozumel se tiene instalada una Central Eléctrica de tipo Turbogás que permite suministrar parte de la demanda de Cozumel ante condiciones de emergencia en red completa, así como ante la contingencia de uno de los cables submarinos.

Para 2024, la infraestructura actual de transmisión hacia la isla, aún con la instalación de los bancos de capacitores propuestos para 2021, no será suficiente para cubrir la demanda máxima. Por tanto, se requerirá de la sincronización en al menos 200 horas de la generación Turbogás en Cozumel. Ante la contingencia sencilla de uno de los cables se tendría que activar el esquema de corte de carga durante las 8,784 horas del año en 2024.

P17-PE2 Puerto Real Bancos 1 y 2

La Zona Ciudad del Carmen es alimentada por dos circuitos radiales en 115 kV que parten de la SE Escárcega Potencia, perteneciente a la Zona de Transmisión Campeche. Adicionalmente, en Ciudad del Carmen se tiene instalada una Central Eléctrica de tipo Turbogás que permite suministrar parte de la demanda de esta zona con el objetivo de no violar la capacidad de transmisión de estos circuitos y, además, no saturar los bancos de transformación en la SE Escárcega Potencia 230/115 kV ante la contingencia sencilla más severa de red.

A partir de 2021, la infraestructura actual no sería capaz de suministrar la demanda máxima de la zona, en estado estable, debido a la saturación al 100 % de la capacidad de transformación de la Subestación Escárcega Potencia 230/115 kV y sobrecarga de 15 % ante contingencia de línea. Por tanto, ante esta situación operativa, se requerirá de la sincronización en al menos 1,200 horas de las unidades de la Central Eléctrica Carmen; las cuales son de baja eficiencia y tienen altos costos operativos. Lo anterior, incrementa el costo total de producción de energía impactando al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y a los usuarios finales.

Impactos económicos y de confiabilidad de proyectos de transmisión a 2025

Proyecto de Aumento de la Capacidad de Transmisión de Valladolid-Cancún

Se analiza el escenario del posible atraso en la entrada en operación de este proyecto entre las regiones: Valladolid, Cancún y Riviera Maya, programado para inicios de 2023; en la Figura siguiente, se muestra el diagrama unifilar-geográfico del proyecto.

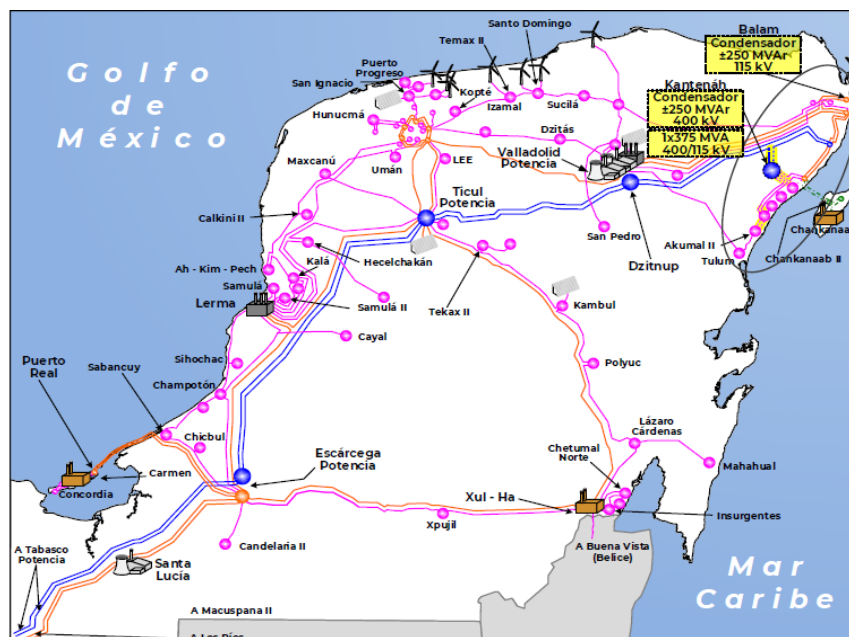


Figura 7. Aumento de la capacidad de transmisión Valladolid – Cancún. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Si la entrada en operación del proyecto se pospusiera, se tendrían problemas de congestión en la red de transmisión Valladolid-Cancún, lo cual obligaría a despachar en la región, unidades turbogás de baja eficiencia con altos costos de producción de energía; insuficiencia de capacidad de generación local para abastecer la demanda; congestión de la red de transmisión local, que impedirían el aprovechamiento de los recursos de generación de menor costo de producción del resto del Sistema Interconectado Nacional. En algunos puntos de operación de mayor demanda, aun recurriendo a la generación con unidades turbogás, la capacidad de generación en la zona Cancún-Riviera Maya será insuficiente para atender la



totalidad de la demanda. Los resultados de la operación del Sistema muestran que, de no llevarse a cabo este proyecto en su fecha programada (inicios de 2023 y diferirse para inicios de 2025, se tendrían sobrecostos por costos de producción y por energía no suministrada de 547.4 y 732.6 millones de USA \$ de 2018, en 2023 y 2024, respectivamente. Véase el cuadro 11.1.

Tabla 13. Impacto económico por el diferimiento del proyecto de aumento de la capacidad de transmisión Valladolid – Cancún. **Fuente:** (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Sobrecostos por Diferimiento en millones de dólares de 2018				
Año	Externalidades	Costos de Producción	ENS	Total
2023	-0.17	239.3	308.3	547.4
2024	-0.37	279.1	453.9	732.6
Total	-0.50	518.4	762.2	1,280.1

Los sobrecostos por el diferimiento que se muestran en la tabla anterior indican que tan solo el correspondiente al 2023, sería suficiente para pagar los costos de inversión del proyecto.

Proyecto de interconexión Sureste-Peninsular a inicios de 2028

Impacto económico y de confiabilidad por retraso. La entrada en operación de este proyecto se ha programado para inicios de 2025. Este proyecto permitirá interconectar las regiones Grijalva y Cancún; En la Figura siguiente, se muestra el diagrama unifilar-geográfico del proyecto. Ante el diferimiento del proyecto, para los periodos de demanda máxima, se requeriría la operación de unidades de Centrales Eléctricas térmicas convencionales que operan con combustóleo, ciclos combinados a base de diésel y gas natural, además de unidades turbogás y combustión interna, en el sistema peninsular, que operan con diésel, estas últimas de baja eficiencia y con altos costos de operación con relación a los recursos de generación de menor costo en el resto del Sistema Interconectado Nacional

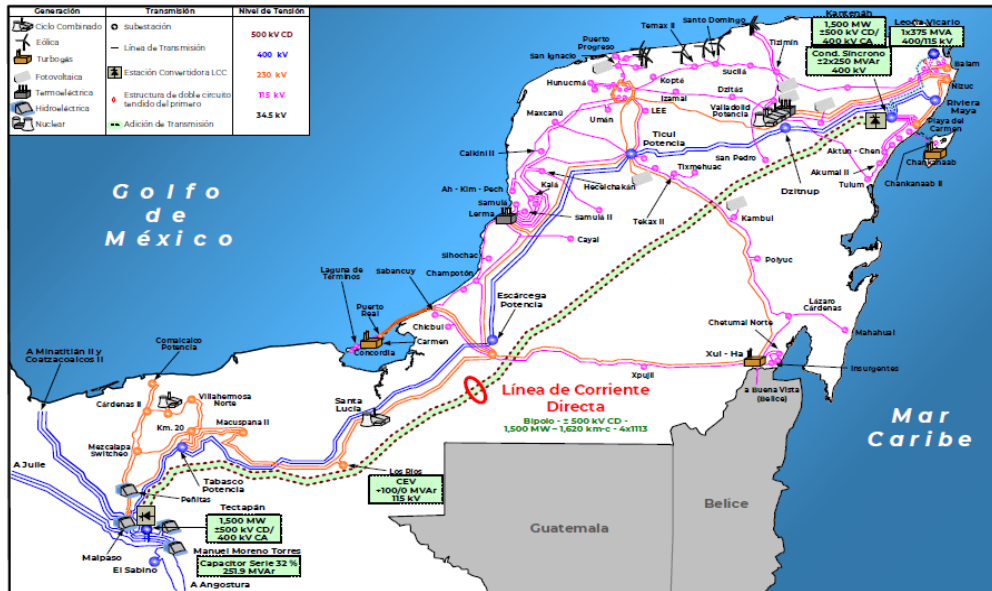


Figura 8. Interconexión Sureste – Peninsular en corriente directa. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

En los puntos de operación de mayores demandas, aun recurriendo a toda la generación del sistema peninsular, esta será insuficiente para atender la totalidad de la demanda de la Península de Yucatán, por lo que se tendrían congestiones en los corredores de transmisión desde la Cuenca del Grijalva hasta Cancún y por consiguiente costos de operación muy altos. Las restricciones en la capacidad de la red de transmisión no permitirían aprovechar la generación renovable del Sistema Interconectado Nacional, en particular del Sistema Oriental, con el consiguiente aumento en los costos de producción. Los resultados muestran que, al diferir la entrada en operación de la interconexión Sureste-Peninsular, se tendrían sobrecostos de 49.3, 65.6 y 93.2 millones de USA \$ de 2018, en 2025, 2026 y 2027, respectivamente. Ver siguiente tabla. Los sobrecostos en la operación del sistema por el diferimiento del proyecto en 3 años, pagaría cerca del 20% del costo de inversión del proyecto

Tabla 14. Impacto económico por el diferimiento de la interconexión Sureste – Peninsular. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Sobrecostos por Diferimiento en millones de dólares de 2018				
Año	Externalidades	Costos de Producción	ENS	Total
2025	0.41	48.85	0.00	49.3
2026	0.22	65.42	0.00	65.6
2027	0.25	90.02	2.97	93.2
Total	0.90	204.3	3.0	208.1



Diagnóstico CENASE

Tabla 15. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Peninsular. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

<p>GENERACIÓN</p>	<p>Durante 2018 entró en operación o en pruebas preoperativas una Central Eléctrica Eólica con una capacidad de 75.6 MW.</p> <p>Desde 2010 se tiene indisponibilidad en el suministro de gas natural. De una capacidad de 1,261 MW, en promedio se tiene una degradación de 400 MW de generación en tres Ciclos Combinados de la zona.</p> <p>En la demanda máxima del mes de agosto de 2018, la afectación fue de 774 MW (61 %); estando fuera:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ciclo Combinado de Mérida Potencia. • Ciclo Combinado de Campeche limitado por operar con Diésel.
<p>TRANSMISIÓN</p>	<p>En el corredor de transmisión de Escárcega al Sureste, compuesto por dos LT's en 400 kV entre las SE Tabasco Potencia - A3Q00 y A3Q10 - Escárcega y las dos LT's en 230 kV entre las SE Escárcega Potencia - 93210 y 93220 - Santa Lucía, se operó 10 horas por arriba del límite de transmisión de 1,240 MW. El corredor operó 255 horas con el Esquema de Acción Remedial armado. En el verano de 2018, por congestión se realizaron interrupciones de carga con una Energía No Suministrada de 462.8 MWh. En este PAMRNT 2019-2033, nuevamente se propone el proyecto Grijalva-Cancún.</p> <p>Para suministrar la carga máxima de la Isla de Cozumel, se tiene implementado un Esquema de Acción Remedial para la interrupción de carga ante el disparo de un cable de 34.5 kV. Desde el PAMRNT2015 – 2029 se identificó la necesidad del proyecto de un cable submarino en 115 kV con fecha factible de entrada en operación de 2018. La vida útil de 25 años de los cables de 34.5 kV se vence en el 2024. Por lo anterior se requiere construir una LT con cable Submarino entre las SE Playacar – Chankanaab II. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por CENACE de ampliación de transmisión con cable submarino en 115 kV.</p> <p>Para suministrar la carga de la Zona Carmen se tiene implementado un Esquema de Acción Remedial por sobrecarga de una de las LT's del enlace Sabancuy-Carmen ante contingencia sencilla de una LT y voltajes fuera de límites permisibles operativos ante la falla del compensador estático de VAR; asimismo, la sincronización de generación turbogás de baja eficiencia que ha incrementado los precios del mercado eléctrico.</p> <p>Desde el PAMRNT2017 – 2031 se identificó la necesidad del proyecto Puerto Real que incluye un cambio de tensión de operación de 115 a 230 kV, modernización de las torres de transmisión que cruzan la Laguna de</p>



	<p>Términos y transformación de 230/115 kV, para abril de 2022. Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro a las islas de Carmen y Aguada. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto Puerto Real Bancos 1 y 2 propuesto por CENACE.</p> <p>El corredor de transmisión de Mérida a Cancún-Rivera Maya, compuesto por dos LT's en 400 kV entre las SE Ticul - A3Q40 y Q3Q50 - Dzitnup - A3Q60 y A3Q70 - Rivera Maya, dos LT's entre las SE Valladolid - 93050 - Balam y Valladolid - 93060 - Nizuc, y tres LT's en 115 kV tiene un límite de transmisión de 825 MW; este enlace operó 18 horas por arriba de su límite de transmisión.</p> <p>Para mantener el flujo por debajo de su límite de transmisión se ha tenido que sincronizar turbogás de baja eficiencia en las zonas Cancún y Riviera Maya. Para el mediano plazo la problemática se agravará por lo que se requiere un refuerzo integral para la región de Cancún y Riviera Maya que permita mantener la confiabilidad de la principal zona turística del país.</p> <p>En este PAMRNT 2019- 2033, se propone en Cancún, en una primera etapa, 2 condensadores síncronos de ± 250 MVA, 1 transformador de 400/115 kV, 375 MVA y red de 115 kV; posteriormente con el proyecto Grijalva- Cancún propuesto en este PAMRNT 2019-2033, la ampliación de la capacidad de transmisión hacia Cancún-Rivera Maya.</p>
TRANSFORMACIÓN	<p>La transformación de la SE Escárcega Potencia con bancos de 230/115 kV de 100 MVA operaron 25 horas por arriba del 90 %, con una hora por arriba de su capacidad nominal. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por CENACE de dos bancos en Puerto Real.</p>
COMPENSACIÓN	<p>Desde 2017, en la Isla de Cozumel se ha tenido que sincronizar unidades turbogás de baja eficiencia para mantener el perfil de tensión en las condiciones de demanda máxima de la isla.</p> <p>En el PAMRNT2018 - 2032 se propuso a la SENER la Instalación de 6 bancos de 3.6 MVA, cada uno, con una tensión de operación de 34.5 kV y distribuidos uniformemente entre las tres SE: Cozumel, Chankanaab y Chankanaab II.</p> <p>Estos capacitores permitirán el suministro confiable en la isla hasta 2024. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión este proyecto propuesto por CENACE, para abril de 2021.</p>

Líneas de transmisión saturadas

Los principales corredores de transmisión que alcanzaron sus límites máximos operativos fueron: 2 LT's de 400 kV Tabasco Potencia - Escárcega y 2 LT's de 230 kV de Santa Lucía a Escárcega Potencia y Red de suministro a las zonas Cancún y Riviera Maya. La saturación del



enlace de la región del Grijalva a Tabasco se debe principalmente a la indisponibilidad de gas natural en la Península de Yucatán.

Energía no suministrada

Tabla 16. Interrupciones de energía por congestión de enlaces en 2018. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Sistema	Fecha	Carga máxima coincidente afectada (MW)	Energía no suministrada (MWh)	Causa
SIN	11-may-18	109	699.63	Control del flujo entrando a Escárcega
SIN	18-jul-18	123	312.83	Control del flujo entrando a Escárcega

Proyección de consumo bruto y 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 15.



Tabla 17. Pronósticos de consumos bruto, demanda máxima integrada y generación para el periodo 2019-2033 para la GCR Peninsular.
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	Generación en MW por Gerencia de Control Regional, 20 hs de diciembre, Escenario de planeación 2021 – 2026
2019	13,412	2,188									
2020	13,887	2,265									
2021	14,380	2,345	2,134	1,470	2,243	1,061	1,645	1,010	1,752	883	
2022	14,841	2,421	2,200	1,465	2,303	1,181	1,709	1,010	1,794	940	
2023	15,310	2,497	2,306	1,329	2,409	1,292	1,767	1,010	1,868	857	
2024	15,793	2,576	2,407	1,293	2,496	1,406	1,840	1,052	1,965	887	
2025	16,291	2,657	2,472	1,169	2,593	1,007	1,903	1,086	2,046	880	
2026	16,802	2,741	2,569	1,270	2,703	1,007	1,972	1,086	2,110	959	
2027	17,334	2,827									
2028	17,876	2,916									
2029	18,439	3,007									
2030	19,017	3,102									
2031	19,625	3,201									
2032	20,247	3,303									
2033	20,890	3,407									



Comportamiento operativo

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

La región de Cancún-Riviera Maya en 2018 presentó una demanda máxima de 864 MW, valor superior al límite de transmisión de Valladolid hacia Cancún definido por estabilidad de voltaje en 825 MW; consecuentemente la necesidad de sincronizar turbogás de baja eficiencia en la zona Cancún por control de flujos de potencia.

En la Gerencia de Control Regional Peninsular, de acuerdo con el crecimiento pronosticado de la demanda en la Zona de Distribución Mérida, para 2020, se espera la saturación de la transformación en la Zona Mérida. Para evitarlo se requerirá de la operación de Centrales Eléctricas de baja eficiencia (térmica convencional TV y turbogás TG), lo cual incrementará los costos de producción de energía del MEM.

De acuerdo con el comportamiento de la demanda en Zona Mérida en 2018, el 33% del año (2,900 horas) se tuvo activado el Esquema de Acción Remedial ante la posible contingencia sencilla más severa. Desde el 2016, se identificó la necesidad de construcción del proyecto Chichí Suárez Banco I; el cual fue instruido por SENER en 2016, pero CFE no reporta avance constructivo del mismo. La condición operativa en 2021 de la Zona Mérida implicará que en al menos 6,200 horas se dependerá de la generación instalada en la red de 115 kV o se tendrá activado el Esquema de Protección para preservar la Confiabilidad y estabilidad de la región en caso de la contingencia sencilla más severa en la condición de demanda máxima.

Estado operativo previsto para el 2025 en la Península de Yucatán

Para la demanda máxima local de verano por la noche en la Península de Yucatán, se tiene un pronóstico de 2,730 MW incluyendo las pérdidas eléctricas en la red de transmisión. La capacidad efectiva prevista de generación será de 2,109 MW, considerando las centrales termoeléctricas convencionales de Mérida II, Lerma, el CC de Valladolid que consume mezcla de combustóleo y diésel y la generación turbogás de baja eficiencia y altos costos de producción. En la tabla siguiente se muestra la capacidad efectiva de generación instalada y la capacidad máxima instalada por tipo de tecnología.

**Tabla 18.** Capacidad máxima instalada en el Sistema de la Península de Yucatán. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

100% Generación base disponible	Capacidad Efectiva (MW)	Capacidad Máxima Instalada noche (MW)
Central Eléctrica		
Valladolid III	525	535
Mérida III	410	484
Valladolid-CCD	208	220
Campeche	240	252.4
TV Lerma + Mérida II + Valladolid	334.3	355.5
Eólico*	92	531
Subtotal	1,809.30	2,377.90
Turbogás de baja eficiencia	300	335
Total	2,109.30	2,712.90

Notas: *Factor de planta 17.36 %; Generación Tabasco Pemex y Cogeneración: 590MW

Para las Centrales Eléctricas Eólicas se consideró un factor de planta de 17.36 %. Asimismo, se consideran en operación 590 MW en la zona Tabasco del CC Abent III con 270 MW y Nuevo Pemex 2 unidades de 160 MW cada una

Con tan solo la indisponibilidad de 220 MW de generación, que pudiera ser el CC de Valladolid de la CFE o parte del CC de Valladolid III, se tendrían las condiciones operativas de saturación en la transmisión de Tabasco hacia la Península de Yucatán en 1,200 MW (límite de 1,200 MW), estando también cercano a la saturación en 1,382 MW (límite de 1,450 MW) el corredor de transmisión de Malpaso-Tabasco. Ante esta condición operativa, solo se tendría disponible un margen de reserva de generación de 122 MW ubicada en la generación turbogás de baja eficiencia. Esta reserva pudiera ser absorbida si la generación eólica se fuera a cero MW por falta de viento.

Del balance previo es evidente que, cualquier contingencia de indisponibilidad de gas natural, de falla del CC de Campeche, de falla en el CC Abent III, de falta de viento o de falla en cualquiera de las dos unidades de 160 MW de Nuevo Pemex, estarían propiciando la interrupción del suministro de energía eléctrica en la zona Villahermosa y Península de Yucatán sin contingencias de la red de transmisión. En otros términos, para indisponibilidades de generación de la Península y zona Tabasco mayor al 8 %, se tendrán interrupciones de energía eléctrica en la zona Tabasco y Península de Yucatán sin la ocurrencia de contingencias en la red de transmisión.

Ante crecimientos mayores de la demanda la situación del suministro de energía será más crítica. Por la crítica situación operativa prevista en la zona Villahermosa y Península de Yucatán para el 2025, es imprescindible que antes de mayo de ese año se tenga en operación nueva red de transmisión hacia la Península, nuevas Centrales Eléctricas o una combinación de ambas.



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

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

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 19. 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
42	MERIDA	08IGN-115	San Ignacio	115	31 Yucatán	PROGRESO	MERIDA
43	CANCUN	08PMU-115	Playa Mujeres	115	23 Quintana Roo	ISLA MUJERES	CANCUN

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 PENINSULAR

El Nodo San Ignacio se ubica al norte de la ciudad de Mérida 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 se muestra a continuación en las siguientes Figuras.

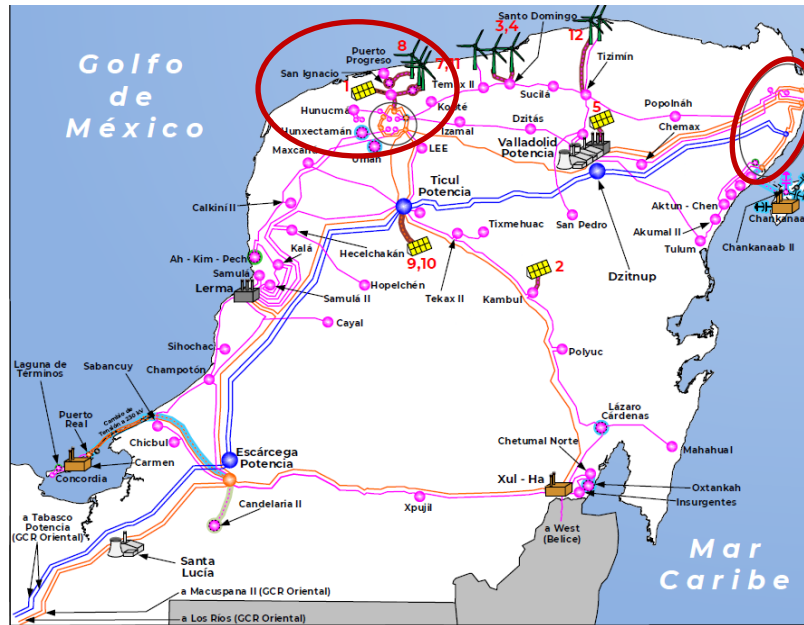


Figura 9. Ubicación del Nodo 08IGN-115. Fuente: (Cenase 2019) y (PAMRNTyRGD 2019-2033)

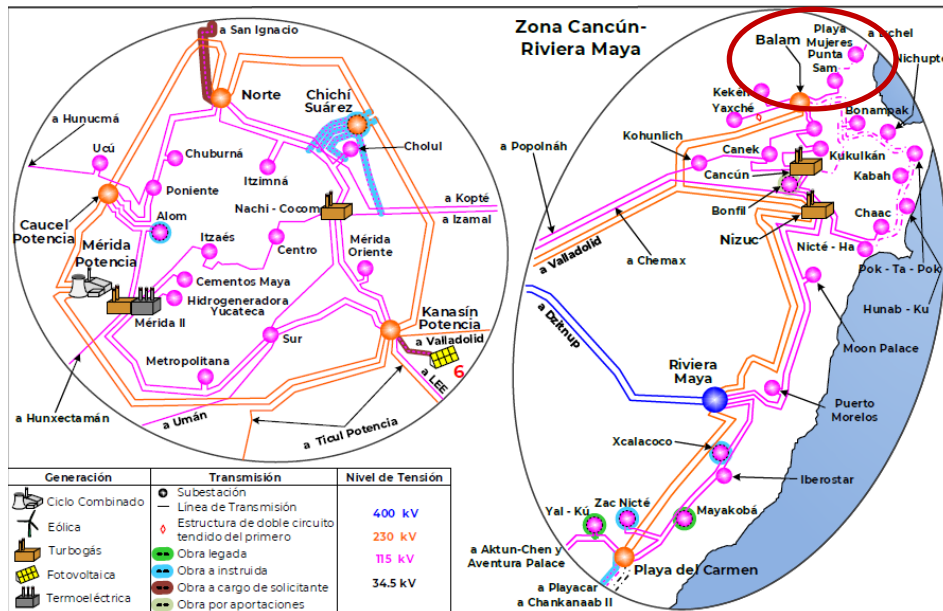


Figura 10. Ubicación del Nodo 08PMU-115. Fuente: (Cenase 2019) y (PAMRNTyRGD 2019-2033)



Precios Marginales Locales (PML)

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

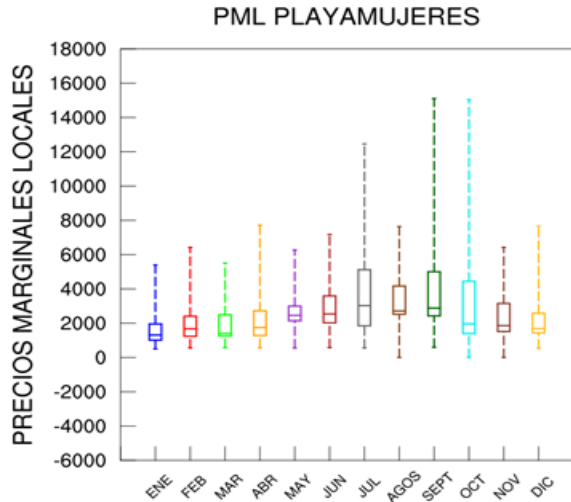


Figura 11. PML en el nodo 08PMU-115 (Playa Mujeres)

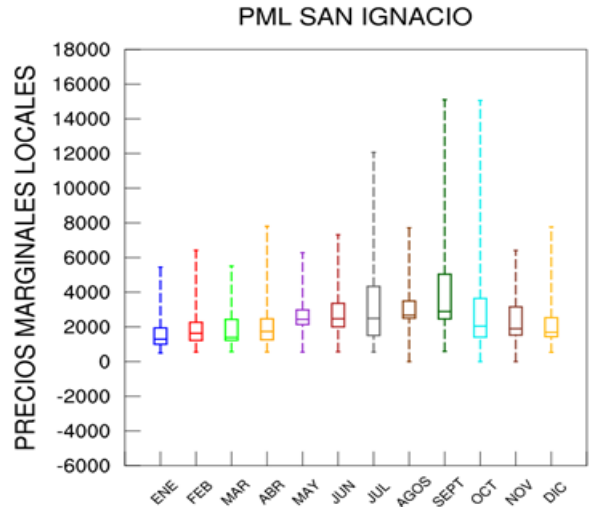


Figura 12. PML en el nodo 08IGN-115 (San Ignacio)

Precios del componente de Energía

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

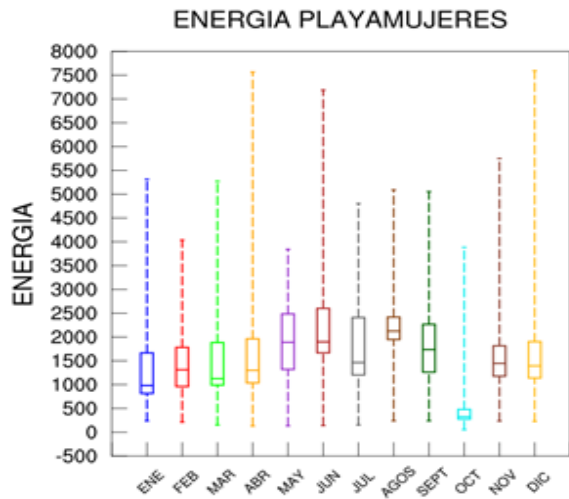


Figura 13. Costo del componente de Energía en el nodo 08PMU-115 (Playa Mujeres)

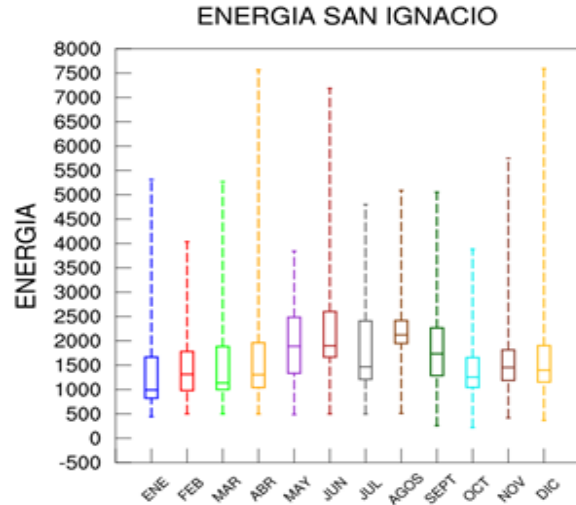


Figura 14. Costo del componente de Energía en el nodo 08IGN-115 (San Ignacio)

Precios del componente de Perdidas

En las siguiente Figuras 14 y 15 se muestran máximos, mínimos, media y desviación estándar para los nodos seleccionados para el componente de congestión en 2018 (CENASE, 2019b).

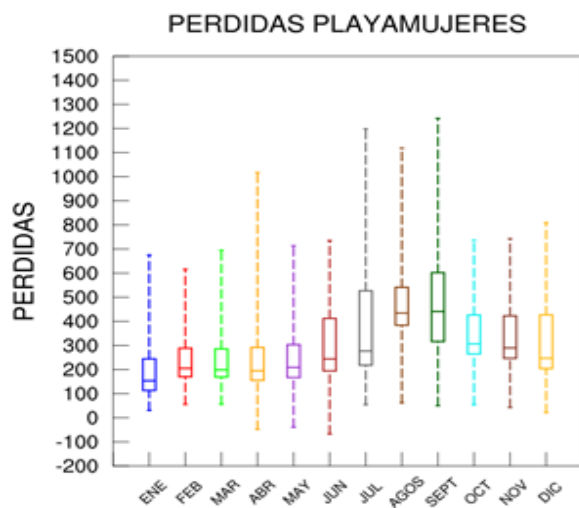


Figura 15. Costo del componente de Perdidas en el nodo 08PMU-115 (Playa Mujeres)

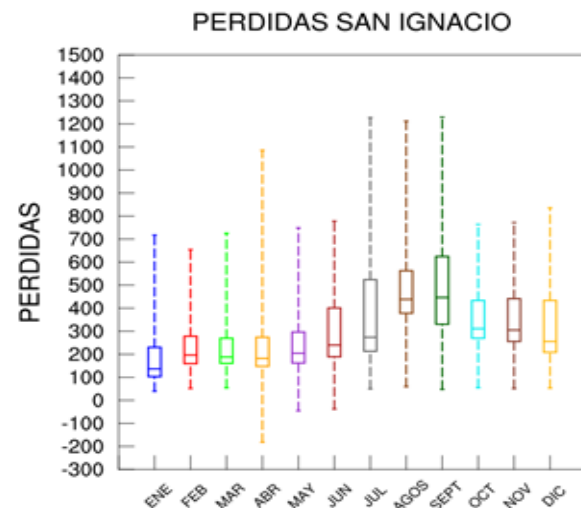


Figura 16. Costo del componente de Perdidas en el nodo 08IGN-115 (San Ignacio)



Precios del componente de Congestión

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

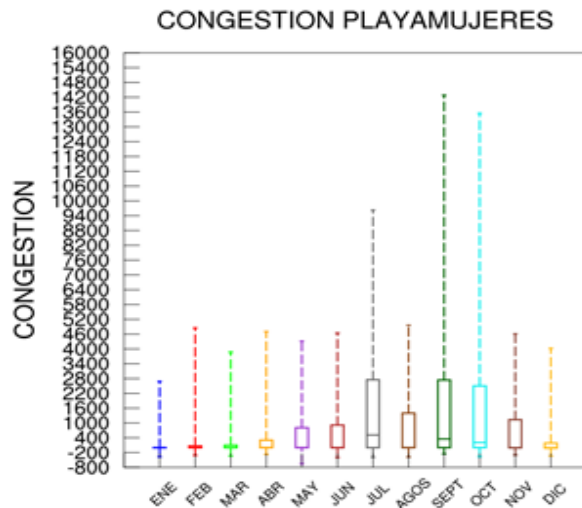


Figura 17. Costo del componente de Congestión en el nodo 08PMU-115 (Playa Mujeres)

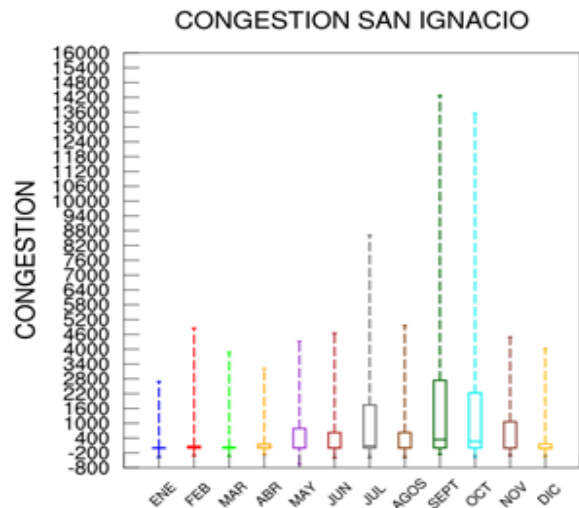


Figura 18. Costo del componente de Congestión en el nodo 08IGN-115 (San Ignacio)

Diferencias entre nodos

Los máximos, mínimos y las diferencias mensuales de precios de los nodos 08PMU-115 (Playa Mujeres), 08IGN-115 (San Ignacio) y entre nodos se muestran en las siguientes tablas. Las siguientes tablas se elaboraron con datos de (CENASE, 2019b).

Tabla 20. Máximos y mínimos Mensuales en el Nodo 08PMU-115 (Playa Mujeres) en 2018.

Mes	Min PML	Max PML	Min Energía	Max Energía	Min Pérdidas	Max Pérdidas	Min Congestión	Max Congestión
Enero	499.7	4,045.5	442.7	3,010.3	40.9	438.0	-400.1	2,686.8
Febrero	593.6	6,420.6	515.9	2,135.8	55.5	448.5	-42.7	4,848.9
Marzo	538.5	5,229.0	483.6	2,709.9	50.6	527.6	-254.0	3,872.1
Abril	562.0	6,086.9	498.0	4,977.1	-47.8	680.4	-180.8	4,704.3
Mayo	761.4	7,716.4	632.5	7,591.0	-39.0	514.4	-660.9	4,317.5
Junio	1,064.0	7,175.3	906.8	7,185.5	-67.2	729.8	-46.4	4,645.4
Julio	686.2	12,458.0	563.5	4,800.4	54.7	1,198.0	-43.7	9,626.2



Mes	Min PML	Max PML	Min Energía	Max Energía	Min Pérdidas	Max Pérdidas	Min Congestión	Max Congestión
Agosto	758.4	7,635.8	597.7	5,088.8	160.7	1,117.7	-70.7	4,961.3
Septiembre	683.2	15,105.0	258.0	5,052.8	75.7	1,242.1	-20.3	14,281.9
Octubre	689.4	15,038.3	220.2	2,267.8	54.3	679.1	-127.4	13,549.0
Noviembre	810.9	6,426.2	418.7	3,378.4	42.9	706.0	-339.1	4,609.4
Diciembre	594.0	5,748.2	366.6	3,057.5	60.3	809.0	-337.9	4,025.7

Tabla 21. Máximos y mínimos Mensuales en el Nodo 08IGN-115 (San Ignacio) en 2018

Mes	Min PML	Max PML	Min Energía	Max Energía	Min Pérdidas	Max Pérdidas	Min Congestión	Max Congestión
Enero	491.6	4,030.8	442.7	3,010.3	39.5	420.0	-400.1	2,686.8
Febrero	590.7	6,414.8	515.9	2,135.8	51.6	433.5	-42.7	4,848.9
Marzo	536.4	5,097.3	483.6	2,709.9	48.5	517.0	-254.0	3,872.1
Abril	557.8	4,984.1	498.0	4,977.1	-181.9	532.3	-180.8	3,201.7
Mayo	760.5	7,805.9	632.5	7,591.0	-45.4	496.1	-660.9	4,317.5
Junio	1,035.8	7,312.0	906.8	7,185.5	-37.6	704.8	-55.1	4,645.4
Julio	677.4	12,062.9	563.5	4,800.4	53.1	1,227.0	-43.7	8,610.4
Agosto	759.2	7,712.2	597.7	5,088.8	161.4	1,211.9	-70.7	4,961.3
Septiembre	683.5	15,105.0	258.0	5,052.8	77.7	1,229.6	-20.3	14,274.1
Octubre	693.2	15,061.1	220.2	2,267.8	56.6	684.6	-127.4	13,549.0
Noviembre	820.0	6,407.1	418.7	3,378.4	51.2	740.7	-339.1	4,488.7
Diciembre	590.3	5,771.2	366.6	3,057.5	58.2	835.6	-337.9	4,025.7

Tabla 22. Diferencias de Máximos y mínimos Mensuales entre los Nodos 08PMU-115 (Playa Mujeres) y 08IGN-115 (San Ignacio)

Mes	Min PML	Max PML	Min Energía	Max Energía	Min Pérdidas	Max Pérdidas	Min Congestión	Max Congestión
Enero	8.2	14.7	0.0	0.0	1.5	18.0	0.0	0.0
Febrero	2.9	5.7	0.0	0.0	3.9	15.0	0.0	0.0
Marzo	2.0	131.7	0.0	0.0	2.1	10.6	0.0	0.0
Abril	-121.5	-9,018.1	240.1	-75.7	-125.6	-549.3	-160.5	-9,569.8
Mayo	0.9	-89.6	0.0	0.0	6.3	18.4	0.0	0.0
Junio	28.2	-136.8	0.0	0.0	-29.6	25.0	8.7	0.0
Julio	8.8	395.1	0.0	0.0	1.6	-29.0	0.0	1,015.7



Mes	Min PML	Max PML	Min Energía	Max Energía	Min Pérdidas	Max Pérdidas	Min Congestión	Max Congestión
Agosto	-0.8	-76.4	0.0	0.0	-0.8	-94.2	0.0	0.0
Septiembre	-0.3	0.0	0.0	0.0	-2.1	12.5	0.0	7.8
Octubre	-3.8	-22.8	0.0	0.0	-2.3	-5.5	0.0	0.0
Noviembre	-9.1	19.1	0.0	0.0	-8.3	-34.6	0.0	120.7
Diciembre	3.8	-23.0	0.0	0.0	2.1	-26.6	0.0	0.0

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

El 23 de mayo del 2017, dos líneas de 400 kV se dispararon debido a un corto circuito, atribuido a un incendio forestal no controlado en el derecho de vía de las líneas. El disparo ocasionó una serie de eventos en cadena, el cual incluyó que, tras la desconexión de las dos líneas de 400 kV, las dos líneas de 230 kV que mantenían conectada la región de la Península con el resto del SIN, se sobrecargaron y provocaron la actuación de esquemas de protecciones, procediendo con la apertura de interruptores de forma automática, lo que provocó un colapso parcial de la red de la Península de Yucatán, y la salida de servicio de 637 MW, con lo que se tuvo una afectación de carga de 1,635 MW en la zona. Debido a las acciones operativas que se llevaron a cabo, el evento no se prolongó más allá del 23 de mayo, sin embargo, se presentaron en la región estados operativos de alerta y de emergencia, como resultado de los bajos niveles de reserva operativa.

Tabla 23. Impacto en el servicio de suministro debido a disturbio en la región Peninsular. Fuente: (CRE, 2018b)

Interrupción	Energía no suministrada	Número de usuarios afectados
7 horas con 47 minutos	3.05 GWh	1,272,262

En lo que se refiere a los reportes de 2019 de CENASE se observó lo siguiente para la región Peninsular: La denominada "*Alerta por flujo de transmisión de la Zona Malpaso hacia Zona Tabasco y depender de la operación de un Esquema de Acción Remedial ante primera contingencia*" ocurrió 191 ocasiones de enero a octubre de 2019. En la Figura XX se muestra, para el año 2019, la Frecuencia con que ocurrió esta Alerta por mes en la gerencia regional Peninsular. Esta fue la incidencia más frecuente en esta región.

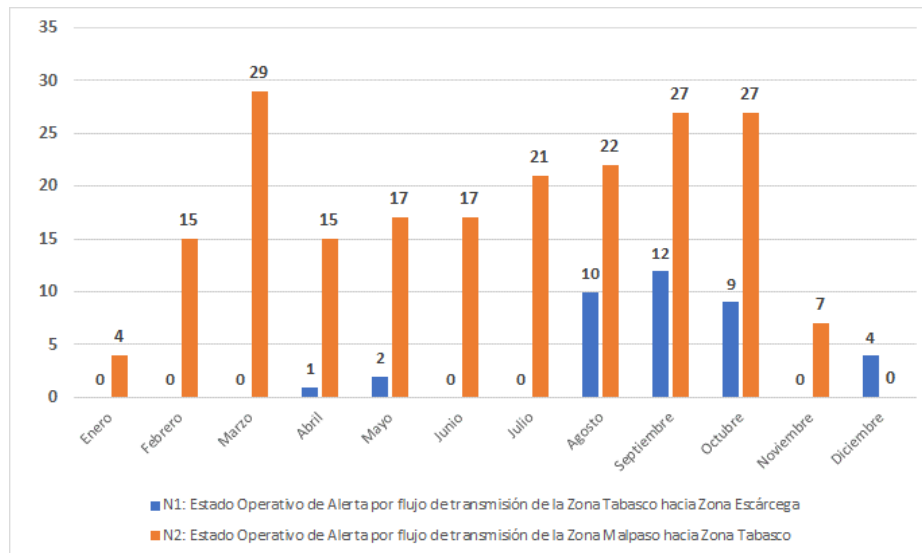


Figura 19. Alertas por flujo. Fuente: elaboración propia con datos de (CENASE, 2019c).

En la siguiente Tabla 24 se indican las emergencias que se produjeron durante 2019.

Tabla 24. Emergencias registradas en la región Peninsular en 2019, (CENASE, 2019c).

Mes/Año	Problema/Condición operativa
08/10/2019	De 13:49 a 15:22 Hrs. La Gerencia de Control Regional Peninsular del Sistema Interconectado Nacional estuvo en Estado Operativo de Emergencia en la Zona Cozumel, Quinta Roo por falla en Playa del Carmen en los Transformadores T5 y T6 (115/34.5 kV, 30 MVA) y las líneas de Transmisión 34.5 kV PC 53170/53180 CHS afectando la carga de la isla Cozumel, Quintana Roo.
10/08/2019	De las 20:36 Hrs. a las 22:05 Hrs. La Gerencia de Control Regional Peninsular del Sistema Interconectado Nacional estuvo en Estado Operativo de Emergencia en la Zona Riviera Maya, por tener afectación de carga en la Isla de Cozumel.
31/07/2019	De las 09:40 a las 10:12 Hrs. La Gerencia de Control Regional Peninsular del Sistema Interconectado Nacional estuvo en Estado Operativo de Emergencia en la Zona Riviera Maya, por falla en PCN-53170-CHS y tener afectación de carga en la Isla de Cozumel.
13/02/2019	De las 00:43 a las 08:29 Hrs. La Gerencia de Control Regional Oriental del Sistema Interconectado Nacional estuvo en Estado Operativo de Emergencia, en la Zona Macultepec Tabasco por falla en la Línea de Transmisión 115 kV Villahermosa Norte (VHN) LT-73080 Tabasquillo (TBQ) y afectación de carga.
16/06/2019	De las 06:10 Hrs. a las 06:42 Hrs. La Gerencia de Control Regional Peninsular del Sistema Interconectado Nacional, estuvo en Estado Operativo de Emergencia en la Zona Riviera Maya, por afectación de carga en la Isla de Cozumel debido a falla en el Cable Submarino Playa del Carmen (PCN) 53180 Chakaanab Dos (CHS) y libranza de emergencia de PCN LT-53170 CHS.
17/05/2019	De las 19:39 Hrs. a las 20:49 Hrs. La Gerencia de Control Regional Peninsular del Sistema Interconectado Nacional estuvo en Estado Operativo de Emergencia por flujo de transmisión de la Zona Tabasco hacia la Zona Escárcega y no soportar la contingencia sencilla inclusive con la operación de un Esquema de Acción Remedial.



Mes/Año	Problema/Condición operativa
12/05/2019	De las 20:36 Hrs. del 12 de mayo a las 00:31 Hrs del 13 de mayo, Las Gerencias de Control Regional Oriental (Zona Tabasco) y Peninsular del Sistema Interconectado Nacional estuvieron en Estado Operativo de Emergencia por flujo de transmisión de la Zona Malpaso hacia Zona Tabasco y no soportar la contingencia sencilla inclusive con la operación de un Esquema de Acción Remedial.
03/05/2019	Emergencia, por control flujo de trasmisión entrando a Escárcega al realizar cambio en la exportación de 0 MW a Belice, Además 23:30 hrs de 2 de mayo a 00:19 Hrs. de 3 de mayo de 2019 se realiza un tiro de carga manual de 52.41 MW.
22/04/2019	Emergencia, derivado del siguiente evento: A las 13:32 Hrs. salieron de servicio las líneas de 400 kV Escárcega A3Q20/A3Q30 Ticul afectándose 489 MW de carga por operación del Esquema de Acción Remedial (DAC). A las 13:38 Hrs. quedaron en servicio las líneas A3Q20 y A3Q30. A las 13:38 Hrs. inicio la recuperación de la carga y a las 13:49 Hrs. se recuperó la carga afectada en su totalidad. Se investiga la causa del evento
08/03/2019	Emergencia, derivado del siguiente evento: A las 19:05 Hrs. salieron de servicio las líneas de 400 kV Escarcega A3Q20/A3Q30 Ticul afectándose 459 MW de carga por operación del Esquema de Acción Remedial (DAC). A las 19:12 Hrs. quedaron en servicio las líneas A3Q20 y A3Q30. A las 19:13 Hrs. inicio la recuperación de la carga y a las 19:35 Hrs. se recuperó la carga afectada en su totalidad. Se investiga la causa del evento.
15/06/2019	De las 20:24 a las 21:08 Hrs. La Gerencia de Control Regional Peninsular del Sistema Interconectado Nacional estuvo en Estado Operativo de Emergencia en la Zona Riviera Maya, por falla en PCN-53180-CHS y tener afectación de carga en la Isla de Cozumel.
20/09/2019	De las 14:29 a las 16:43 Hrs. La Gerencia de Control Regional Peninsular del Sistema Interconectado Nacional estuvo en Estado Operativo de Emergencia en la Zona Riviera Maya, por tener afectación de carga en la Isla de Cozumel para control de flujo Playa del Carmen hacia Cozumel
12/09/2019	De las 10:54 a 11:05 Hrs. La Gerencia de Control Regional Peninsular del Sistema Interconectado Nacional estuvo en Estado Operativo de Emergencia en la Zona Riviera Maya, por indisponibilidad de Chankanaab U1 y U4, y estar afectando carga por control de enlace Playa del Carmen hacia Cozumel.

Resumen de las problemáticas identificadas

A partir de la información recopilada se ha podido identificar la siguiente problemática:

1. **Líneas de Transmisión Saturadas.** Las Líneas de Trasmisión de Tabasco a Escárcega alcanzaron sus límites operativos fueron, También algunas de las Líneas de suministro entre Mérida – Valladolid y Cancún alcanzaron sus límites operativos. La saturación del enlace de la región del Grijalva a Tabasco se debe principalmente al requerimiento de energía debido a la indisponibilidad de gas natural en la Península de Yucatán en las centrales CC.



2. **Energía no suministrada.** En la región Peninsular una cantidad de energía no fue suministrada. Las fechas de ocurrencia fueron en mayo y julio de 2018 en las LT's a Escárcega no se suministró energía durante 2018. En total en los dos eventos registrados no se suministró 1,012.46 MWh.
3. **Demanda supero a generación.** La región de Cancún-Riviera Maya en 2018 presentó una demanda máxima de 864 MW, valor superior al límite de transmisión de Valladolid hacia Cancún definido por estabilidad de voltaje en 825 MW. La demanda supero entre 14 a 34 MW la generación. En consecuencia, surgió la necesidad de sincronizar turbogás de baja eficiencia en la zona Cancún por control de flujos de potencia. Esto encarece el Mercado Eléctrico Mayorista.
4. **Condición operativa de la transformación.** De acuerdo con el comportamiento de la demanda en Zona Mérida en 2018, el 33% del año (2,900 horas) se tuvo activado el Esquema de Acción Remedial ante la posible contingencia sencilla más severa. Desde el 2016, se identificó la necesidad de construcción del proyecto Chichí Suárez Banco 1; el cual fue instruido por SENER en 2016, pero CFE no reporta avance constructivo del mismo. La condición operativa en 2021 de la Zona Mérida implicará que en al menos 6,200 horas se dependerá de la generación instalada en la red de 115 kV o se tendrá activado el Esquema de Protección para preservar la Confiabilidad y estabilidad de la región en caso de la contingencia sencilla más severa en la condición de demanda máxima.
5. **Problemas operativos por salida de ER intermitentes.** Debido al comportamiento de la generación solar y eólica otras tecnologías de generación deberán responder a sus necesidades operativas resultante para mantener el balance entre demanda y generación con el respectivo margen de reserva. A partir de las 16:30 h y hasta las 19:00 h se presenta una rampa constante, siendo mayor su pendiente en la última hora. Para cubrir la salida de generación fotovoltaica y el incremento de la demanda la pendiente puede ser muy pronunciada, para lo cual, es necesario mantener un margen de reserva ante ausencia de generación eólica o solar. Además de mantener la calidad de la frecuencia, se estarán presentando retos operativos en el control de flujos de potencia, de voltajes, de seguridad operativa en tiempo real y de restablecimiento del sistema ante alguna colapso parcial o total.
6. **Riesgos por indisponibilidad de GN en centrales de CC.** Considerando la entrada de centrales de ER intermitentes y la situación en el suministro de gas natural para las centrales de CC tanto en tabasco como en la península. Con tan solo la indisponibilidad de 220 MW de generación, que pudiera ser el CC de Valladolid de la CFE o parte del CC de Valladolid III, se tendrían las condiciones operativas riesgosas. Se produciría saturación en la transmisión de Tabasco hacia la Península de Yucatán en 1,200 MW (límite de 1,200 MW), estando también cercano a la saturación en 1,382 MW (límite de 1,450 MW) el corredor de transmisión de Malpaso-Tabasco. Ante esta condición operativa, solo se tendría disponible un margen de reserva de generación de 122 MW ubicada en la



generación turbogás de baja eficiencia. Esta reserva pudiera ser absorbida si la generación eólica se fuera a cero MW por falta de viento. Cualquier contingencia de indisponibilidad de gas natural, de falla del CC de Campeche, de falla en el CC Abent III, de falta de viento o de falla en cualquiera de las dos unidades de 160 MW de Nuevo Pemex, estarían propiciando la interrupción del suministro de energía eléctrica en la zona Villahermosa y Península de Yucatán sin contingencias de la red de transmisión. En otros términos, para indisponibilidades de generación de la Península y zona Tabasco mayor al 8 %, se tendrán interrupciones de energía eléctrica en la zona Tabasco y Península de Yucatán sin la ocurrencia de contingencias en la red de transmisión. Ante crecimientos mayores de la demanda la situación del suministro de energía será más crítica.

7. **Retrasos en la ejecución de los proyectos de la RNT.** En caso de que ocurrieran retrasos en la ejecución de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT en la GCR Peninsular podría ocurrir que no pudiera satisfacerse la demanda creciente de esta región y ocurrirían sobrepuestos en la energía
8. **Incorporación de ER intermitentes en la Península.** En los próximos años podría incrementarse la participación de las ER intermitentes o variables en la matriz de generación en la GCR Peninsular para alcanzar posiblemente de aproximadamente 25%. En un escenario en el cual tanto la red de transmisión se encuentra cercana a sus límites en 2 zonas de península. La caída o salida de las ERV pudiera representar un riesgo para la estabilidad del sistema en la región sin contar con un respaldo y un gran requerimiento de reservas operativas que entren en operación rápidamente.
9. **Aumento previsible de la población y las actividades económicas en la región.** Se tiene previsto el desarrollo de complejos turísticos/residenciales por ejemplo en la región denominada Costa Mujeres. Se tiene la expectativa que en los próximos 15 años se detone el crecimiento económico en esta zona llegando a 27 mil habitaciones. Con el proyecto del Tren Maya, se espera una mayor afluencia turística en la Península de Yucatán, con una alta probabilidad de incrementos en la demanda y consumo mayores a los pronosticados. Asimismo, se prevé que el crecimiento de la población esperado para los 3 estados en la Península sea en el orden de 20% en el periodo 2020 a 2030.
10. **Disminución de Margen de Reserva Operativa (MRO) por indisponibilidades.** De acuerdo con el PAMRNTyRGD 2019- 2033 en el SIN el Margen de Reserva Operativa (MRO) ha venido disminuyendo mientras en 2017 era de 4.6% y en el 2018 era de 5.1 %. Principalmente en junio se encuentran los niveles menores del MRO atribuyéndose estos niveles a las altas tasas de indisponibilidad (entre otras causas por la falta de gas natural) en el SIN y la coincidencia con la demanda máxima instantánea. En total en 2018 la indisponibilidad fue del orden de los 12,000 MW en el SIN.



Requerimientos de servicios conexos y de capacidad de SAE

Tabla 25. Capacidad de almacenamiento para limitar excursión de frecuencia (Peninsular)

Región	Desviación de la frecuencia < 0.04 (MW)	Desviación de la frecuencia < 0.05 (MW)
Peninsular	1.33	1.29

Tabla 26. Porcentaje de reducción por área de control en la reducción de reserva (Peninsular)

Área de Control	Escenario 1 (%)	Escenario 2 (%)	Escenario 3 (%)
Peninsular	0.01	0.03	0.07

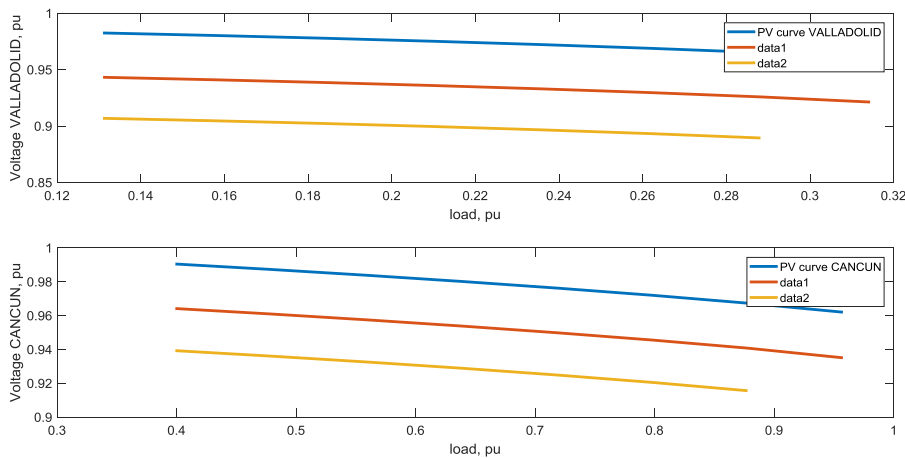


Figura 20. Curvas PV para dos nodos en la región Peninsular.

Tabla 27. Grado de compensación reactiva (MVar) (Peninsular).

Peninsular, Mérida- Cancún	MVar
VALLADOLID 230	226
DZITNUP 400	169
NIZUC 115	149
RIVIERA MAYA 230	148



Peninsular, Mérida- Cancún	MVar
CANCUN 115	139
CHANKANAAB 115	75
TIZIMIN 115	48
PLAYA MUJERES 115	90
SAN IGNACIO 115	66
CHEMAX 115	38
TULUM 115	32
POPOLNAH 115	31

Tabla 28. Estimación de la reducción porcentual de las emisiones asumiendo la inclusión de tecnologías de almacenamiento, considerando 1,700 MW de la 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
Peninsular	-	-	-	0.178	0.190	0.077	0.137	0.184	0.202

Table 29. 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
Peninsular	en SO _x emisiones	-	-	-	-
	en CO ₂ emisiones	-	2,071	37,854	10,624
	en NO _x emisiones	-	1.7	40.7	24.2
	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

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>