

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

## Apéndice 4.2, Baja California Sur

Octubre, 2020



**MEDIO AMBIENTE**  
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



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



Danish Energy  
Agency





**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>





# Baja California Sur

## Contenido

Baja California Sur .....	5
Contenido.....	5
Tablas.....	7
Figuras.....	8
Ubicación del sitio .....	9
Consumo y demanda .....	9
Capacidad Instalada .....	10
Capacidad instalada Convencional.....	11
Capacidad instalada Energías Limpias.....	12
Capacidad identificada en proyectos que cuentan con MIA´s.....	12
Proyectos de generación que cumplen los criterios de firmeza para GCR BCS.....	13
Generación regional .....	13
Consumo de combustibles por región de control.....	15
Capacidad de Trasmisión regional.....	15
Proyectos de ampliación y modernización de la RNT.....	16
Proyectos de ampliación y modernización de la RNT.....	18
D19-BS1 Cabo Falso Banco 2 Diagnóstico.....	18
Proyectos 2018 .....	19
P16-BS2 Camino Real MVar .....	19
P17-BS1 Loreto MVar.....	19
P18-BS6 Recreo MVar .....	20
Diagnóstico CENACE .....	20
Líneas de transmisión saturadas.....	21
Energía no suministrada .....	21
Pronósticos regionales de consumo bruto y demanda máxima.....	21
Precios Marginales Locales (PML), Energía, Congestión, Perdidas.....	23



Nodos seleccionados.....	23
<b>Precios Marginales Locales (PML).....</b>	<b>24</b>
Precios del componente de Energía.....	25
Precios del componente de Perdidas.....	25
Precios del componente de Congestión.....	26
Diferencias entre nodos.....	27
<b>Problemática en los reportes de CENACE.....</b>	<b>28</b>
<b>Resumen de las problemáticas identificadas.....</b>	<b>30</b>
<b>Requerimientos de servicios conexos y de capacidad de SAE.....</b>	<b>31</b>
<b>Referencias.....</b>	<b>34</b>



## Tablas

- Tabla 1.** Gerencia de Control Regional Baja California Sur
- 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 Baja California Sur. Fuente: (PRODESEN 2019-2033)
- Tabla 3.** Capacidad Instalada en la GCR Baja California Sur. Fuente: (PRODESEN 2019-2033), (PRODESEN 2018-2032)
- Tabla 4.** Participación porcentual por tecnología en la capacidad Instalada en la GCR Baja California Sur. Fuente: Elaboración propia con datos de (CRE y CFE, 2018)
- Tabla 5.** Datos de proyectos identificados a partir de información pública de las MIA ambiental aprobadas. Fuente: Elaboración propia con datos del SCT de SEMARNAT (SEMARNAT, 2019)
- Tabla 6.** Proyectos identificados que cumplen criterios de firmeza. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 7.** Generación bruta por entidad federativa en la GCR Regional Baja California Sur. Fuente: Elaboración propia con datos (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, 2017-2031), (PRODESEN, 2018-2032), (PRODESEN, 2019-2033)
- Tabla 11.** Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 12.** Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER. Fuente (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 13.** Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Peninsular. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 14.** Pronósticos de consumos bruto, demanda máxima integrada y generación para el periodo 2019-2033 para la GCR Baja California Sur. Fuente elaboración propia con datos de (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 15.** Nodos seleccionados. Fuente: Elaboración propia con datos de (CENASE 2019a)
- Tabla 16.** Máximos y mínimos Mensuales en el Nodo 07INS-115 (Insurgentes) en 2018.
- Tabla 17.** Máximos y mínimos Mensuales en el Nodo 08IGN-115 (Las Olas) en 2018
- Tabla 18.** Diferencias de Máximos y mínimos Mensuales entre los Nodos 07INS-115 (Insurgentes) y 08IGN-115 (Las Olas).
- Tabla 19.** Estado operativo de mayor frecuencia para la GCR Baja California Sur. Fuente: elaboración propia con datos de (CENASE, 2019c).
- Tabla 20.** Segundo estado operativo para la GCR Baja California Sur con mayor frecuencia. Fuente: elaboración propia con datos de (CENASE, 2019c).
- Tabla 21.** Estados operativos importantes. Fuente: Fuente: elaboración propia con datos de (CENASE, 2019c).



- Tabla 22.** Emergencias registradas en la región Baja California Sur en 2019 Fuente: elaboración propia con datos de (CENACE, 2019)
- Tabla 23.** Capacidad de almacenamiento para limitar excursión de frecuencia (BCS)
- Tabla 24.** Porcentaje de reducción por área de control en la reducción de reserva (BCS)
- Tabla 25.** Grado de compensación reactiva (MVar) (BCS).
- Tabla 26.** Estimación de la reducción porcentual de las emisiones asumiendo la inclusión de tecnologías de almacenamiento, considerando 60 MW en todo el sistema correspondiente a la reserva.
- Table 27.** 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 transmisión en la GCR Baja California Sur. Fuente (PAMRNTyRGD 2019-2033).
- Figura 3.** Ubicación de los Nodos 07INS-115 y 07OLA-115. Fuente: (Cenase, 2019) y (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Figura 4.** PML en el nodo 07INS-115 (Insurgentes)
- Figura 5.** PML en el nodo 07OLA-115 (Las Olas)
- Figura 6.** Costo del componente de Energía en el nodo 07INS-115 (Insurgentes)
- Figura 7.** Costo del componente de Energía en el nodo 07OLA-115 (Las Olas)
- Figura 8.** Costo del componente de Perdidas en el nodo 07INS-115 (Insurgentes)
- Figura 9.** Costo del componente de Perdidas en el nodo 07OLA-115 (Las Olas)
- Figura 10.** Costo del componente de Congestión en el nodo 07INS-115 (Insurgentes)
- Figura 11.** Costo del componente de Congestión en el nodo 08IGN-115 (Las Olas)
- Figura 12.** Frecuencia del estado operativos de alerta Reserva Operativa menor a 42 MW en la GCR Baja California Sur. Fuente: elaboración propia con datos de (CENASE, 2019c).
- Figura 13.** Curvas PV para los tres nodos más alejados en el Sistema BCS.



## Ubicación del sitio

De acuerdo con la clasificación de las regiones de trasmisión del SEN, la región Baja California Sur abarca las siguientes regiones de trasmisión, desde la comunidad de Loreto hasta Los Cabos:



**Tabla 1.** Gerencia de Control Regional (GCR) Baja California Sur

No.	Región de Trasmisión (RT)
50	Villa Constitución
51	La Paz
52	Los Cabos

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

El sitio de interés se ubica alrededor de Los Cabos (RT = 52) y los enlaces que le rodean son (RT = 50 y 51). Y en particular los nodos 07INS-115 (Villa Constitución) y 07OLA-115 (La Paz), (CENASE, 2019a).

## 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. El crecimiento de la demanda máxima y el consumo de electricidad están sujetos a diversos factores entre los más

<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.



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 Baja California Sur.  
Fuente: (PRODESEN 2019-2033)

Parámetro	Valor	Unidades
<b>Consumo Bruto (CB)</b>		
CB Nacional en el SEN en 2018	318,236	GWh
Incremento del CB Nacional de respecto al CB Nacional en 2017.	2.7	%
CB regional. GCR Baja California Sur	2,759	GWh
Porcentaje del CB regional respecto del Nacional	0.09	%
TMCA: Predicción del consumo a mediano (n+5) plazo. GCR BCS	3.2	%
TMCA: Predicción del consumo a largo (n+14) plazo. GCR BCS	3.0	%
<b>Demanda Máxima Integrada (DMI)</b>		
DMI Nacional en el SIN en 2018	45,167	MWh/h
Incremento de la DMI respecto de la DMI en 2017	3.3	%
DMI regional. GCR Baja California Sur	500	MWh/h
Porcentaje de la DMI regional respecto de la DMI Nacional	1.11	%
Demanda máxima integrada coincidente en el SIN. GCR BCS	N.A.	MWh/h
Demanda máxima integrada coincidente en el SEN. GCR BCS	457	MWh/h
TMCA: Predicción del consumo a mediano (n+5). GCR BCS	3.1	%
TMCA: Predicción del consumo a largo (n+14) plazo. GCR BCS	3.0	%

## Capacidad Instalada

La capacidad instalada para la Gerencia de Control Regional (CGR) Baja California Sur por tipo de permiso se muestra en la siguiente tabla 3.



**Tabla 3.** Capacidad Instalada en la GCR Baja California Sur. 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
Baja California Sur	(MW)							
	2017	0	0	0	13	30	0	714
	2018	684	0	0	0	55	0	739

**Notas:** <sup>2/</sup> 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) Baja California Sur está constituida por centrales con Turbinas de Vapor (TV), centrales de Combustión Interna (CI), centrales de Turbo Gas (TG), centrales Geotérmicas (GEO).

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

Generador	Año	Tipo de planta	Participación porcentual
CFE, PIE y otros generadores	2016	TV	21.25%
		CI	41.06%
		TG	33.30%
		GEO	1.05%
		PV	3.27%
		EO	0.06%
		<b>TOTAL</b>	100.00%
	2017	TV	21.18%
		CI	41.24%
		TG	33.21%
		GEO	1.05%
		PV	3.26%
		EO	0.06%
		<b>TOTAL</b>	100.00%



## Capacidad instalada Energías Limpias

La capacidad instalada en la GCR Baja California Sur para de las Energías Limpias (EL) que incluyen en este caso Geo, PV y EO fue de 4.38% (2016) y 4.37% (2017) que corresponde a 41.6 MW de Energía Eólica, Fotovoltaica y Geotérmica (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 Baja California Sur se revisó el Sistema de Consulta de los Trámites de SEMARNAT (información pública) respecto de las Manifestaciones de Impacto Ambiental (MIA) 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 Baja California Sur en la Tabla 4.

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

Región	Baja California Sur	Baja California Sur
Tecnología	EO	PV
No. de proyectos	1	3
Capacidad instalada (MW) total	50	61
Generación teórica (GWh) total	166	217
Superficie total proyectos (ha)	92	139
Intensidad de uso de suelo (Ha/MW), Mediana	1.84	2.13
Núm. Aerogeneradores	20	
Núm. Paneles		103,032
Costo por MW (USD), Mediana	\$2,000,000	\$1,500,000
Costo por GWh (USD), Mediana	\$600,962	\$330,234

**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 BCS

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 considerado solamente 2 centrales una convencional (Turbogas) y la otra de ERV (solar), con una capacidad total de 123 MW de capacidad.

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

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica GEN58	TG	GEN	100	sep-19
2	Central Eléctrica GEN72	FV	GEN	23	ene-20
<b>Total</b>				<b>123</b>	

**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 739 MW (PRODESEN 2019-2033) y que los proyectos con criterios de firmeza (PIIRCE, 2019) representan una capacidad de 23 MW al final del periodo en 2024

La ampliación de la capacidad de generación con ERV representaría un aumento de 3.11% a 2024 respecto del total de 2018.

Si se considera la capacidad identificada de ERV en las MIA´s de 111 MW entonces se tendría un incremento de aproximadamente 15.02% en su participación respecto del total de 2018, esto sin considerar la participación en 2017 de ERV de 4.29%.

## Generación regional

La generación regional se obtuvo de los datos registrados en el SIE para la entidad federativa de la GCR Baja California Sur.

**Tabla 7.** Generación bruta por entidad federativa en la GCR Regional Baja California Sur. Fuente: Elaboración propia con datos (SIE, 2019)

Gerencia de Control regional	Generación bruta total anual (GWh)		
	2015	2016	2017
Baja California Sur	2,333	2,498	2,443



**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			
		CI	78.49%	3.79%	
		TG			10.21%
		TV			20.70%
		EO			0.00%
		PV	21.51%	0.63%	1.21%
		<b>TOTAL</b>	100.00%	3.11%	100.00%
2016	CFE y PIE y Otros	CC	0.00%		0.00%
		CI	61.39%	3.86%	100.00%
		TG	11.28%	0.65%	0.00%
		TV	22.83%	6.59%	0.00%
		EO	0.00%		0.00%
		PV	1.20%	0.68%	0.00%
		GEO	3.30%	14.54%	0.00%
<b>TOTAL</b>	100.00%	4.43%	100.00%		
2017	CFE y PIE y Otros	CC	0.00%		
		CI	66.26%	19.19%	100.00%
		TG	4.13%	2.55%	0.00%
		TV	25.48%	6.77%	0.00%
		EO	0.00%		0.00%
		PV	2.50%	1.07%	0.00%
		GEO	1.63%	15.35%	0.00%
<b>TOTAL</b>	100.00%	14.82%	100.00%		



## 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	Combustóleo (m <sup>3</sup> )	Diésel (m <sup>3</sup> )
2015	490,111.88	55,230.32
2016	238,096.03	110,859.76
2017	494,248.13	115,753.31

## Capacidad de Trasmisión regional

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

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

Región Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)	2016	2017	2018
		Capacidad (MW)				
VILLA CONSTITUCIÓN (50)	LA PAZ (51)		115	90	90	80
Villa Constitución	Bledales	73350/73170	115			
Villa Constitución	Olas Altas	73460/73420	115			
LA PAZ (51)	LOS CABOS (52)		230 / 115	180	180	200
Olas Altas	El Palmar	93130	230			
Olas Altas	El Palmar	93140	230			
El Triunfo	Santiago	73130	115			
			<b>Total</b>	<b>270</b>	<b>270</b>	<b>280</b>

Las líneas de trasmisión en la GCR Baja California Sur se muestran en la siguiente Figura.

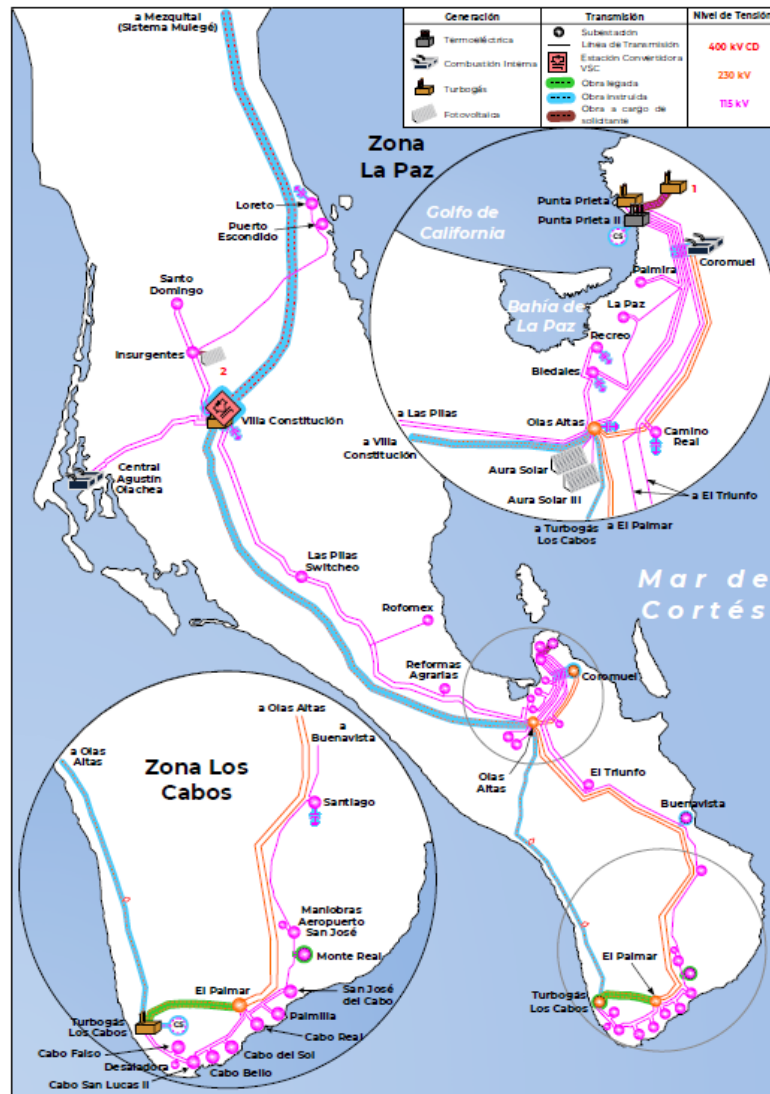


Figura 2. Líneas de transmisión en la GCR Baja California Sur. Fuente (PAMRNTyRGD 2019-2033).

## Proyectos de ampliación y modernización de la RNT

La GCR Baja California Sur es un sistema eléctrico aislado, es decir no se encuentra conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Ubicado en la parte sur de la Península de Baja California, desde Loreto a Los Cabos, el sistema presenta problemas en su infraestructura eléctrica, como se observa en la Tabla.11 en la zona de La Paz se encuentran propuestos cinco proyectos para atender los requerimientos de Transmisión, Transformación y Compensación. Para el caso del proyecto de Interconexión Baja California – SIN, la fecha es indefinida porque se ha cancelado la licitación, llevada a cabo por SENER.





**Tabla 11.** Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Proyecto	Fecha Necesaria	Fecha Factible de Término	Comentario
Compensación Capacitiva BC - BCS – Noroeste	abr-17	feb-21	En 2017 se modificó alcance
Interconexión SIN - BCS	abr-22	abr-23	Proyecto en SHCP, fecha no definida,
Loreto MVAR	abr-19	jun-22	
Camino Real MVAR	abr-19	jun-22	
Recreo MVAR	abr-21	abr-21	
Santa Rosalía Banco 2	abr-18	abr-22	
Mezquital MVAR (traslado)	abr-18	jul-20	

**Tabla 12.** Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER. Fuente (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Año de instrucción	Denominación	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
2015	P15-BS2 Compensación de la zona La Paz	Bledales MVAR	Capacitor	115	12.5	01/04/2017	01/06/2021
	P15-BS1 Compensación de la zona Los Cabos	Santiago MVAR	Capacitor	115	7.5	Fecha Necesaria	Fecha Factible
2017	P16-BS1 Interconexión Sistema Interconectado Nacional - Baja California Sur	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	01/04/2017	01/02/2021
		Coromuel entronque Punta Prieta - La Paz	115	2	4	Fecha Necesaria	Fecha Factible
		Coromuel entronque Punta Prieta II - Palmira	115	2	4	01/04/2022	01/04/2023
		Olas Altas - Central Diésel Los Cabos / 3	230	2	130	01/04/2022	01/04/2023
		Villa Constitución - Olas Altas	230	2	394	01/04/2022	01/04/2023
		Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	01/04/2022	01/04/2023
		Central Diésel Los Cabos Condensador Síncrono	Condensador	115	40(Ind.) / 75(Cap.)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
		Olas Altas MVAR	Capacitor	115	15	01/04/2022	01/04/2023
		Punta Prieta II Condensador Síncrono	Condensador	115	40(Ind.) / 75(Cap.)	01/04/2022	01/04/2023
		Villa Constitución MVAR	Capacitor	115	15	01/04/2022	01/04/2023
		<b>Total</b>				<b>260</b>	<b>01/04/2022</b>
2018	P17-BS1 Loreto MVAR	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)		
		Loreto MVAR	Capacitor	115	7.5	Fecha Necesaria	Fecha Factible
		<b>Total</b>				<b>7.5</b>	<b>01/04/2019</b>
	P16-BS2 Camino Real MVAR						



Año de instrucción	Denominación	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
		Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)		
		Camino Real MVar	Capacitor	115	12.5	Fecha Necesaria	Fecha Factible
		Total			12.5	01/04/2019	01/06/2022
		P18-BS6 Recreo MVar					
		Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)		
		Recreo MVar	Capacitor	115	12.5	Fecha Necesaria	Fecha Factible
		Total			12.5	01/04/2021	01/04/2021

## Proyectos de ampliación y modernización de la RNT

En el PAMRNTyRGD 2018-2032 se propusieron 3 proyectos: mismos que se señalan más adelante. Estos proyectos fueron retomados en el PAMRNTyRGD 2019-2033 como proyectos instruidos por SENER, en 2019 se ha propuesto 1 proyecto. En las siguientes secciones se resume la información contenida en (PAMRNTyRGD 2019-2033).

### D19-BS1 Cabo Falso Banco 2 Diagnóstico

La SE Cabo Falso se encuentra localizada en la zona de distribución Los Cabos perteneciente a la Subgerencia de Control Baja California Sur atiende eléctricamente a la región noroeste de la ciudad de Cabo San Lucas, Baja California Sur. Actualmente cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV. El Banco 1 de la SE Cabo Falso tiene una carga de 25.9 MW cuyo perfil se compone por cargas de complejos turísticos y residenciales. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2022 se espera una carga de 31.9 MW lo que representa un 111.9% de la capacidad del banco. Dada la topología actual de la red de media tensión no hay forma de optimizar la carga pronosticada con la infraestructura existente.

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación de la SE Cabo Falso la sobrecarga en las redes de media tensión asociadas, así como el consecuente daño y acortamiento de vida útil de los equipos eléctricos debido a la sobrecarga. Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, las condiciones operativas de los circuitos se agravarán aún más y se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con las instalaciones actuales. Todo esto repercutirá en una baja confiabilidad y calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a la topología de la red de media tensión. Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la SE, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación. Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de



planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Los Cabos, se revisó una opción alterna que consiste en construir una nueva SE denominada Yeneka, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 30 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 y 13.8 kV. Sin embargo, Cabo Falso Banco 2 es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática. La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

## Proyectos 2018

A continuación, se presenta un resumen de los proyectos previstos en el (PAMRNTyRGD 2018-2032).

### P16-BS2 Camino Real MVAR

La subestación Camino Real se encuentra ubicada al sur de la ciudad de La Paz; cuenta con un transformador con capacidad de 30 MVA y relación 115/13.8 kV, tiene instaladas dos bahías en 115 kV para líneas de transmisión provenientes de las subestaciones de El Triunfo y Punta Prieta. Inicialmente la subestación Camino Real se construyó para compartir la carga de la S.E. Bledales, por lo que se presentan voltajes de operación fuera de los rangos de operación permitidos en las subestaciones Camino Real y El Triunfo ante contingencias sencillas.

El área de influencia está compuesta por las SE Camino Real y El Triunfo. El suministro de energía se realiza desde la Central Eléctrica Punta Prieta a través del enlace de transmisión en 115 kV entre las ciudades de La Paz y Cabo San Lucas. La Central Eléctrica Punta Prieta es una central termoeléctrica muy antigua, en los últimos años se han presentado fallas e indisponibilidades en las tres unidades de generación de vapor. Además, para el 2021 se pronostica un incremento de carga motivado por el desarrollo residencial y comercial al sur de la ciudad de La Paz colindante con la subestación eléctrica Camino Real, y **se presentarán voltajes de operación fuera de los rangos de operación permisibles.**

### P17-BS1 Loreto MVAR

La subestación Loreto se encuentra ubicada en la zona de carga Constitución al norte del estado de Baja California Sur; cuenta con un transformador con capacidad de 20 MVA y relación 115/13.8 kV, tiene instalada una única bahía en 115 kV para la línea de transmisión proveniente de la subestación Insurgentes. La Central Eléctrica General Agustín Olachea cuenta con 3 unidades de combustión interna y la Central Eléctrica Villa Constitución que cuenta con una unidad Turbogás, son la fuente de soporte de reactivos y suministro de energía eléctrica de toda la zona Constitución y los excedentes de generación se exportan hacia el resto del sistema interconectado de Baja California Sur.

**Se prevé un incremento de carga típico en la red de transmisión en nivel de 115 kV en las subestaciones Puerto Escondido y Loreto, sin embargo, debido a la gran distancia eléctrica**



entre la demanda a suministrar y los puntos de soporte de reactivos, **se presentarán voltajes fuera de los rangos de operación** permitidos durante el periodo de verano en estado estable.

### P18-BS6 Recreo MVAR

La zona La Paz (ZLPZ) está compuesta por las SE Olas Altas, Recreo, Las Pilas, Reformas Agrarias, Bledales, La Paz y Palmira, el suministro a la zona depende de la transformación instalada en la propia zona de carga con las centrales de Baja California Sur, Punta Prieta I y II y la Planta Fotovoltaica de Aura Solar. Esta zona depende en gran medida de que la red se conserve completa con las dos fuentes primordiales de suministro, la LT OLA-RCO y la LT PUP-LPZ, **al presentarse una contingencia en la primera se pierde la generación proveniente de la Central Baja California, así como su soporte reactivo** lo que provoca que toda la energía necesaria para la zona de influencia sea provista desde la central Punta Prieta, esto significa un recorrido de 33.3 km considerablemente mayor al que normalmente se tiene desde Olas Altas al Recreo en 115 kV, **lo que provoca que la regulación de voltaje sea mínima o casi nula para las subestaciones Recreo, Bledales, Palmira y La Paz en caso de contingencia al no estar la generación proveniente de la Central Baja California Sur.**

En la red de transmisión en nivel de 115 kV las subestaciones del Recreo, Bledales, Palmira y La Paz se encuentran en la zona conurbada del municipio de La Paz, **el crecimiento urbano y de servicios se prevé siga en aumento debido a que esta zona es de gran auge para el turismo además de ser la capital del estado de Baja California Sur,** aunque se tiene implementado un esquema de acción remedial por alguna contingencia, esta demarcación es prioritaria debido a su cercanía con la zona hotelera del municipio, lo que podría ocurrir con el disparo de la LT OLA 73470 RCO. **Es necesario un equipo fijo de compensación reactiva capacitiva que apoye en la regulación de voltaje.**

## Diagnóstico CENACE

**Tabla 13.** Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Peninsular. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Generación	<p>Durante 2018 entró en operación comercial una Central Fotovoltaica con 25 MW. Esta Central está acompañada con un banco de baterías de 10 MW que falló en las pruebas. En total se tiene una capacidad de 55 MW fotovoltaica.</p> <p><b>Por desconexión súbita de generación, durante 2018, en 28 ocasiones operó el esquema automático de corte de carga por baja frecuencia, interrumpiendo una energía total de 111 MWh.</b></p> <p>En el escenario de demanda máxima el 23 de julio de 2018 a las 16:57 h con una demanda de 504.9 MW las siguientes unidades presentaron derrateo:</p> <p>Punta Prieta unidad 1 con 2.4 MW y unidad 4 con 9 MW. General Olachea unidad 1 con 3.5 MW y unidad 3 con 1.5 MW.</p>
Transmisión	<p>El corredor de transmisión La Paz a Los Cabos, compuesto por dos LT's en 230 kV entre las SE Olas Altas - 93130 y 93140 - El Palmar y una LT en 115 kV entre las SE El Triunfo - 73130 - Santiago, operó 10 horas por arriba de su</p>



	<p>límite de transmisión de 200 MW. La limitante está en la relación de los transformadores de corriente en la SE El Palmar, actualmente en 400:5 Amperes, se pueden subir a 800:5 Amperes; CFE-Transmisión informó que para llevarlos a este valor de relación se debe realizar ajustes por el fabricante del Compensador Estático de VAr ubicado en la SE El Palmar. Los ajustes ya fueron solicitados al fabricante.</p> <p>En las LT's entre las SE Gral. Agustín Olachea - 73260 y 73270 - Villa Constitución, se tiene una limitante en el ajuste de la relación de transformadores de corriente, actualmente en 300:5 Amperes, se pueden subir a 600:5 Amperes, CFE-Transmisión informó que, para cambiar la relación, es necesario cambiar la protección diferencial de barra (87B), que lo tienen en programa, sin fecha estimada. Sin estos cambios no es posible evacuar la capacidad de la Central Eléctrica con un solo circuito. Se informó a CFE-Transmisión de esta problemática para su solución.</p>
Transformación	<p>En la SE San José del Cabo la demanda alcanzó un valor de 54.2 MW, la SE cuenta con dos transformadores de 115/13.8 kV, 20 MVA cada uno, por lo que fue necesario trasladar un transformador móvil. La condición se seguirá presentando hasta que esté en servicio la SE Monte Real. El proyecto es con recursos propios de la CFE en el paquete 1653, el proyecto se encuentra detenido. CFE-Distribución destinará presupuesto en 2019.</p> <p>En la SE Olas Altas, el AT de 230/115 kV de 100 MVA, operó 3 horas por arriba del 90 % en escenarios de la noche. Para disminuir la transmisión se realizan ajustes en el despacho por Confiabilidad.</p>
Compensación	<p>En la región de Villa Constitución se han presentado bajos voltajes. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto Loreto MVAR propuesto por el CENACE, para abril de 2021.</p>

## Líneas de transmisión saturadas

No se reportó en 2018 que existiera una Línea de Transmisión saturada en la GCR Baja California Sur.

## Energía no suministrada

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

## Pronósticos regionales de consumo bruto y demanda máxima

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

**Tabla 14.** Pronósticos de consumos bruto, demanda máxima integrada y generación para el periodo 2019-2033 para la GCR Baja California Sur. Fuente elaboración propia con datos de (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Unidades	GWh	GWh	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
<b>Año</b>	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	2,861	518								
2020	2,952	534								
2021	3,039	550	568	568	539	539	285	285	347	347
2022	3,130	566	584	584	560	560	293	293	360	360
2023	3,230	584	605	605	578	578	303	303	371	371
2024	3,325	602	630	630	603	603	315	315	386	386
2025	3,425	620	649	649	620	620	326	326	398	398
2026	3,523	637	672	672	636	636	334	334	412	412
2027	3,626	656								
2028	3,733	676								
2029	3,841	695								
2030	3,953	715								
2031	4,066	736								
2032	4,180	757								
2033	4,298	778								



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

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 Baja California Sur

## 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 15.** Nodos seleccionados. Fuente: Elaboración propia con datos de (CENASE 2019a)

No. RT	Nombre RT	Clave	Nombre nodo	Nivel de tensión (kv)	Entidad Federativa	Municipio	Zona de carga
50	Villa Constitución	07INS-115	Insurgentes	115	Baja California Sur	Comondu	Constitución
51	La Paz	07OLA-115	Olas Altas	115	Baja California Sur	La Paz	La Paz

**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

Los Nodos que se seleccionaron se señalan en la siguiente figura, como se observa el Nodo 07INS-115 Insurgentes se encuentra en el municipio de Comondu, mientras el Nodo 07OLA-115 se encuentra en el municipio de La Paz al sur de la península. La ubicación de los nodos seleccionados se realizó para identificar las crestas (máximos) y valles (mínimos) en el sitio de estudio.

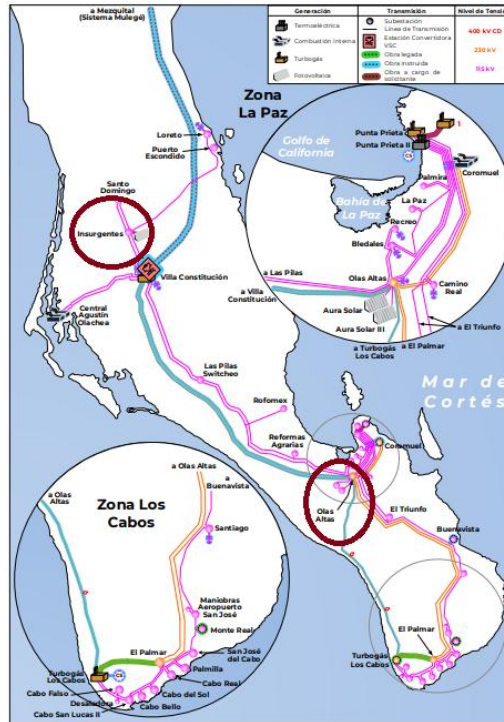


Figura 3. Ubicación de los Nodos 07INS-115 y 07OLA-115. Fuente: (Cenase, 2019) y (PAMRNTyRGD 2019-2033)

## Precios Marginales Locales (PML)

En las siguientes Figuras 4 y 5 se muestran máximos, mínimos, media y desviación estándar para los nodos seleccionados para los PML en 2018 (CENASE, 2019b).

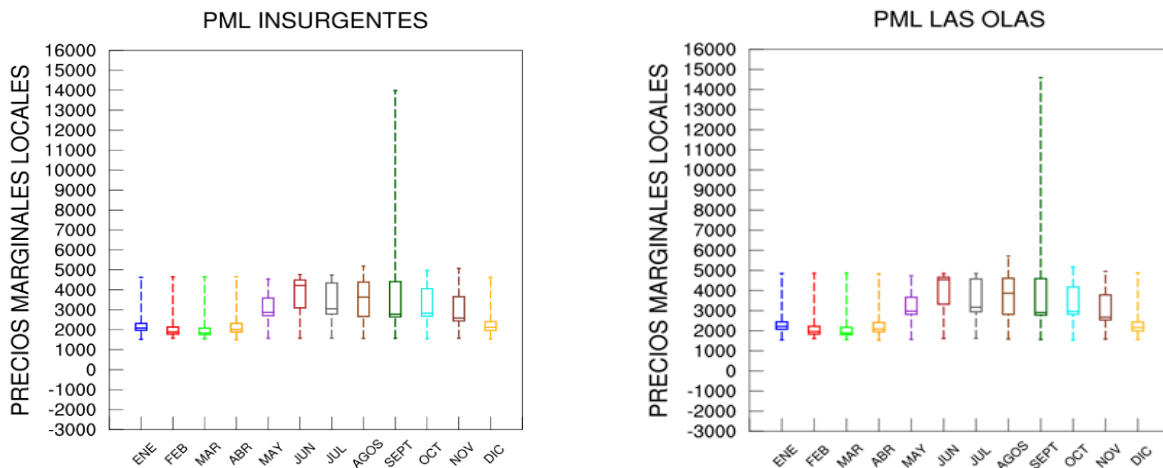




Figura 4. PML en el nodo 07INS-115 (Insurgentes)

Figura 5. PML en el nodo 07OLA-115 (Las Olas)

## Precios del componente de Energía

En las siguientes Figuras 6 y 7 se muestran máximos, mínimos, media y desviación estándar para los nodos seleccionados para el componente de energía en 2018 (CENASE, 2019b).

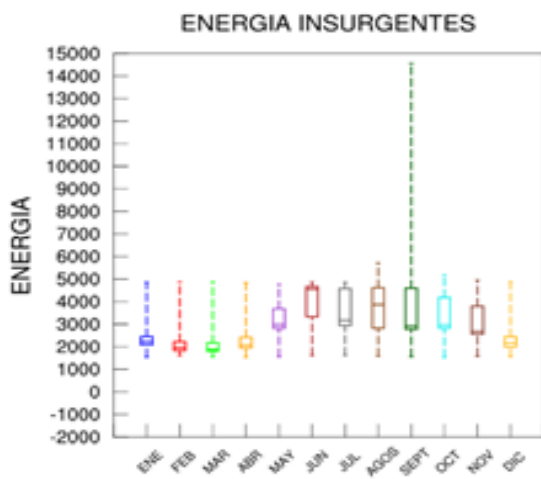


Figura 6. Costo del componente de Energía en el nodo 07INS-115 (Insurgentes)

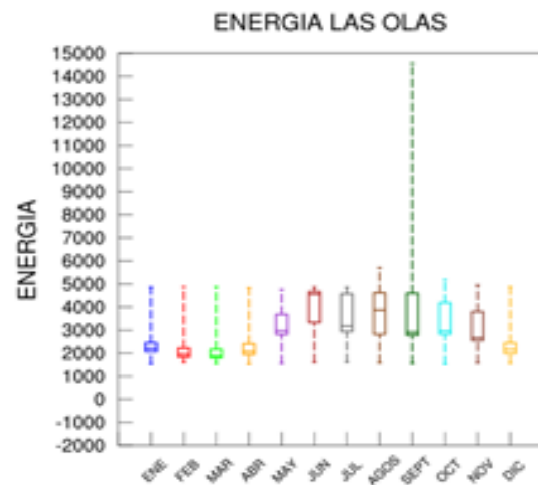


Figura 7. Costo del componente de Energía en el nodo 07OLA-115 (Las Olas)

## Precios del componente de Perdidas

En las siguientes Figuras 8 y 9 se muestran máximos, mínimos, media y desviación estándar para los nodos seleccionados para el componente de congestión en 2018 (CENASE, 2019b).

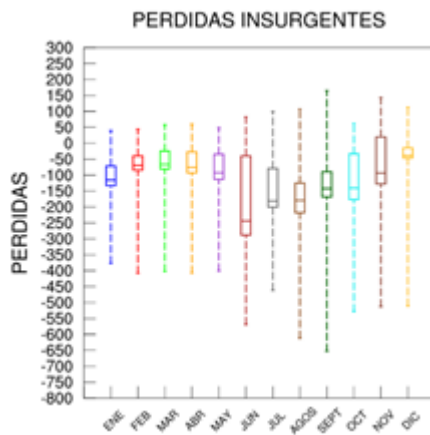


Figura 8. Costo del componente de Perdidas en el nodo 07INS-115 (Insurgentes)

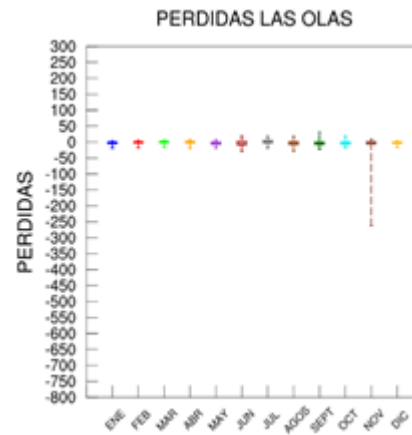


Figura 9. Costo del componente de Perdidas en el nodo 07OLA-115 (Las Olas)

### Precios del componente de Congestión

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

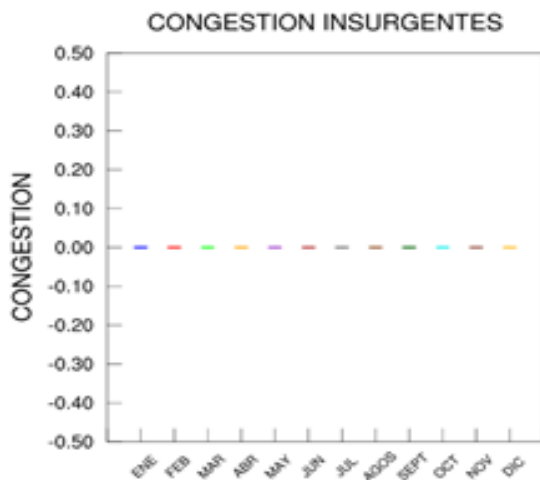


Figura 10. Costo del componente de Congestión en el nodo 07INS-115 (Insurgentes)

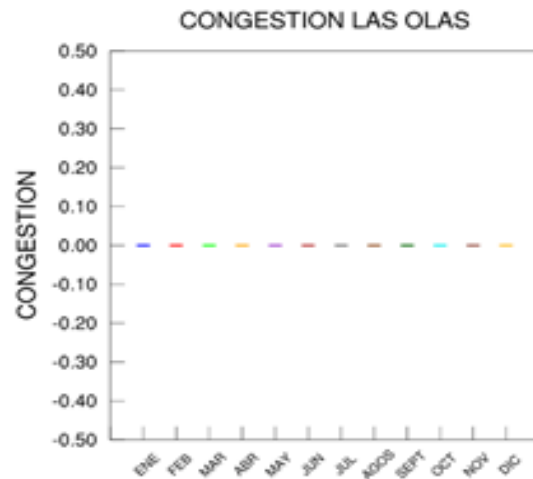


Figura 11. Costo del componente de Congestión en el nodo 08IGN-115 (Las Olas)



## Diferencias entre nodos

Los máximos, mínimos y las diferencias mensuales de precios de los nodos 07INS-115 (Insurgentes), 08IGN-115 (Las Olas) y entre nodos se muestra en las siguientes tablas (CENASE, 2019b).

**Tabla 16.** Máximos y mínimos Mensuales en el Nodo 07INS-115 (Insurgentes) en 2018.

Mes	Min PML	Max PML	Min Energía	Max Energía	Min Pérdidas	Max Pérdidas	Min Congestión	Max Congestión
Enero	1,548	2,855	1,579	2,922	-235	39	0	0
Febrero	1,574	2,625	1,640	2,658	-195	18	0	0
Marzo	1,543	2,912	1,589	2,981	-185	58	0	0
Abril	1,493	4,453	1,536	4,509	-259	60	0	0
Mayo	2,105	4,473	2,131	4,689	-430	48	0	0
Junio	2,311	4,768	2,419	4,814	-569	82	0	0
Julio	2,272	4,744	2,424	4,690	-462	99	0	0
Agosto	2,042	5,194	2,129	5,702	-612	107	0	0
Septiembre	2,203	13,988	2,308	14,553	-653	165	0	0
Octubre	2,243	4,966	2,317	5,182	-372	62	0	0
Noviembre	1,874	5,074	1,948	4,948	-360	143	0	0
Diciembre	1,519	2,806	1,533	2,879	-99	113	0	0

**Tabla 17.** Máximos y mínimos Mensuales en el Nodo 08IGN-115 (Las Olas) en 2018

Mes	Min PML	Max PML	Min Energía	Max Energía	Min Pérdidas	Max Pérdidas	Min Congestión	Max Congestión
Enero	1,580	2,912	1,579	2,922	-14	6	0	0
Febrero	1,640	2,663	1,640	2,658	-9	5	0	0
Marzo	1,589	2,971	1,589	2,981	-12	5	0	0
Abril	1,535	4,511	1,536	4,509	-10	7	0	0
Mayo	2,131	4,680	2,131	4,689	-22	6	0	0
Junio	2,418	4,833	2,419	4,814	-29	18	0	0
Julio	2,425	4,695	2,424	4,690	-12	17	0	0
Agosto	2,131	5,710	2,129	5,702	-28	17	0	0
Septiembre	2,310	14,583	2,308	14,553	-21	30	0	0
Octubre	2,312	5,173	2,317	5,182	-18	18	0	0
Noviembre	1,948	4,949	1,948	4,948	-262	9	0	0
Diciembre	1,537	2,878	1,533	2,879	-11	5	0	0



**Tabla 18.** Diferencias de Máximos y mínimos Mensuales entre los Nodos 07INS-115 (Insurgentes) y 08IGN-115 (Las Olas).

Mes	Min PML	Max PML	Min Energía	Max Energía	Min Pérdidas	Max Pérdidas	Min Congestión	Max Congestión
Enero	-32	-57	0	0	-222	34	0	0
Febrero	-66	-38	0	0	-186	13	0	0
Marzo	-47	-59	0	0	-173	52	0	0
Abril	-42	-58	0	0	-248	53	0	0
Mayo	-26	-207	0	0	-408	42	0	0
Junio	-107	-65	0	0	-540	64	0	0
Julio	-153	50	0	0	-450	82	0	0
Agosto	-88	-516	0	0	-584	90	0	0
Septiembre	-107	-595	0	0	-632	135	0	0
Octubre	-69	-207	0	0	-354	44	0	0
Noviembre	-75	125	0	0	-98	135	0	0
Diciembre	-17	-73	0	0	-88	108	0	0

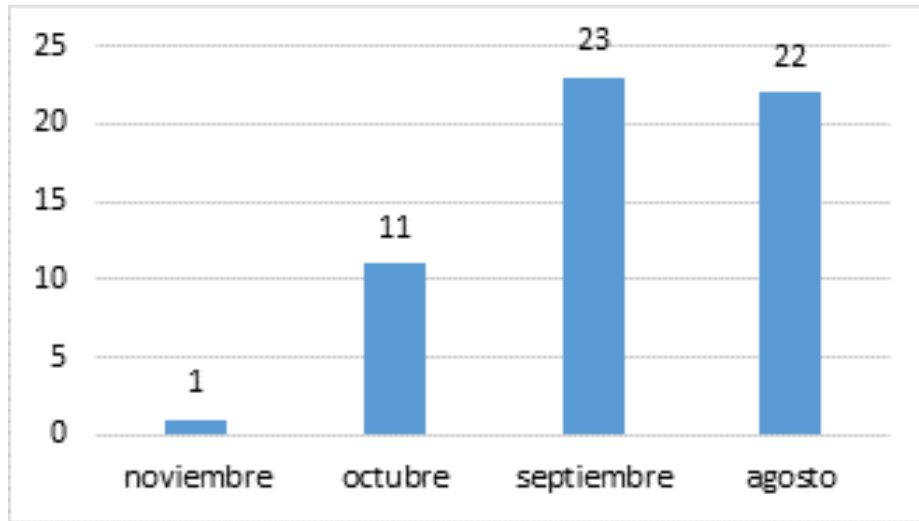
## Problemática en los reportes de CENACE

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

De acuerdo con los reportes de CENACE se observó lo siguiente para la región Baja California Sur: La denominada "**Alerta por Reserva Operativa menor a 42 MW (monto de la unidad de mayor capacidad en el sistema)**" ocurrió 57 ocasiones de enero a octubre de 2019, con un total de horas pérdidas de 138.25. En la Figura XX se muestra, para el año 2019, la Frecuencia con que ocurrió esta Alerta por mes.

**Tabla 19.** Estado operativo de mayor frecuencia para la GCR Baja California Sur. Fuente: elaboración propia con datos de (CENASE, 2019c).

Nº	Problema/Condición operativa	Tiempo interrupción
57	Estado Operativo de Alerta por Reserva Operativa menor a 42 MW (monto de la unidad de mayor capacidad en el sistema)	138.25



**Figura 12.** Frecuencia del estado operativos de alerta Reserva Operativa menor a 42 MW en la GCR Baja California Sur. Fuente: elaboración propia con datos de (CENASE, 2019c).

En la siguiente tabla, observamos la segunda condición operativa que más se repite con una frecuencia de 25, el estado operativo es de Emergencia, lo que significa que es del máximo grado de problemáticas en cuestiones de seguridad, la siguiente condición operativa aborda un bajo porcentaje del margen de reserva del 4%, siendo que la base del margen de reserva operativo mínimo por confiabilidad es del 6%.

**Tabla 20.** Segundo estado operativo para la GCR Baja California Sur con mayor frecuencia. Fuente: elaboración propia con datos de (CENASE, 2019c).

Nº	Problema/Condición operativa
25	Estado Operativo de Emergencia al contar con un margen de reserva operativa menor al 4% y no soportar la contingencia sencilla más severa

Los siguientes dos estados operativos se repiten una vez en el año 2019, aunque no tienen mucha frecuencia se deben de tomar en cuenta ya señalan problemáticas en zonas específicas.

**Tabla 21.** Estados operativos importantes. Fuente: Fuente: elaboración propia con datos de (CENASE, 2019c).

Problema/Condición operativa	Tiempo interrupción
Estado Operativo de Alerta por falla en línea Subestación Aeropuerto San José L-73490 San José del Cabo, y tener formación de Islas Eléctricas ante contingencia sencilla.	5.2
Estado operativo de emergencia por la formación de dos islas eléctricas formada por Zona La Paz y Zona Constitución, originado por la falla en la línea de transmisión de 115 kV las Pilas 73460 Villa Constitución que funciona como enlace.	1.82



En la siguiente Tabla 22 se indican las emergencias que se produjeron durante 2019.

**Tabla 22.** Emergencias registradas en la región Baja California Sur en 2019 Fuente: elaboración propia con datos de (CENACE, 2019)

Descripción
Estado Operativo de Emergencia al contar con un margen de reserva operativa menor al 4% y no soportar la contingencia sencilla más severa
Estado Operativo de Emergencia al contar con un margen de reserva operativa menor al 4% y no soportar la contingencia sencilla más severa.
Estado Operativo de Emergencia por tener margen de reserva operativa menor a la contingencia sencilla más severa de generación y con afectación de carga de forma manual.
Estado Operativo de Emergencia por salida de PUP U1 y TCB U2, operar el esquema de baja frecuencia (paso 1) y afectar carga no prioritaria de forma manual en la zona.
Estado operativo de emergencia por la formación de dos islas eléctricas formada por Zona La Paz y Zona Constitución, originado por la falla en la línea de transmisión de 115 kV las Pilas 73460 Villa Constitución que funciona como enlace.
Estado Operativo de Emergencia por salida de la unidad 03 de GAO y tener una Reserva Operativa menor al 4 %.
Estado Operativo de Emergencia por contar con menos del 4% de su reserva operativa.
Estado Operativo de Emergencia por tener margen de reserva operativa de 18 MW

## Resumen de las problemáticas identificadas

1. **Antigüedad de centrales.** La capacidad de generación de electricidad de la región de Baja California Sur proviene de 18 centrales eléctricas convencionales con antigüedad mayor: Termoeléctricas-vapor: 54 años; Combustión Interna: 49 años; Turbogas: 48 años (PRODESEN, 2018).
2. **Derrateos y salidas operación.** Algunas unidades presentan derrateos lo que se suma a la antigüedad ya los incrementos en la demanda máxima que a veces excede la capacidad, por ejemplo. En el escenario de demanda máxima el 23 de julio de 2018 a las 16:57 h con una demanda de 504.9 MW las siguientes unidades presentaron derrateo: (1.) Punta Prieta unidad 1 con 2.4 MW y unidad 4 con 9 MW, (2.) General Olachea unidad 1 con 3.5 MW y unidad 3 con 1.5 MW.



3. **Crecimiento urbano y población, así como de servicios turísticos.** Por ejemplo, el Banco 1 de la SE Cabo Falso tiene una carga de 25.9 MW cuyo perfil se compone por cargas de complejos turísticos y residenciales, pero de acuerdo al pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2022 se espera una carga de 31.9 MW lo que representa un 111.9% de la capacidad del banco. Dada la topología actual de la red de media tensión no hay forma de optimizar la carga pronosticada con la infraestructura existente.
4. **Voltaje fuera de los rangos de operación permisibles.** Por incrementos de carga o debido a salida de las fuentes de soporte de reactivos y de suministro de energía eléctrica o en caso de presentarse una contingencia en alguna de las LT´s (OLA-RCO y la LT PUP-LPZ) lo que provoca que toda la energía necesaria para la zona de influencia sea provista desde la central Punta Prieta, el aumento de distancia provoca que la regulación de voltaje sea mínima o casi nula para las subestaciones Recreo, Bledales, Palmira y La Paz.
5. **Posposición indefinida la conexión con una LT de CD desde la GCR Noroeste a la Península.** Sin líneas de trasmisión no es posible explotar el potencial de generación solar de la GCR Baja California Sur y a través de ello de proveer de las condiciones necesarias para satisfacer la demanda de la gerencia.
6. **Saturación de la transformación.** La saturación de la transformación debido a la sobrecarga en las redes de media tensión asociadas, puede traer un consecuente daño y acortamiento de vida útil de los equipos eléctricos debido a la sobrecarga. Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, las condiciones operativas de los circuitos se agravarán aún más y se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con las instalaciones actuales. Todo esto repercutirá en una baja confiabilidad y calidad del suministro, al no estar en condiciones de hacer traslados de carga debido a la topología de la red de media tensión.
7. **Se requiere de equipo fijo de compensación reactiva capacitiva que apoye en la regulación de voltaje.** Se requiere inversiones en capacitores, autotransformadores, transformadores y en algunos casos estaciones convertidoras, así como inversiones en el remplazo por nuevos equipos con una mayor capacidad o la actualización técnica de éstos.

## Requerimientos de servicios conexos y de capacidad de SAE

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

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



Región	Desviación de la frecuencia < 0.04 (MW)	Desviación de la frecuencia < 0.05 (MW)
BCS	6.03	6.01

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

Área de Control	Escenario 1 (%)	Escenario 2 (%)	Escenario 3 (%)
BCS	1.31	3.28	6.561

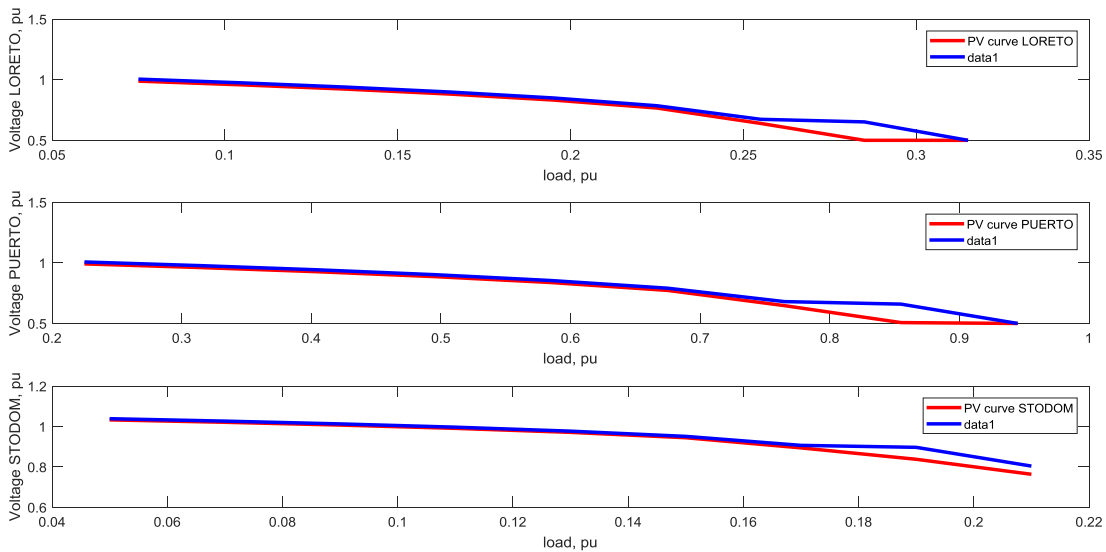


Figura 13. Curvas PV para los tres nodos más alejados en el Sistema BCS.

Tabla 25. Grado de compensación reactiva (MVar) en BCS.

BCS, Villa Constitución – La Paz	MVar
OLAS ALTAS 115	77
EL RECREO 115	66.7
BLEDALES 115	65.9
EL PALMAR 115	65
LA PAZ 115	57.0
CAMINO REAL 115	38.8
VILLA CONSTITUCIÓN 115	35.8
INSURGENTES 115	27





BCS, Villa Constitución – La Paz	MVAr
SANTIAGO 115	26.9
LORETO 115	9.2

**Tabla 26.** Estimación de la reducción porcentual de las emisiones asumiendo la inclusión de tecnologías de almacenamiento, considerando 60 MW de reserva.

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>
BCS									

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

Región	Estimación de la reducción (Tons)	Carbón	Turbina de vapor	Ciclo combinado	Ciclo sencillo
BCS	en SO <sub>x</sub> emisiones				
	en CO <sub>2</sub> emisiones				
	en NO <sub>x</sub> emisiones				
	en generación por tecnología (MWh)				



## 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>