REPORTE DIARIO DEL MERCADO DEL DÍA EN ADELANTO (MDA)

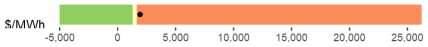
Monitor Independiente del Mercado (MIM)

Día de operación: 7 nov 2019

Precio Marginal Local (PML) promedio por Sistema [$/MWh]

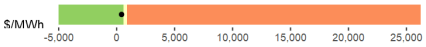
Sistema Interconectado Nacional (SIN)

1,935



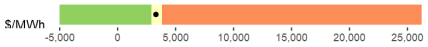
Sistema Interconectado Baja California (BCA)

422



Sistema Interconectado Baja California Sur (BCS)

3,300



Análisis preliminar

El margen de capacidad para el BCA, después de considerar requerimientos de reservas, registró un valor mínimo de 4.6% en la hora 18. No se asignaron importaciones durante el Día de Operación.

Se presentaron PML entre $86/MWh y $100/MWh en los nodos 04MNV-230 y 04PLD-230 de la Gerencia de Control Regional (GCR) Noroeste durante 1 hora.

Noticias relevantes

El 6 de noviembre se presentaron 6 Estados Operativos de Alerta en Tiempo Real: 2 en la GCR Noroeste, 2 en la GCR Norte y 2 en la GCR Noreste.

Margen de capacidad promedio del día después de reservas [MW] [1]

SIN

7,852

BCA

434

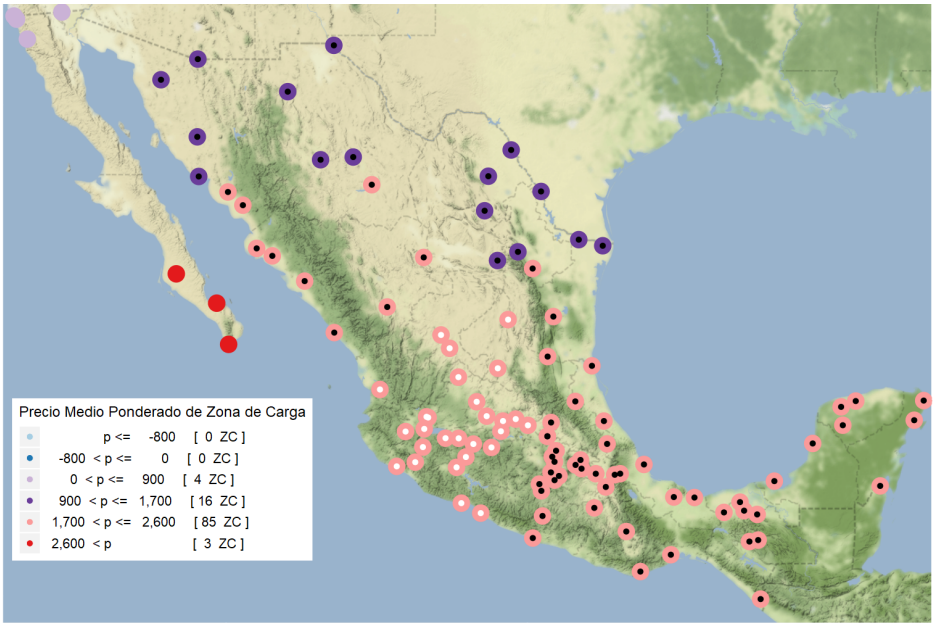
BCS

110

Margen de capacidad mínimo después de reservas [%]

Sistema	Hora	Día de Operación (%)	Promedio 21 días (%)
SIN	18	9.31	16.91
BCA	18	4.60	11.02
BCS	19	8.63	7.96

Precio Medio Ponderado de Zona de Carga, promedio diario [$/MWh]

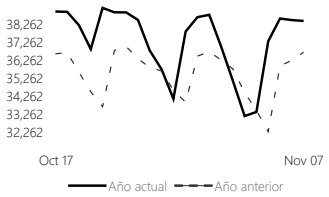


Congestión positiva **(Centros blancos)** indica que el costo de entrega de energía en este punto es mayor que el costo de la entrega en el nodo de referencia.

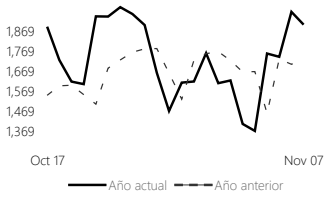
Congestión negativa **(Centros negros)** indica que el costo de entrega de energía en este punto es menor que el costo de la entrega en el nodo de referencia.

Demanda pico [MW] [2]

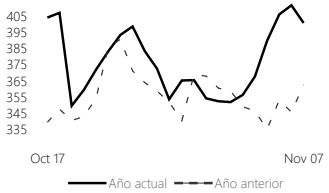
SIN 38,427 MW



BCA 1,903 MW



BCS 401 MW



Demanda promedio del día [MW] [3]

SIN

35,028

Máximo de la demanda diaria del año anterior +15%

BCA

1,547

Máximo de la demanda diaria del año anterior +15%

BCS

354

Máximo de la demanda diaria del año anterior +15%

Cortes de energía de la solución del MDA [MWh]

BCA	0.00
BCS	0.00
SIN	0.00

Glosario de términos

Generación

CIL - Contrato de Interconexión Legado
HI - Hidroeléctrica
IMP - Importación
NP - No Programable
RN - Renovable
TE - Térmica

Servicios Conexos

RREG - Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia
RR10 - Reserva Rodante de 10 Minutos
RNR10 - Reserva No Rodante de 10 Minutos
RRS - Reserva Rodante Suplementaria
RNRS - Reserva No Rodante Suplementaria

[1]. El margen de capacidad se calcula como la capacidad disponible de generación después de suministrar la demanda y los requerimientos de reserva. El área naranja representa el margen de capacidad del 5% de las horas con margen más bajo durante 2017 y 2018, el amarillo el 45% siguiente y el verde el 50% restante.

[2]. La demanda se estima como la suma de inyecciones de energía por generación e importación.

[3]. El área naranja indica una demanda diaria superior al 100% de la demanda diaria máxima del año anterior, el área amarilla entre 50% y 100% y el área verde valores menores al 50%

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

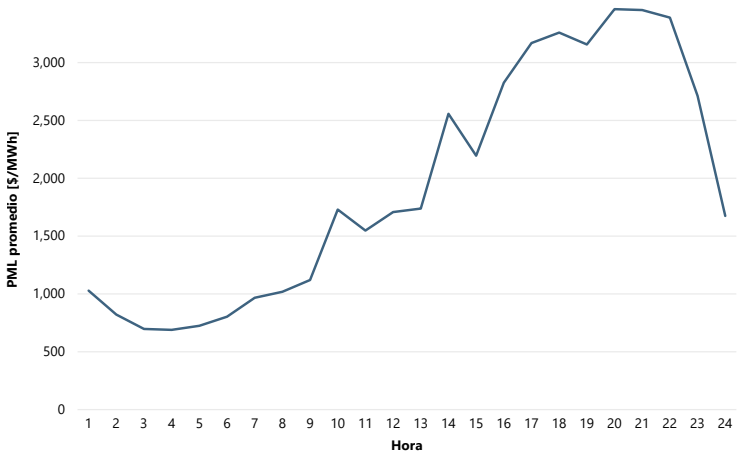
Día de operación: 7 nov 2019

PML máximo y mínimo [$/MWh]

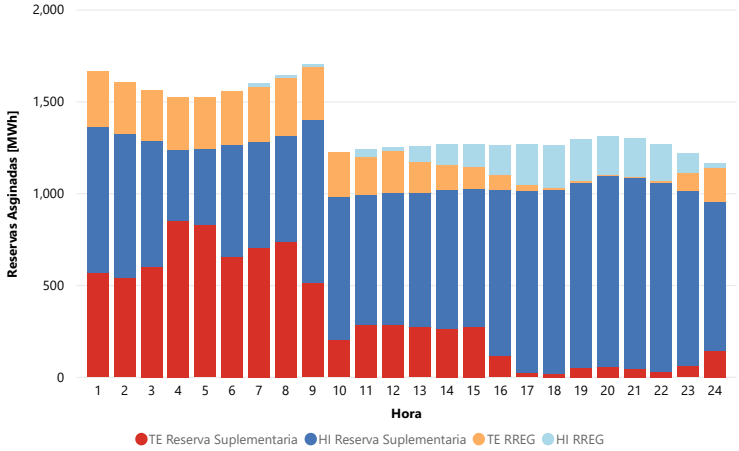
				Componentes del PML							
Descripcion	Estado	Localidad	PML [$/MWh]	Energía [$/MWh]	Pérdidas [$/MWh]	Congestión [$/MWh]	Hora	Nodo	# Observaciones	# Horas	# Nodos
PML MAX	ZACATECAS	JUAN ALDAMA	4,286.00	3,501.30	784.40	0.00	20	03MGU-115	1	1	1
PML MIN	SONORA	PITIQUITO	86.00	1,777.46	-287.75	-1,403.75	12	04MNV-230	1	1	1

PML, precios de Servicios Conexos, asignación y despacho [$/MWh, MW y %]

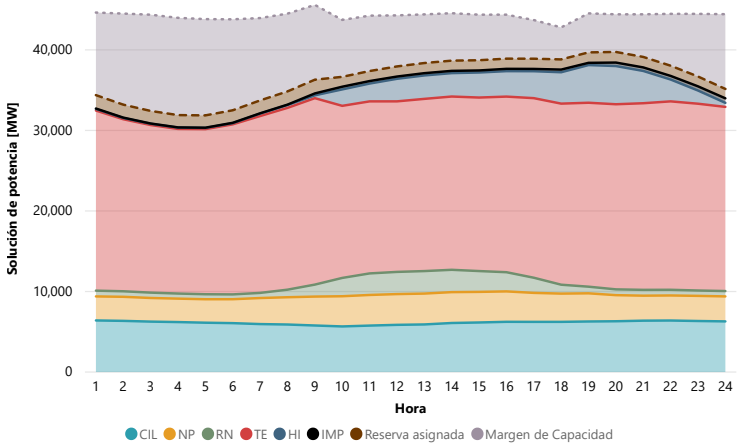
PML promedio, 24 horas (SIN)



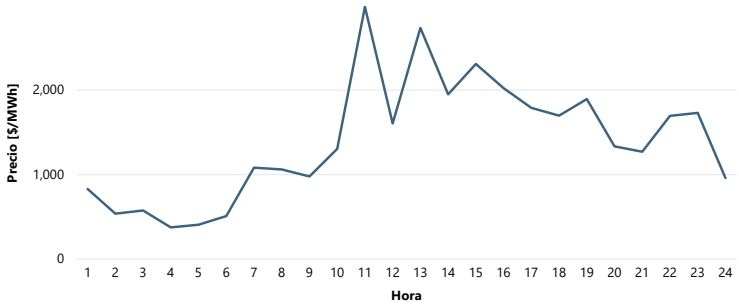
Asignación por tipo de reserva y tipo de generación, 24 horas (SIN)



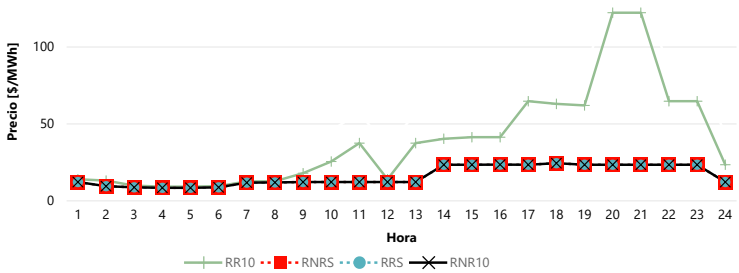
Despacho y asignación por tipo de generación, 24 horas (SIN)



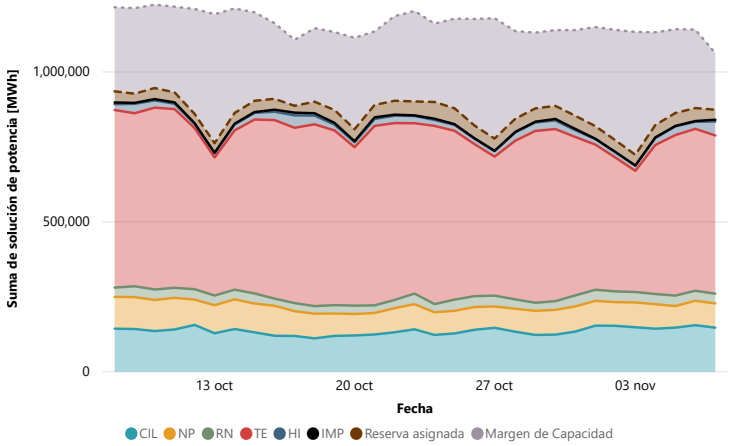
Precios de Servicios Conexos RREG, 24 horas (SIN)



Precios de otros Servicios Conexos, 24 horas (SIN)



Despacho y asignación por tipo de generación, 30 días (SIN)



Distribución de PML para el día de Operación (SIN)

Rango	Día de Operación [%]	7 días atras [%]	21 días anteriores [%]	21 días anteriores, 1 año atrás [%]
[-5,000 a 0)	0.00	0.00	0.00	0.00
[0 a 2,915)	68.78	99.55	95.12	97.88
[2,915 a 5,830)	31.22	0.45	4.82	1.85
[5,830 a 8,745)	0.00	0.00	0.06	0.25
[8,745 a 11,660)	0.00	0.00	0.00	0.00
[11,660 a 14,575)	0.00	0.00	0.00	0.00
[14,575 a 17,490)	0.00	0.00	0.00	0.02
[17,490 a 20,405)	0.00	0.00	0.00	0.00
[20,405 a 23,320)	0.00	0.00	0.00	0.00
[23,320 a 26,235)	0.00	0.00	0.00	0.00

Análisis de la hora pico MDA [$/MWh, MW, MWh, y %]

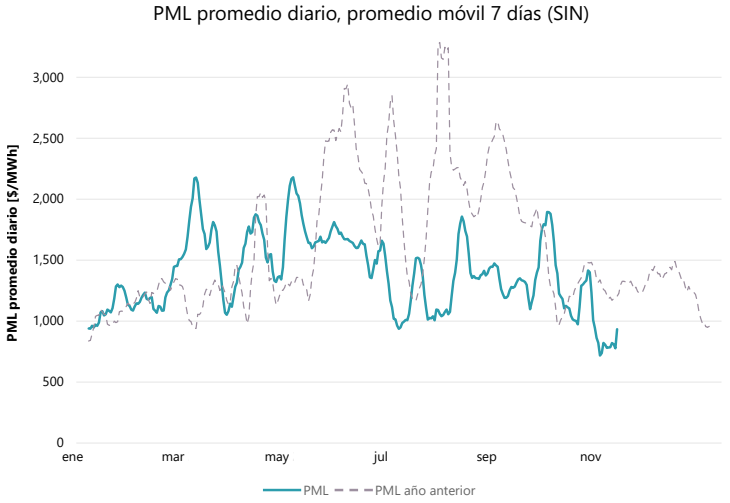
Unidades de Central Eléctrica despachadas parcialmente por tipo de tecnología

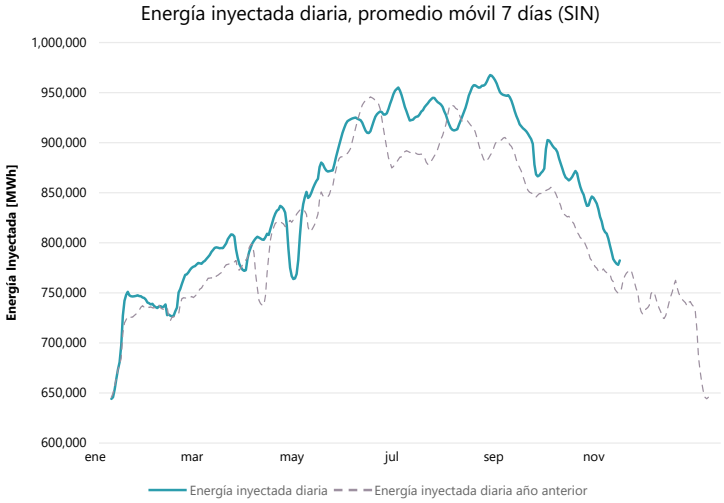
Tipo de Tecnología	Hora Pico	Proporción [%]
Carboeléctrica	20	0.00
Ciclo Combinado	20	20.00
Combustión Interna	20	0.00
Importación	20	60.00
Térmica Convencional	20	0.00
Turbo Gas	20	20.00

Capacidad y energía ofertadas por tipo de generación [4]

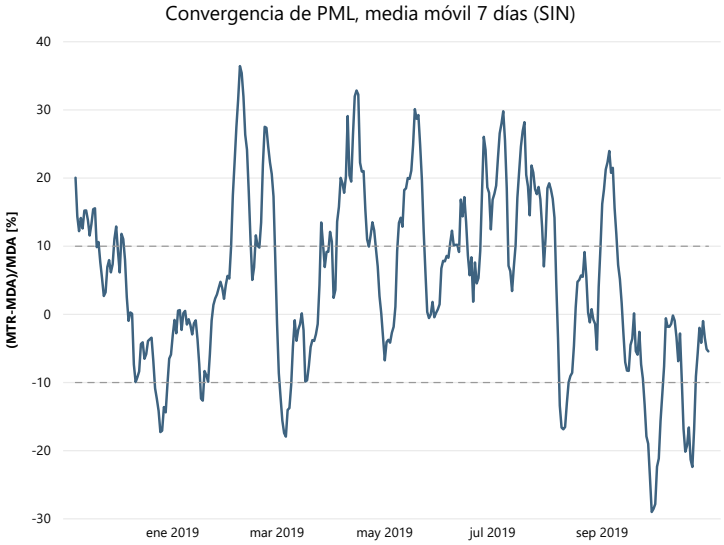
Tipo de generación	Hora Pico	Capacidad Hora Pico [MW]	Energía Diaria [MWh]
CIL	20	6,305.70	147,184.50
HI	20	8,407.75	206,197.04
IMP	20	433.00	5,864.00
NP	20	3,242.17	80,808.39
RN	20	718.90	32,523.82
TE	20	25,310.15	589,820.11
Total	**20**	**44,417.66**	**1,062,397.86**

Análisis de largo plazo MDA [$/MWh y MW]





Análisis de la diferencia entre el MDA y el MTR [$/MWh, MW, y %]



[4]. La hora pico se define como la hora con mayor demanda en el MDA para el día analizado.

SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

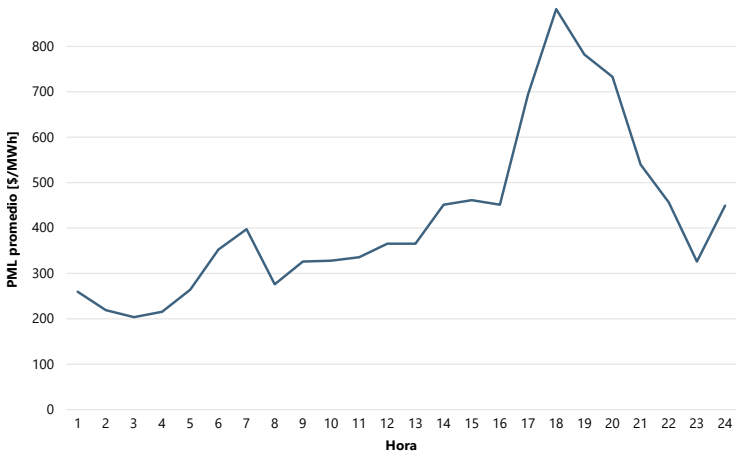
Día de operación: 7 nov 2019

PML máximo y mínimo [$/MWh]

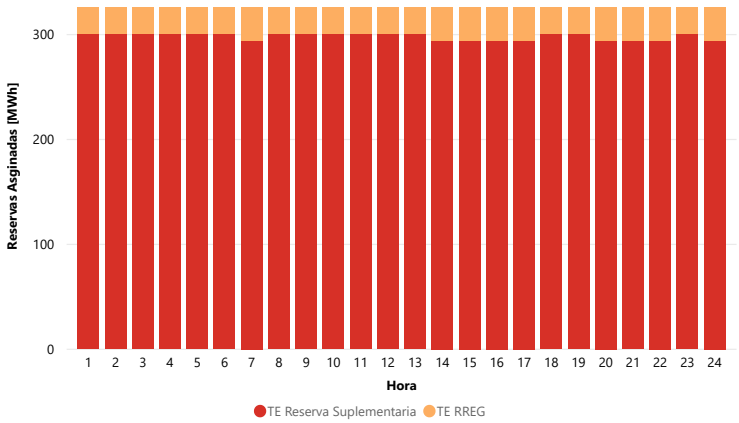
Descripcion	Estado	Localidad	PML [$/MWh]	Componentes del PML			Hora	Nodo	# Observaciones	# Horas	# Nodos
				Energía [$/MWh]	Pérdidas [$/MWh]	Congestión [$/MWh]					
PML MAX	BAJA CALIFORNIA	ENSENADA	984.00	874.12	109.57	0.00	18	07SMN-115	1	1	1
PML MIN	BAJA CALIFORNIA	MEXICALI	200.00	202.24	-2.71	0.00	3	07CPD-230	1	1	1

PML, precios de Servicios Conexos, asignación y despacho [$/MWh, MW y %]

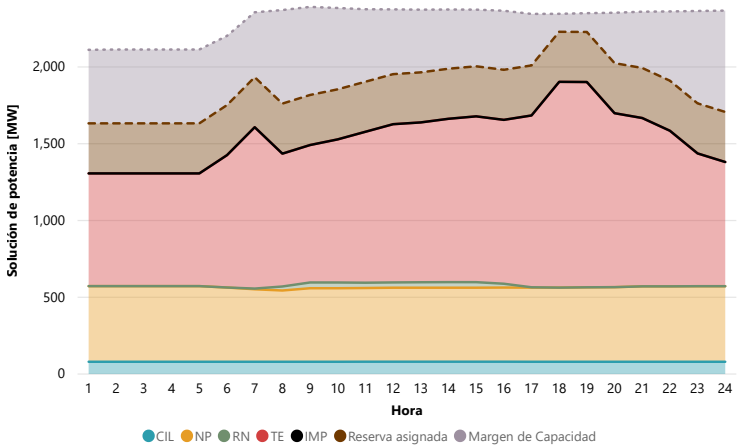
PML promedio, 24 horas (BCA)



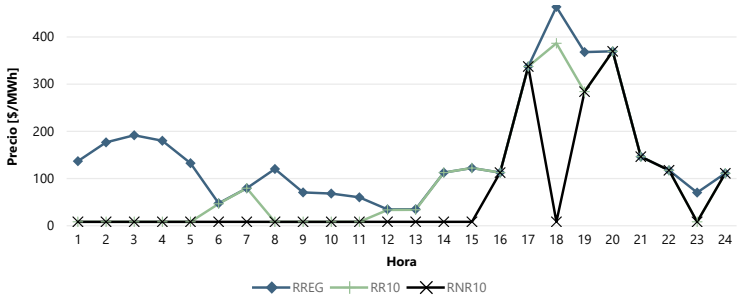
Asignación por tipo de reserva, 24 horas (BCA)



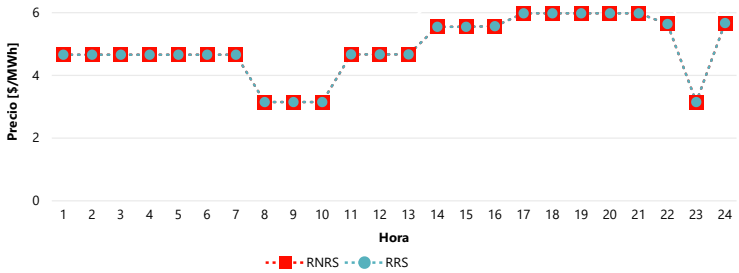
Despacho y asignación por tipo de generación, 24 horas (BCA)



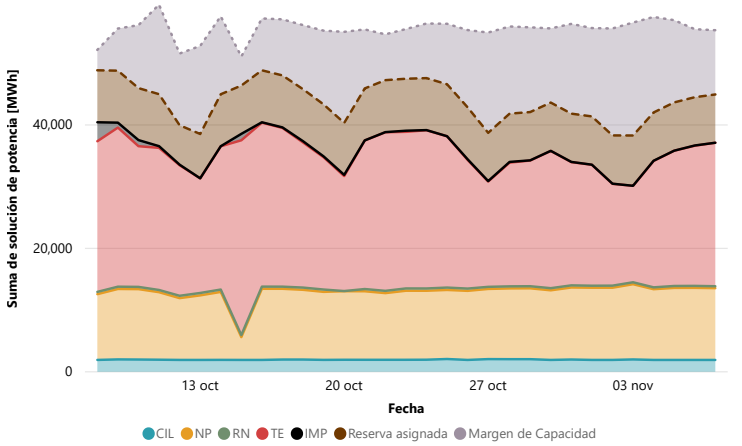
Precios de Servicios Conexos RREG, RR10, y RNR10, 24 horas (BCA)



Precios de otros Servicios Conexos, 24 horas (BCA)



Despacho y asignación por tipo de generación, 30 días (BCA)



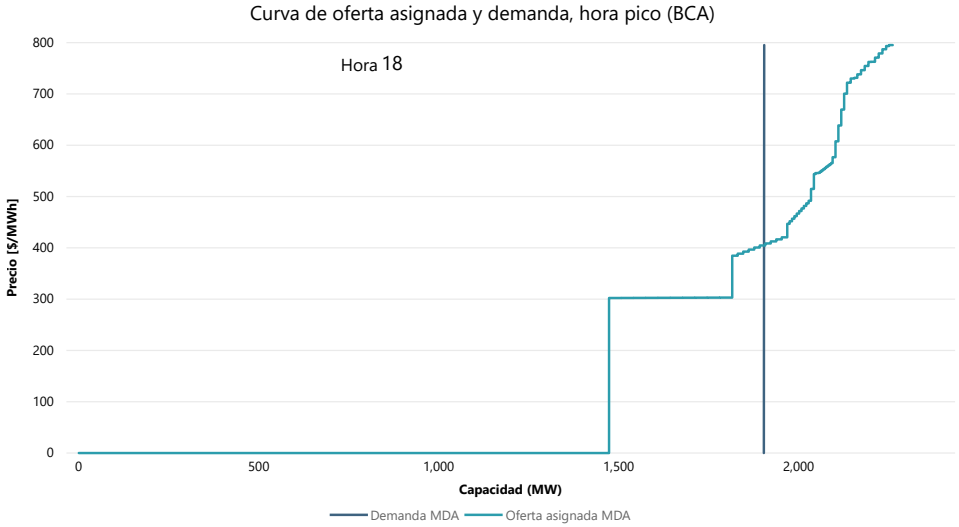
Distribución de PML para el día de Operación (BCA)

Rango	Día de Operación [%]	7 días atras [%]	21 días anteriores [%]	21 días anteriores, 1 año atras [%]
[-5,000 a 0)	0.00	0.00	0.00	0.19
[0 a 2,915)	100.00	100.00	100.00	99.81
[2,915 a 5,830)	0.00	0.00	0.00	0.00
[5,830 a 8,745)	0.00	0.00	0.00	0.00
[8,745 a 11,660)	0.00	0.00	0.00	0.00
[11,660 a 14,575)	0.00	0.00	0.00	0.00
[14,575 a 17,490)	0.00	0.00	0.00	0.00
[17,490 a 20,405)	0.00	0.00	0.00	0.00
[20,405 a 23,320)	0.00	0.00	0.00	0.00
[23,320 a 26,235)	0.00	0.00	0.00	0.00

SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

Día de operación: 7 nov 2019

Análisis de la hora pico MDA [$/MWh, MW, MWh, y %]



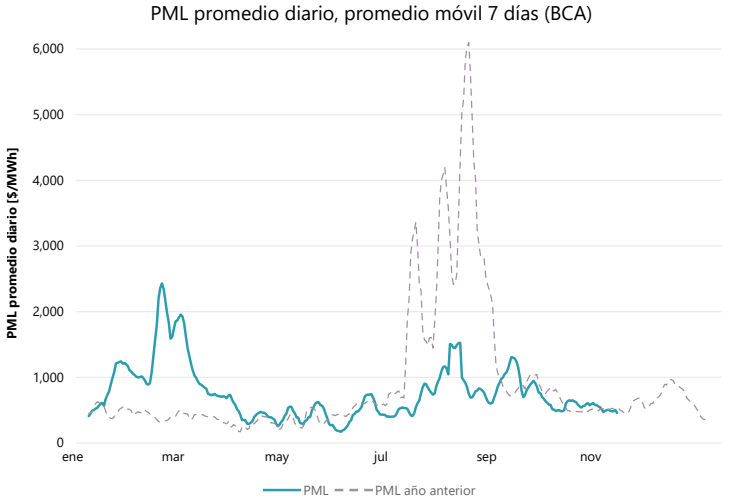
Unidades de Central Eléctrica despachadas parcialmente por tipo de tecnología

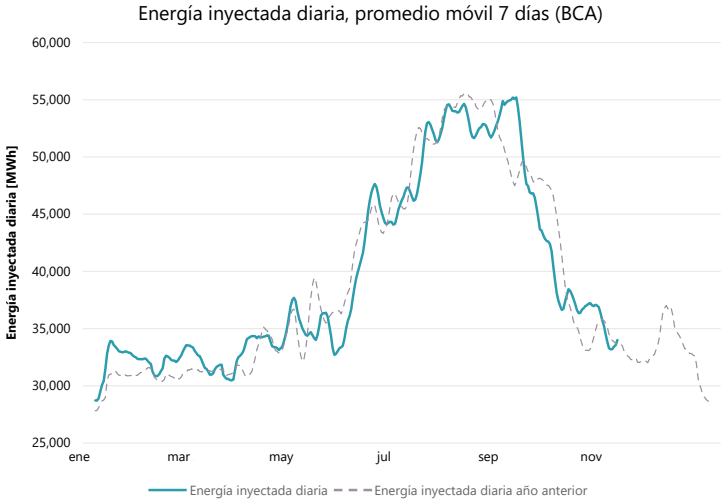
Tipo de Tecnología	Hora Pico	Proporción [%]
Ciclo Combinado	18	66.67
Importación	18	0.00
Térmica Convencional	18	16.67
Turbo Gas	18	16.67

Capacidad y energía ofertadas por tipo de generación [4]

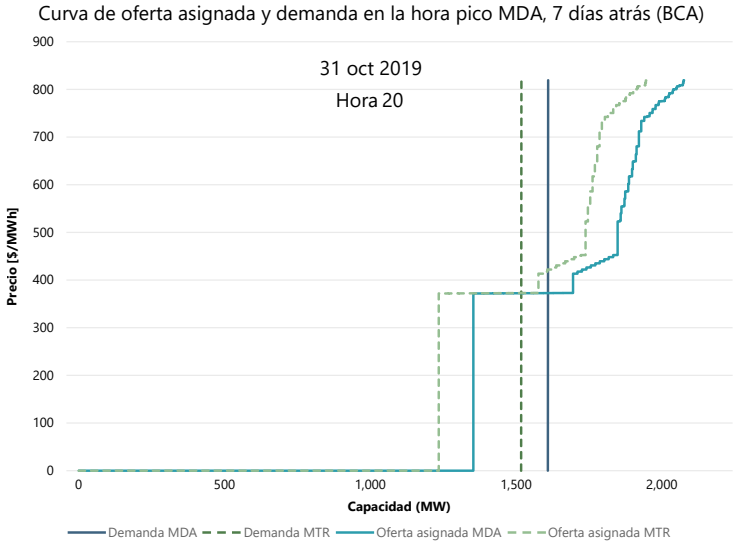
Tipo de generación	Hora Pico	Capacidad Hora Pico [MW]	Energía Diaria [MWh]
CIL	18	80.00	1,922.37
IMP	18	0.00	0.00
NP	18	482.90	11,634.00
RN	18	0.00	309.68
TE	18	1,783.17	41,490.77
Total	**18**	**2,346.07**	**55,356.82**

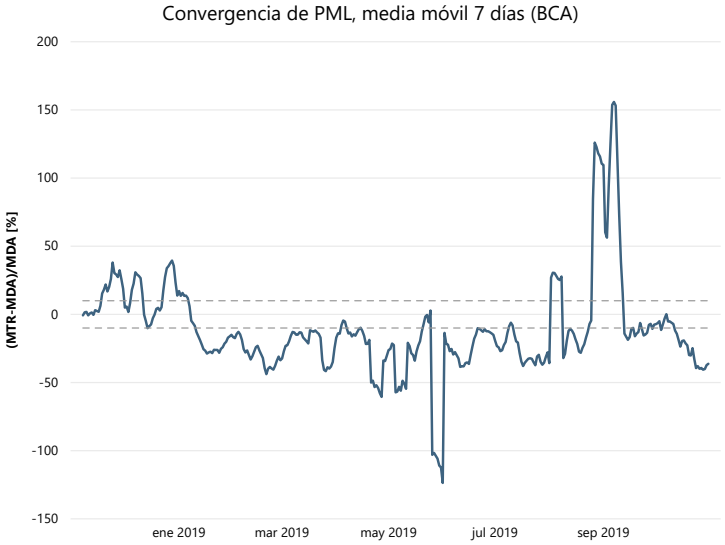
Análisis de largo plazo MDA [$/MWh y MW]





Análisis de la diferencia entre el MDA y el MTR [$/MWh, MW, y %]





[4]. La hora pico se define como la hora con mayor demanda en el MDA para el día analizado.

SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR

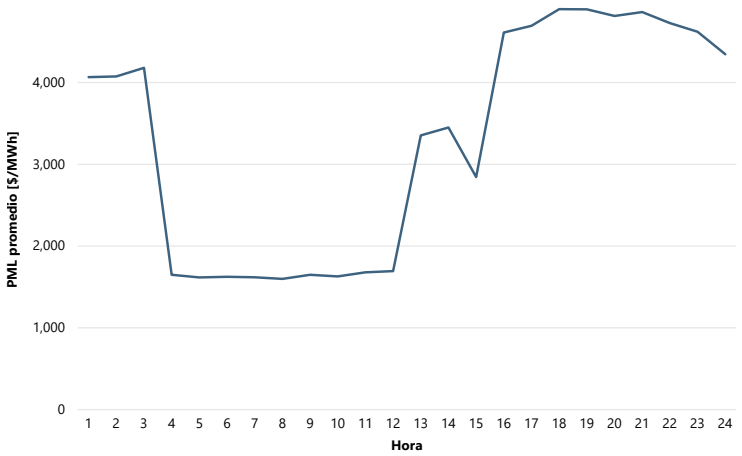
Día de operación: 7 nov 2019

PML máximo y mínimo [$/MWh]

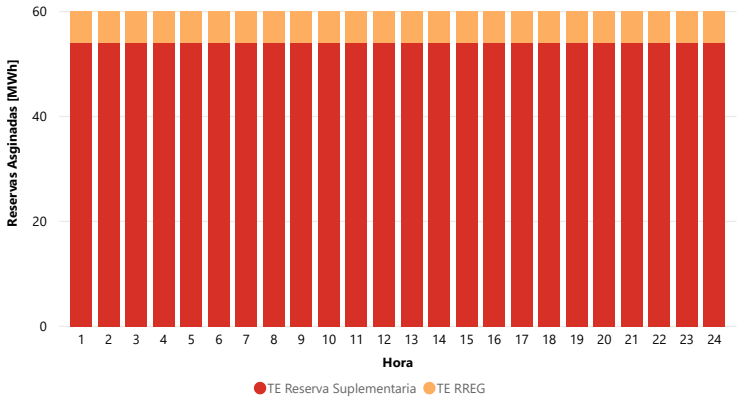
Descripcion	Estado	Localidad	PML [$/MWh]	Componentes del PML			Hora	Nodo	# Observaciones	# Horas	# Nodos
				Energía [$/MWh]	Pérdidas [$/MWh]	Congestión [$/MWh]					
PML MAX	BAJA CALIFORNIA SUR	LOS CABOS	5,008.00	4,840.96	167.42	0.00	18	07ASJ-115	1	1	1
PML MIN	BAJA CALIFORNIA SUR	COMONDU	1,515.00	1,578.24	-62.92	0.00	8	07GAO-115	1	1	1

PML, precios de Servicios Conexos, asignación y despacho [$/MWh]

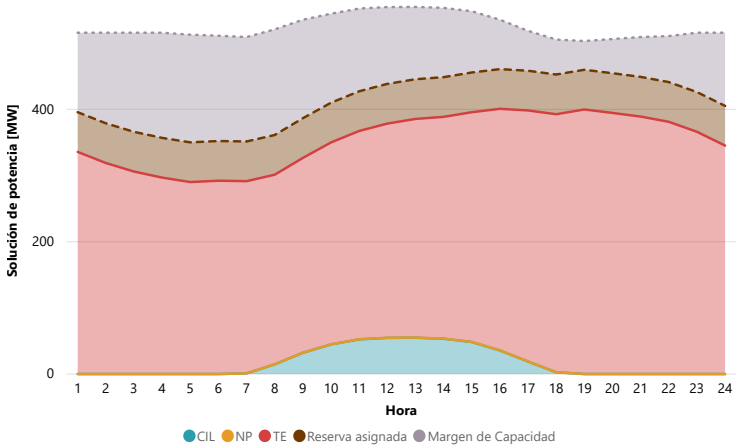
PML promedio, 24 horas (BCS)



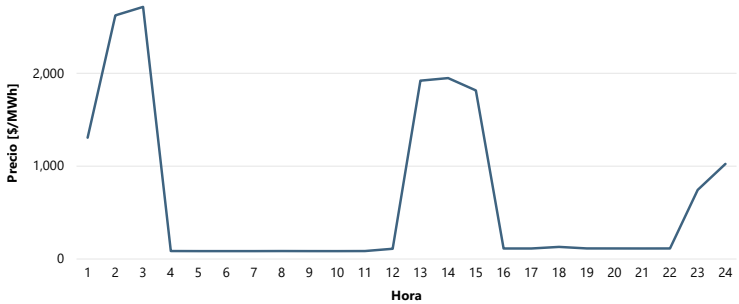
Asignación por tipo de reserva, 24 horas (BCS)



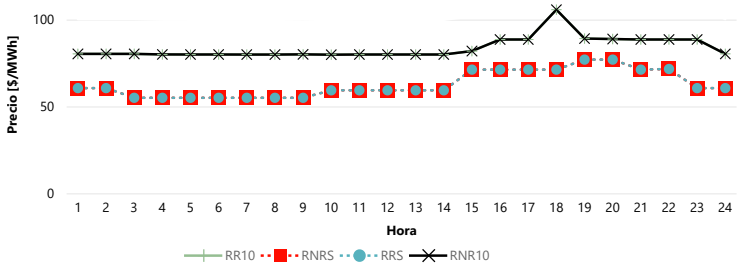
Despacho y asignación por tipo de generación, 24 horas (BCS)



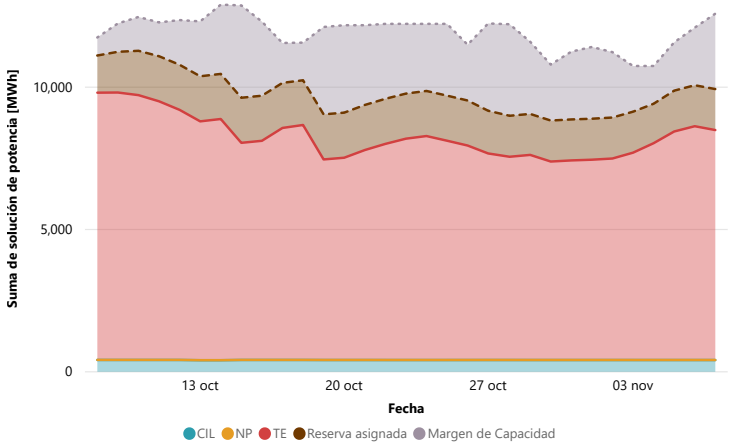
Precios de Servicios Conexos RREG, 24 horas (BCS)



Precios de otros Servicios Conexos, 24 horas (BCS)



Despacho y asignación por tipo de generación, 30 días (BCS)



Distribución de PML para el día de Operación (BCS)

Rango	Día de Operación [%]	7 días atras [%]	21 días anteriores [%]	21 días anteriores, 1 año atras [%]
[-5,000 a 0)	0.00	0.00	0.00	0.00
[0 a 2,915)	40.09	25.15	30.67	43.38
[2,915 a 5,830)	59.91	74.85	67.78	56.62
[5,830 a 8,745)	0.00	0.00	1.54	0.00
[8,745 a 11,660)	0.00	0.00	0.00	0.00
[11,660 a 14,575)	0.00	0.00	0.00	0.00
[14,575 a 17,490)	0.00	0.00	0.00	0.00
[17,490 a 20,405)	0.00	0.00	0.00	0.00
[20,405 a 23,320)	0.00	0.00	0.00	0.00
[23,320 a 26,235)	0.00	0.00	0.00	0.00

Análisis de la hora pico MDA [$/MWh, MW, MWh, y %]

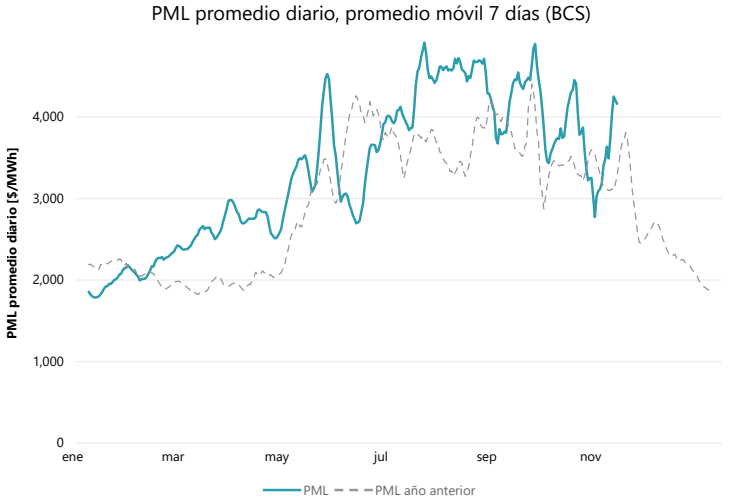
Unidades de Central Eléctrica despachadas parcialmente por tipo de tecnología

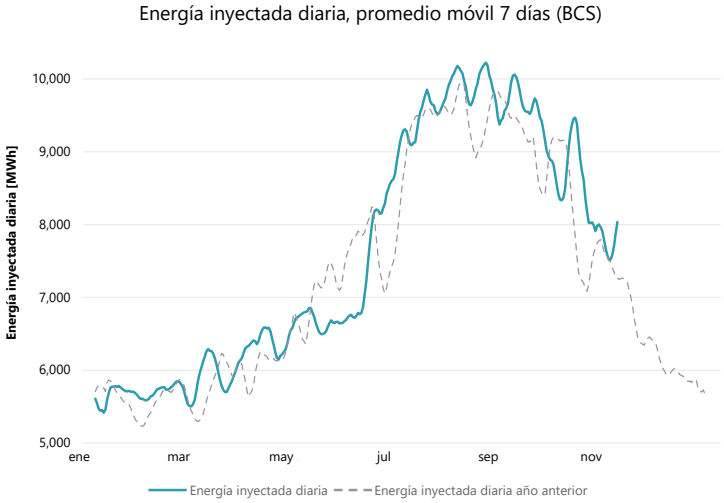
Tipo de Tecnología	Hora Pico	Proporción [%]
Combustión Interna	16	20.00
Térmica Convencional	16	0.00
Turbo Gas	16	80.00

Capacidad y energía ofertadas por tipo de generación [4]

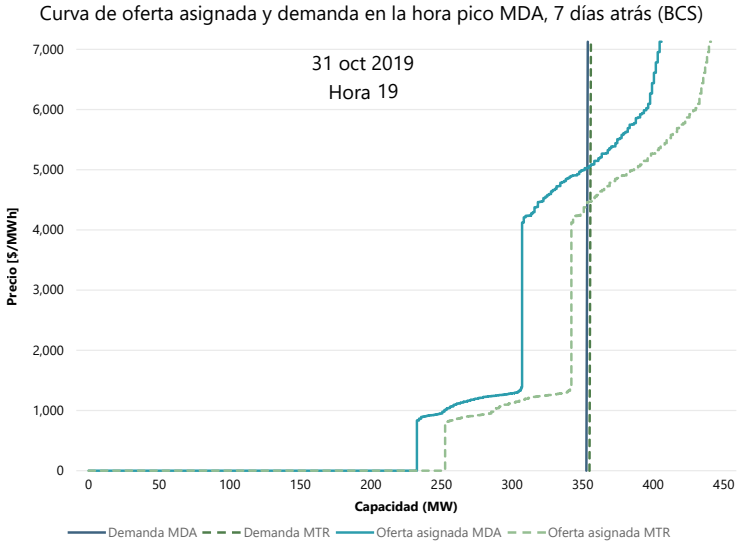
Tipo de generación	Hora Pico	Capacidad Hora Pico [MW]	Energía Diaria [MWh]
CIL	16	35.65	413.46
NP	16	0.08	1.05
TE	16	499.85	12,169.25
Total	**16**	**535.58**	**12,583.76**

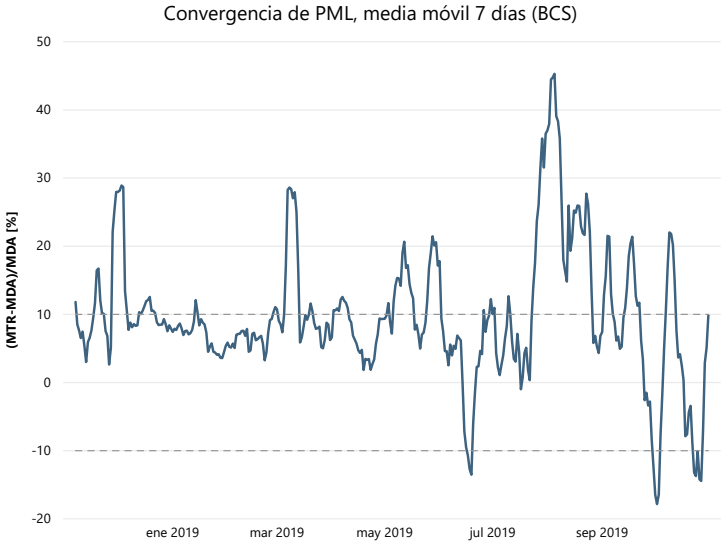
Análisis de largo plazo MDA [$/MWh y MW]





Análisis de la diferencia entre el MDA y el MTR [$/MWh, MW, y %]





[4]. La hora pico se define como la hora con mayor demanda en el MDA para el día analizado.