REPORTE DIARIO DEL MERCADO DEL DÍA EN ADELANTO (MDA)

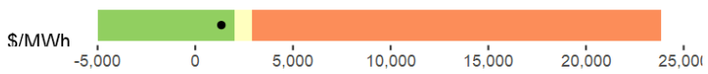
Monitor Independiente del Mercado (MIM)

Día de operación: 26 ago 2019

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

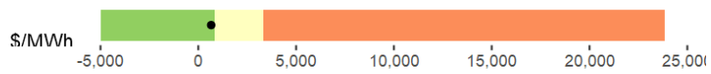
Sistema Interconectado Nacional (SIN)

1,335



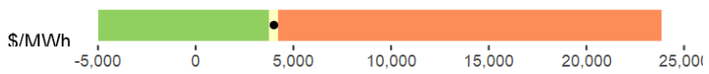
Sistema Interconectado Baja California (BCA)

658



Sistema Interconectado Baja California Sur (BCS)

4,004



Análisis preliminar

El margen de capacidad para el BCS, después de considerar requerimientos de reservas, registró un valor mínimo de 2.22% en la hora 17. Se presentaron PML entre $5,001/MWh y $5,136/MWh durante 5 horas.

El margen de capacidad para el BCA, después de considerar requerimientos de reservas, registró un valor mínimo de 0.84% en la hora 16. Las importaciones máximas asignadas fueron de 216 MW a la hora 14.

Se presentaron PML menores a 100/MWh en la GCR Noroeste, durante 5 horas.

Noticias relevantes

El 25 de agosto se presentaron 12 Estados Operativos de Alerta en Tiempo Real: 3 en la GCR Noreste, 3 en la GCR Noroeste, 2 en la GCR Norte, 2 en la GCR Central, 1 en la GCR Oriental y 1 en la GCR Peninsular.

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

SIN

10,055

BCA

210

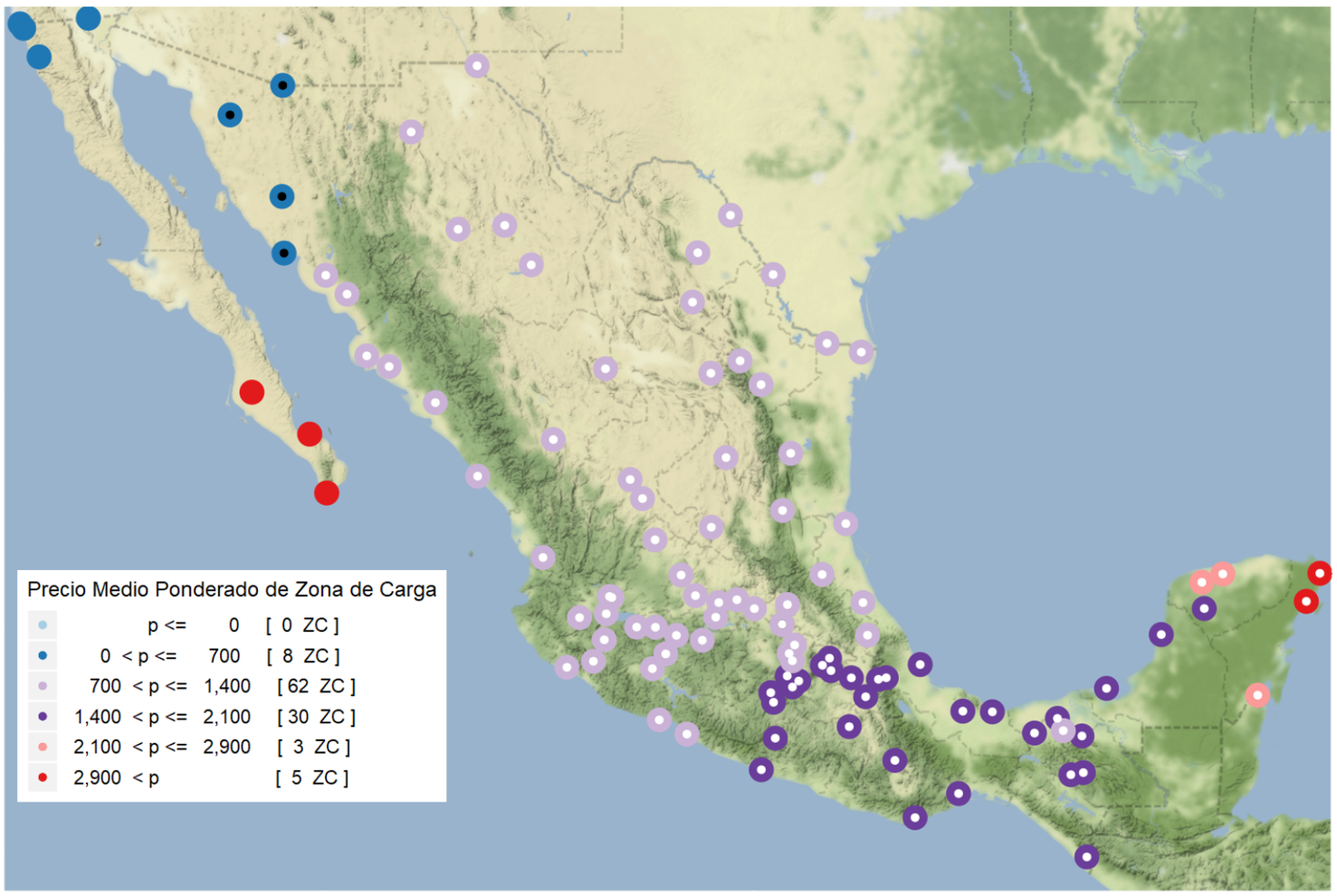
BCS

60

Margen de capacidad mínimo después de reservas [%]

Sistema	Hora	Día de operación (%)	Promedio 21 días (%)
BCA	16	0.84	3.18
BCS	17	2.22	0.76
SIN	22	12.23	12.53

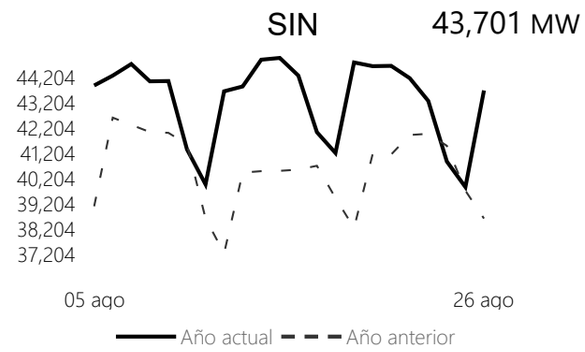
Precio Medio Ponderado de Zona de Carga, promedio diario [$/MWh]



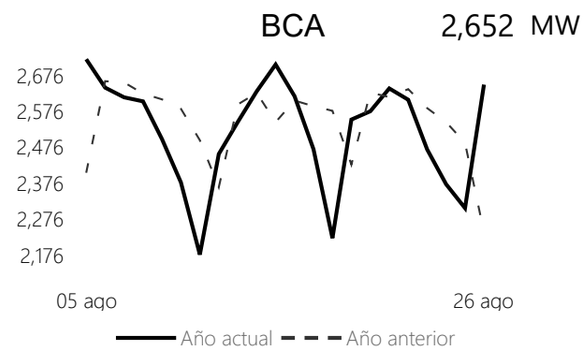
Congestión positiva **(Centros blancos)** indica que el costo de entrega de energía en este punto es mayor que el costo de la entrega en el nodo de referencia.
Congestión negativa **(Centros negros)** indica que el costo de entrega de energía en este punto es menor que el costo de la entrega en el nodo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

Demanda pico [MW] [2]

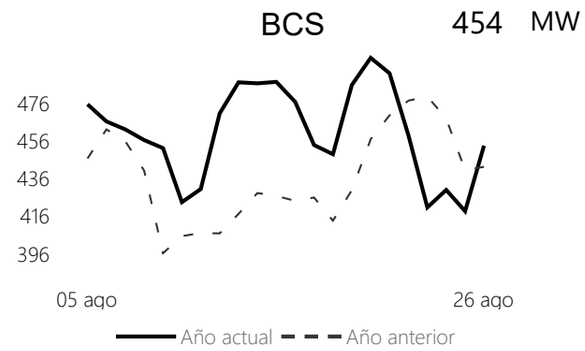
SIN 43,701 MW



BCA 2,652 MW



BCS 454 MW



Demanda promedio del día [MW] [3]

SIN

39,458

Máximo de la demanda diaria del año anterior +15%

BCA

2,269

Máximo de la demanda diaria del año anterior +15%

BCS

405

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

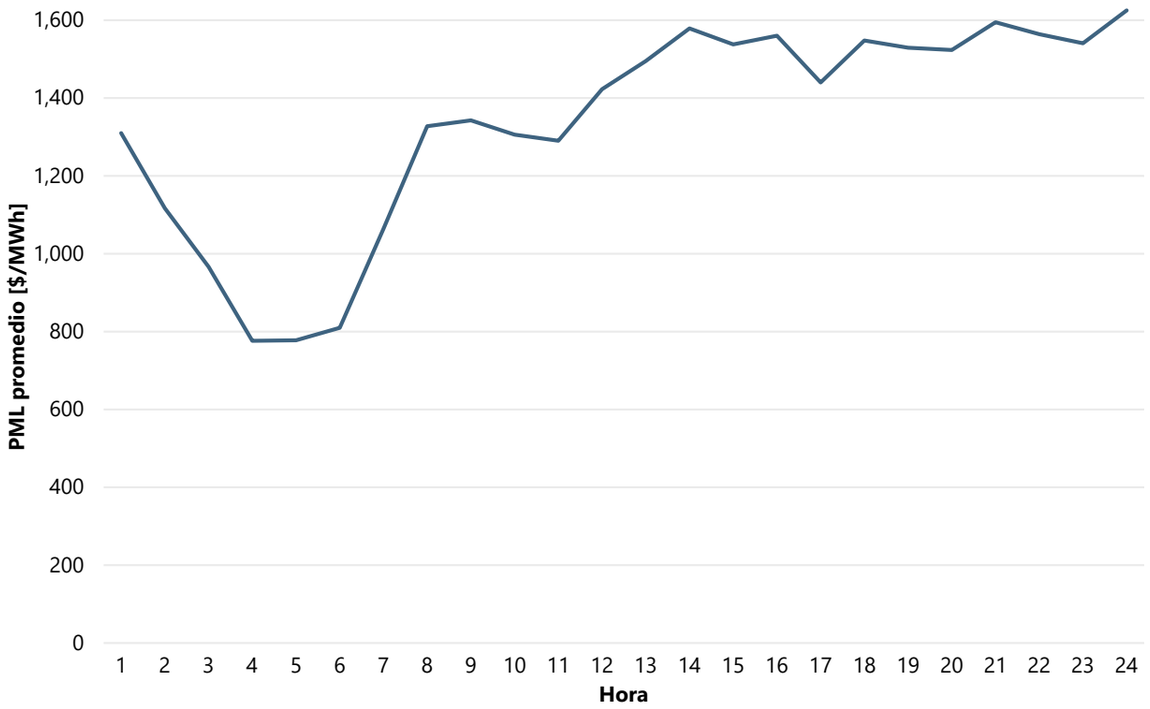
Día de operación: 26 ago 2019

PML máximo y mínimo [$/MWh]

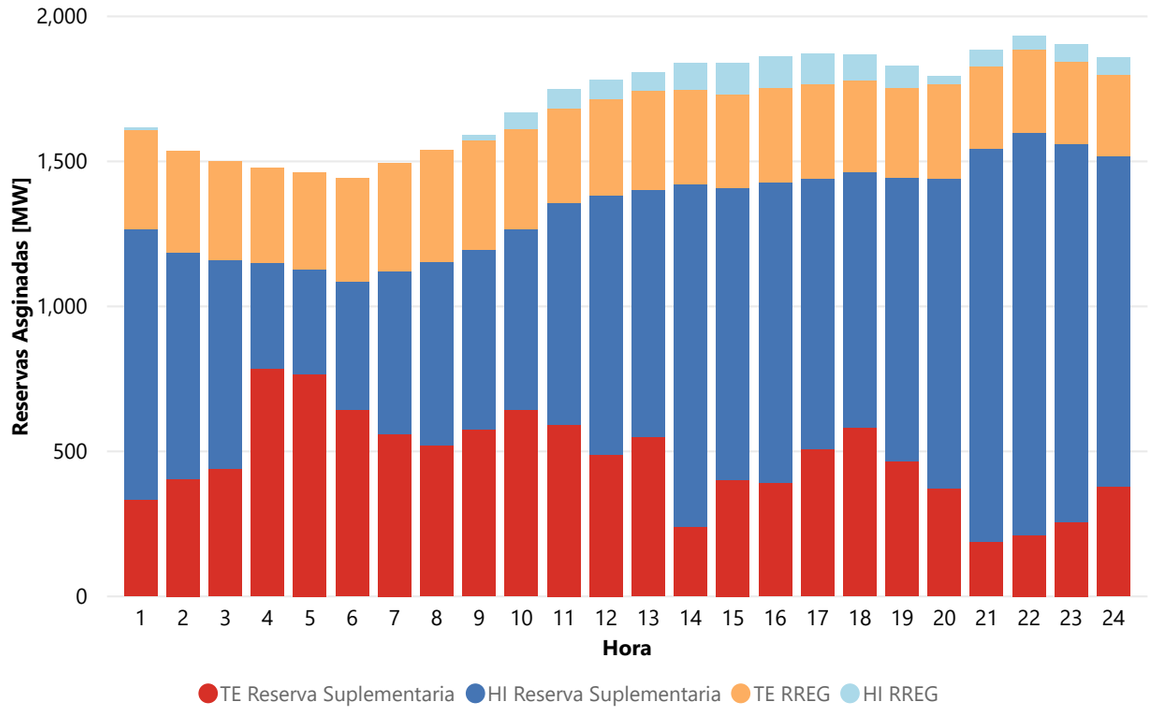
				Componentes del PML						
Descripcion	Estado	Localidad	PML [$/MWh]	Energía [$/MWh]	Pérdidas [$/MWh]	Congestión [$/MWh]	Hora	Nodo	# Observaciones	# Horas	# Nodos
PML MAX	QUINTANA ROO	SOLIDARIDAD	4,894.00	1,388.02	355.48	3,150.21	17	08XLC-115	1	1	1
PML MIN	SONORA	PITIQUITO	0.00	1,218.23	-170.28	-1,047.68	11	04PLD-230	1	1	1

PML, precios de servicios conexos, asignación y despacho [$/MWh, MW y %]

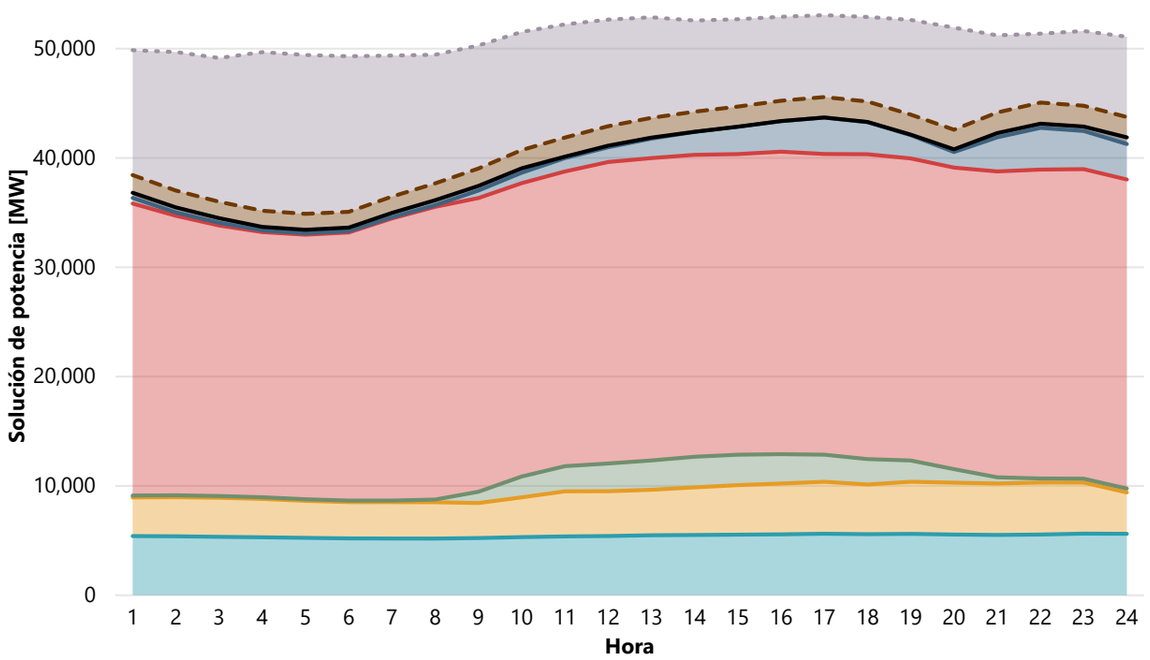
PML promedio, 24 horas (SIN)



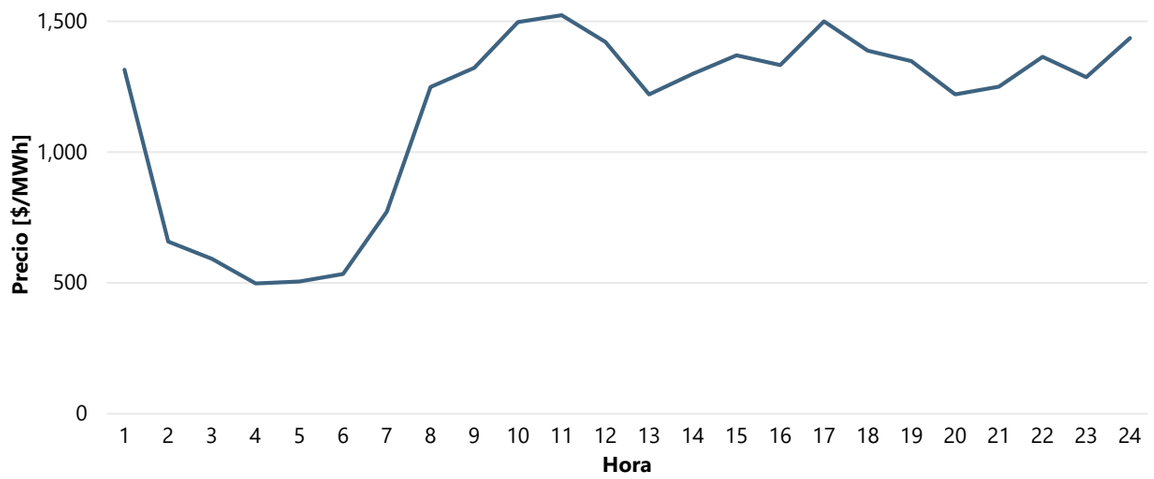
Asignación por tipo de reserva y tipo de generación, 24 horas (SIN)



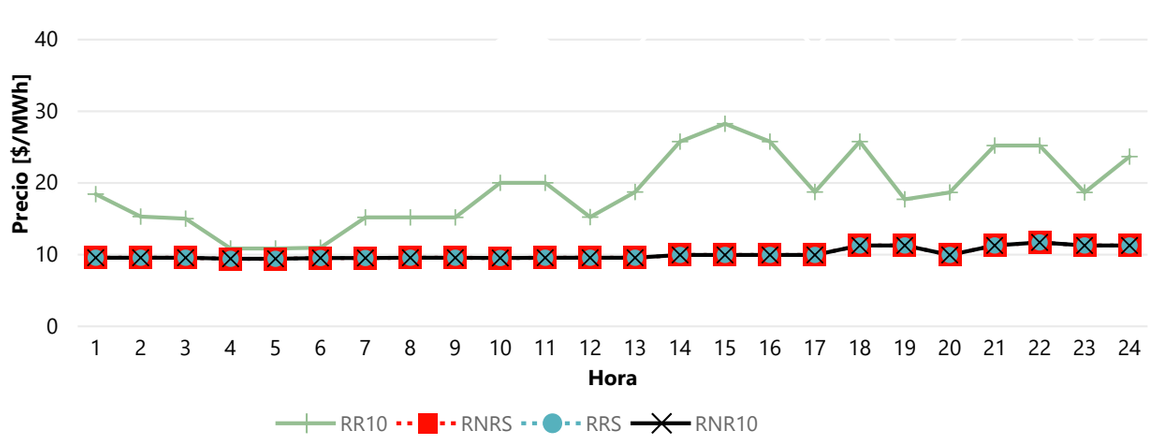
Despacho y asignación por tipo de generación, 24 horas (SIN)



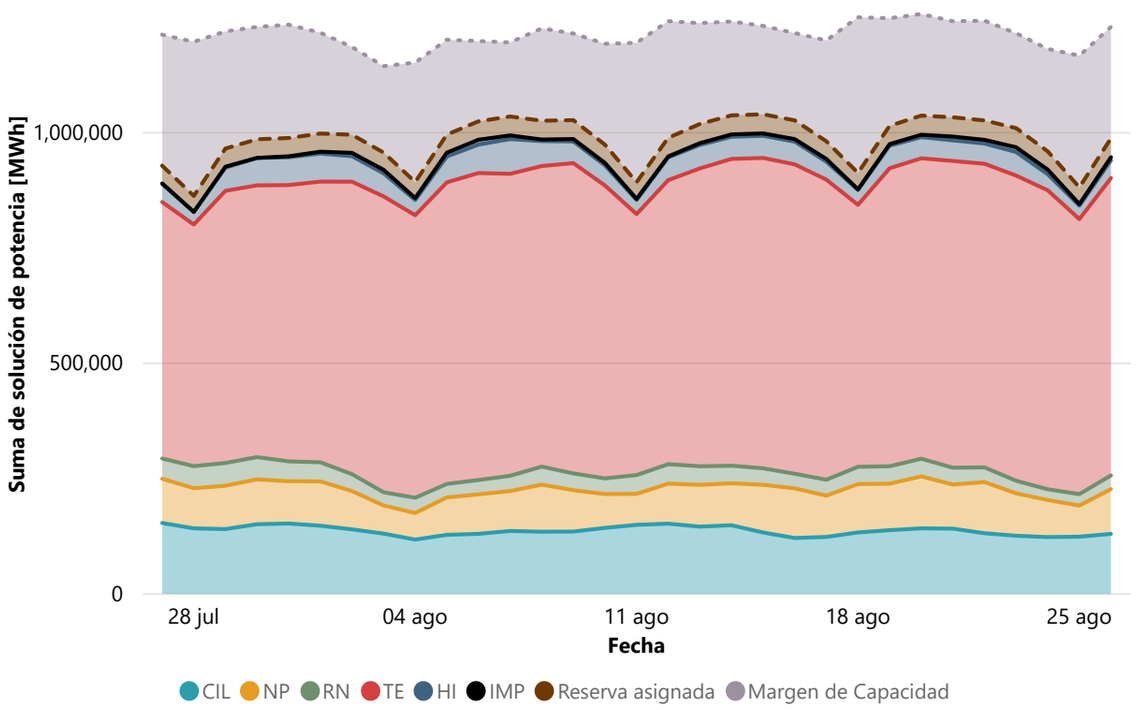
Precios de Servicios Conexos RREG, 24 horas (SIN)



Precios de otros Servicios Conexos, 24 horas (SIN)



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



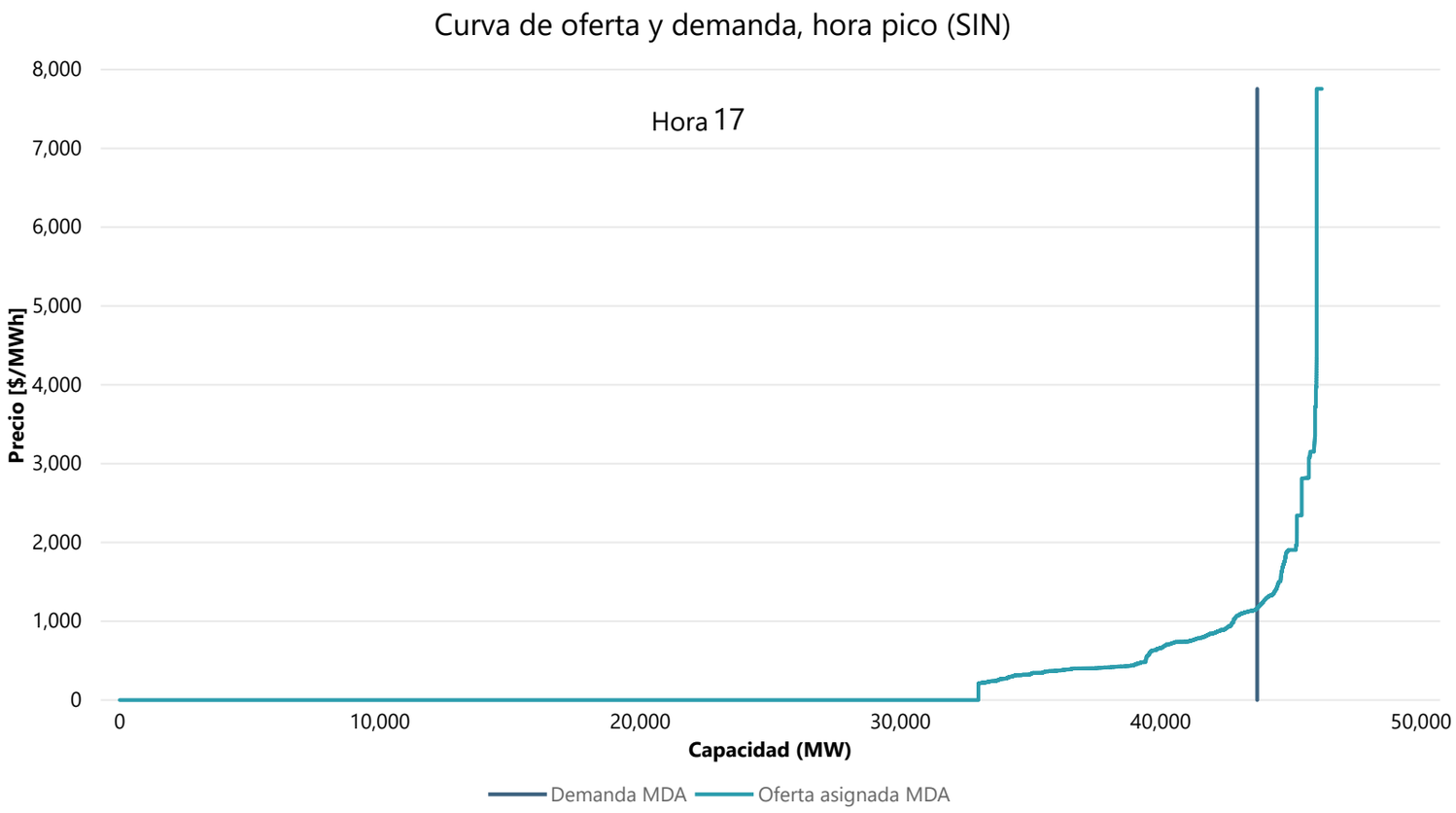
Distribución de PMLs para el día de operación (SIN)

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 2,650)	98.32	97.67	95.23	85.66
[2,650 a 5,300)	1.68	2.33	4.71	13.97
[5,300 a 7,950)	0.00	0.00	0.06	0.37
[7,950 a 10,600)	0.00	0.00	0.00	0.00
[10,600 a 13,250)	0.00	0.00	0.00	0.00
[13,250 a 15,900)	0.00	0.00	0.00	0.00
[15,900 a 18,550)	0.00	0.00	0.00	0.00
[18,550 a 21,200)	0.00	0.00	0.00	0.00
[21,200 a 23,850)	0.00	0.00	0.00	0.00

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Día de operación: 26 ago 2019

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



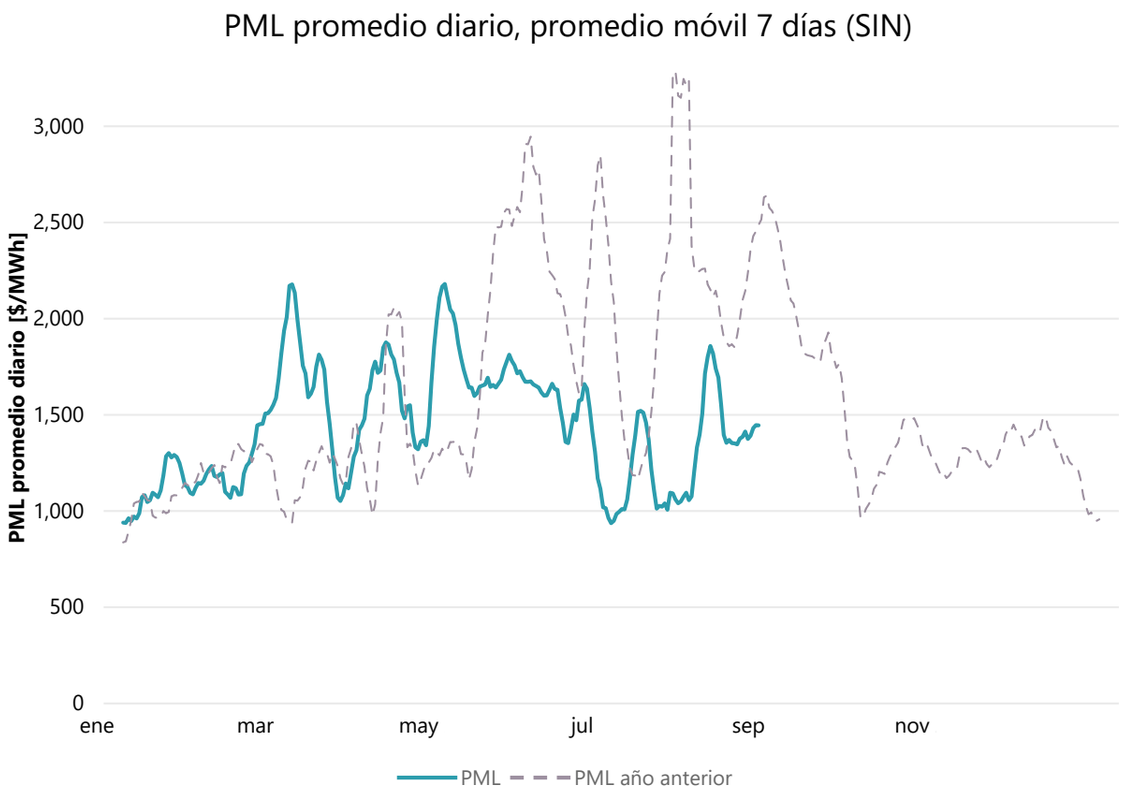
Unidades de Central Eléctrica despachadas parcialmente por tipo de tecnología

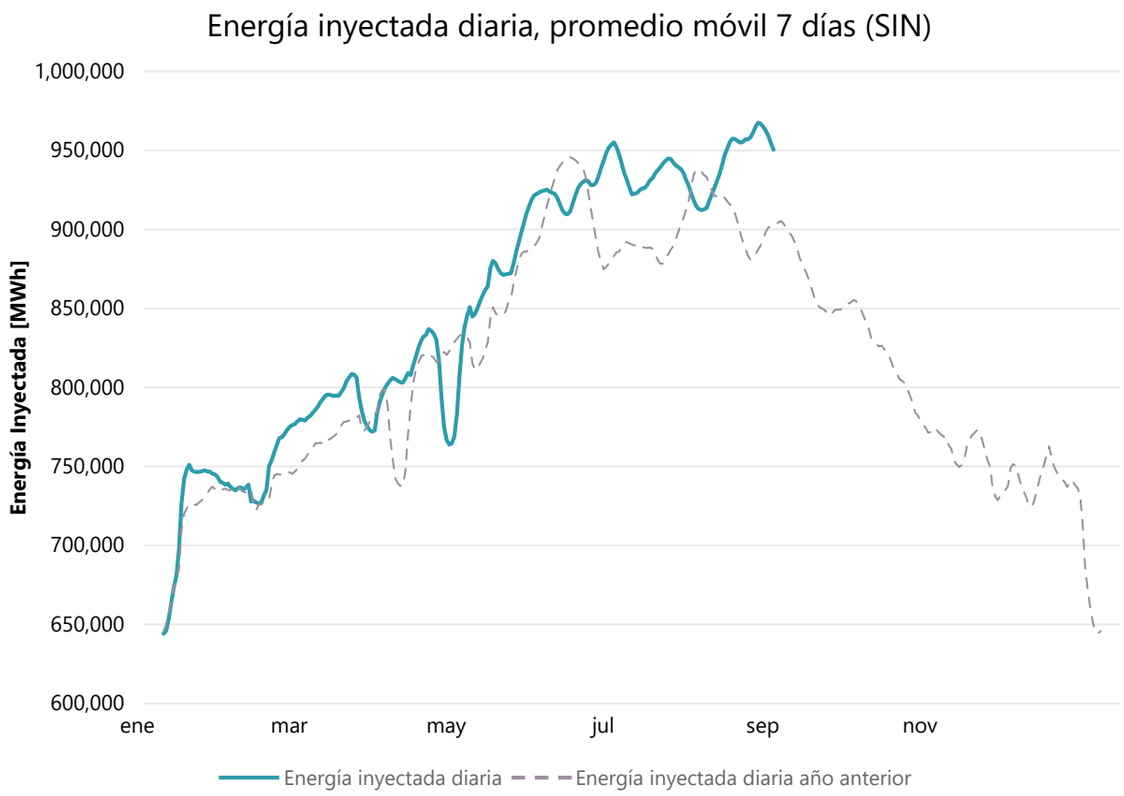
Tipo de Tecnología	Hora Pico	Proporción [%]
Carboeléctrica	17	12.50
Ciclo Combinado	17	50.00
Combustión Interna	17	0.00
Importación	17	4.17
Térmica Convencional	17	33.33
Turbo Gas	17	0.00

Capacidad y energía ofertadas por tipo de generación [4]

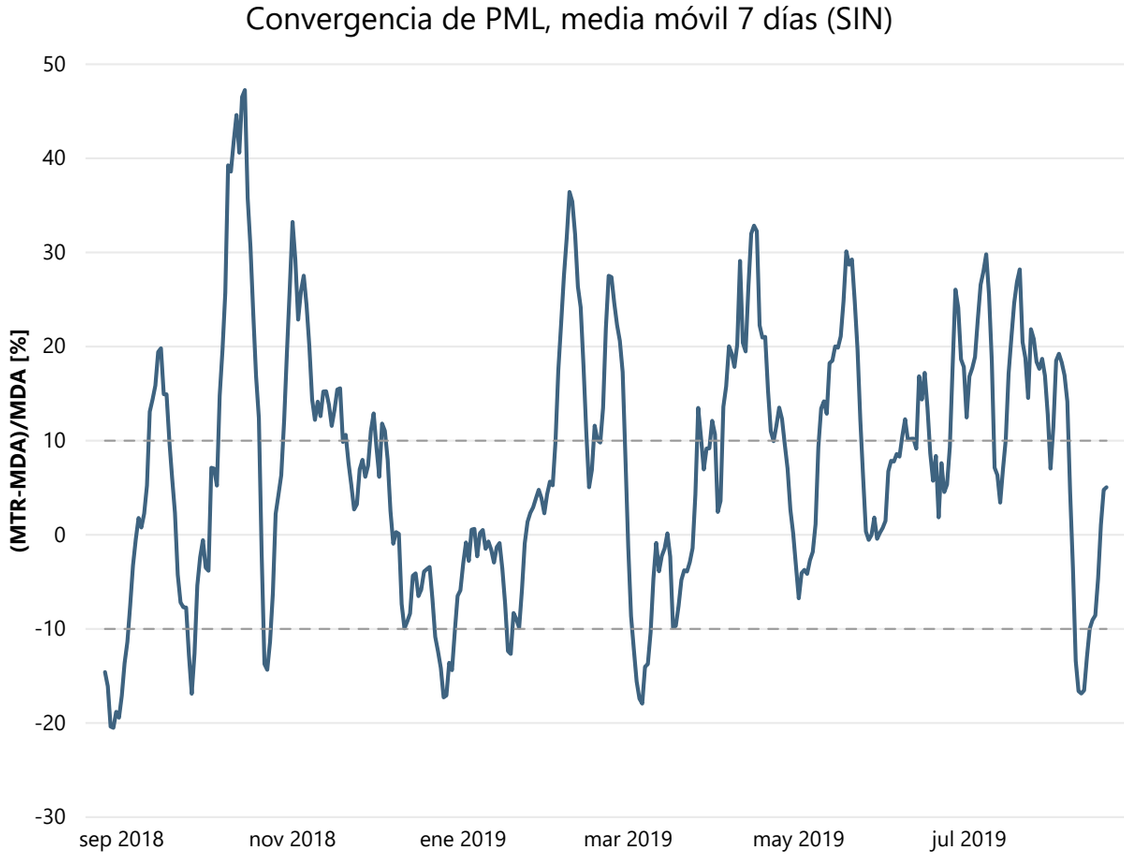
Tipo de generación	Hora Pico	Capacidad Hora Pico [MW]	Energía Diaria [MWh]
CIL	17	5,624.30	130,402.10
HI	17	9,236.74	222,464.76
IMP	17	4.00	6,542.00
NP	17	4,750.59	97,016.99
RN	17	2,481.98	29,731.55
TE	17	30,964.86	743,322.27
Total	**17**	**53,062.47**	**1,229,479.67**

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.

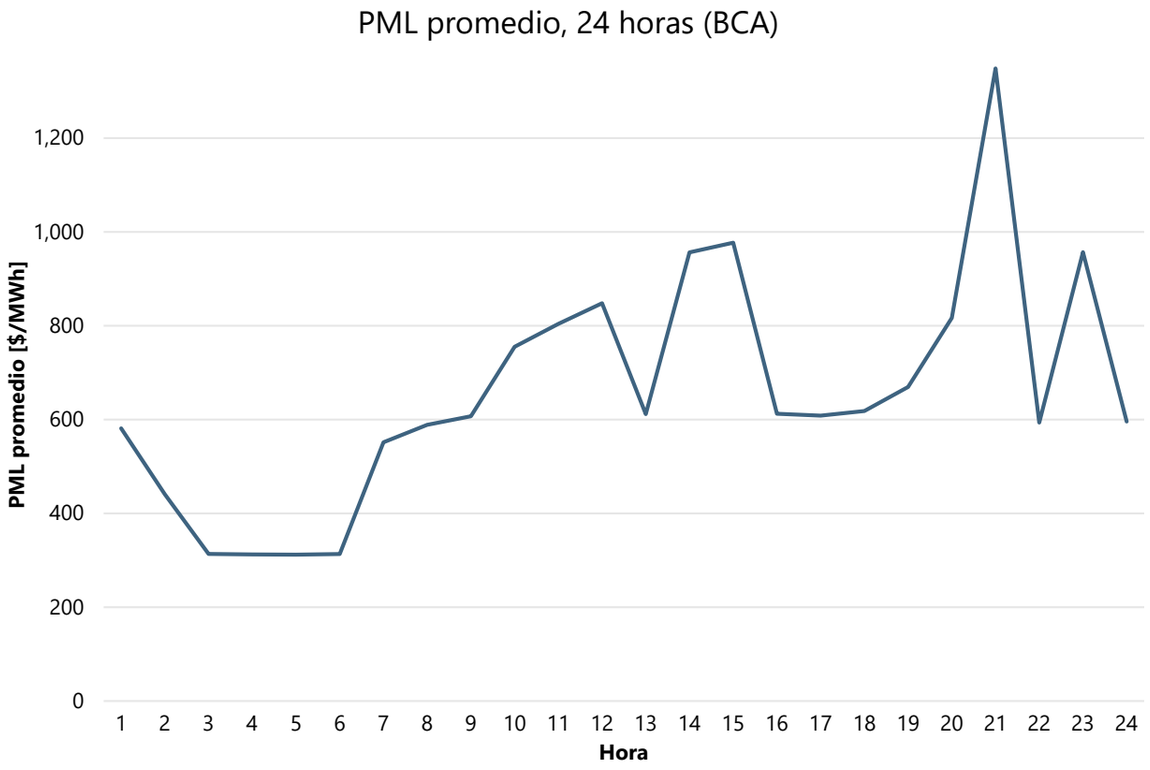
SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

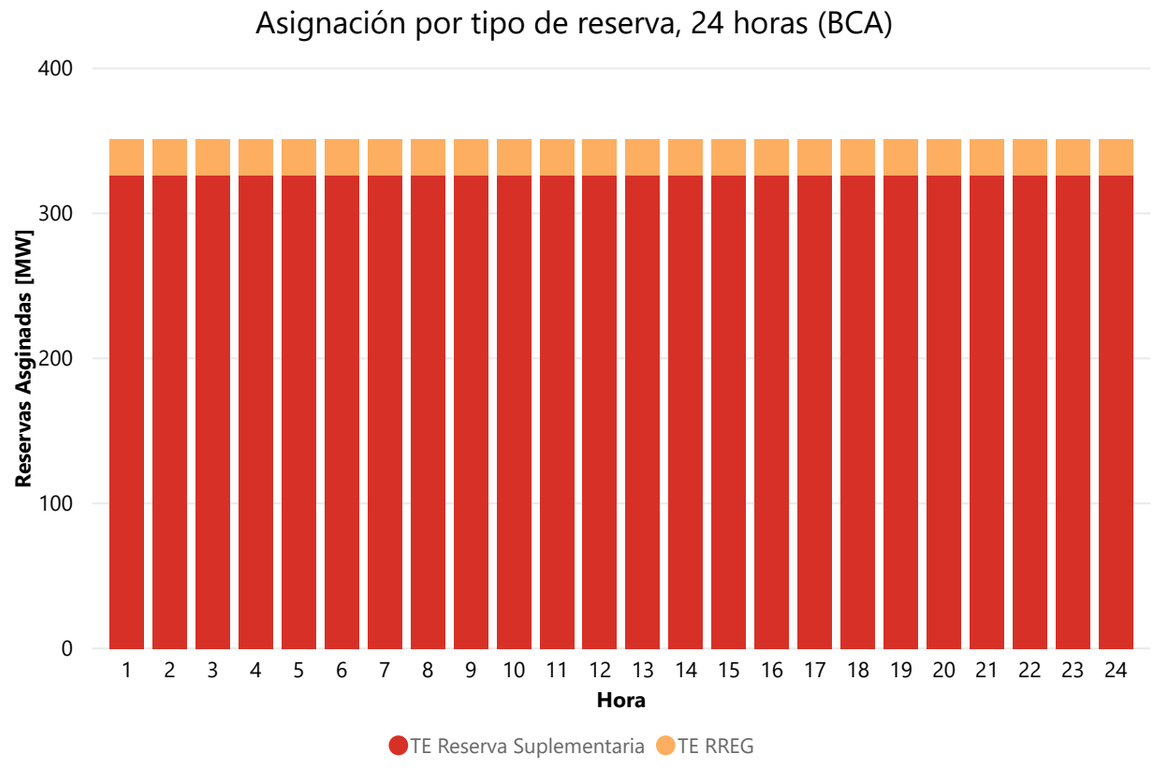
Día de operación: 26 ago 2019

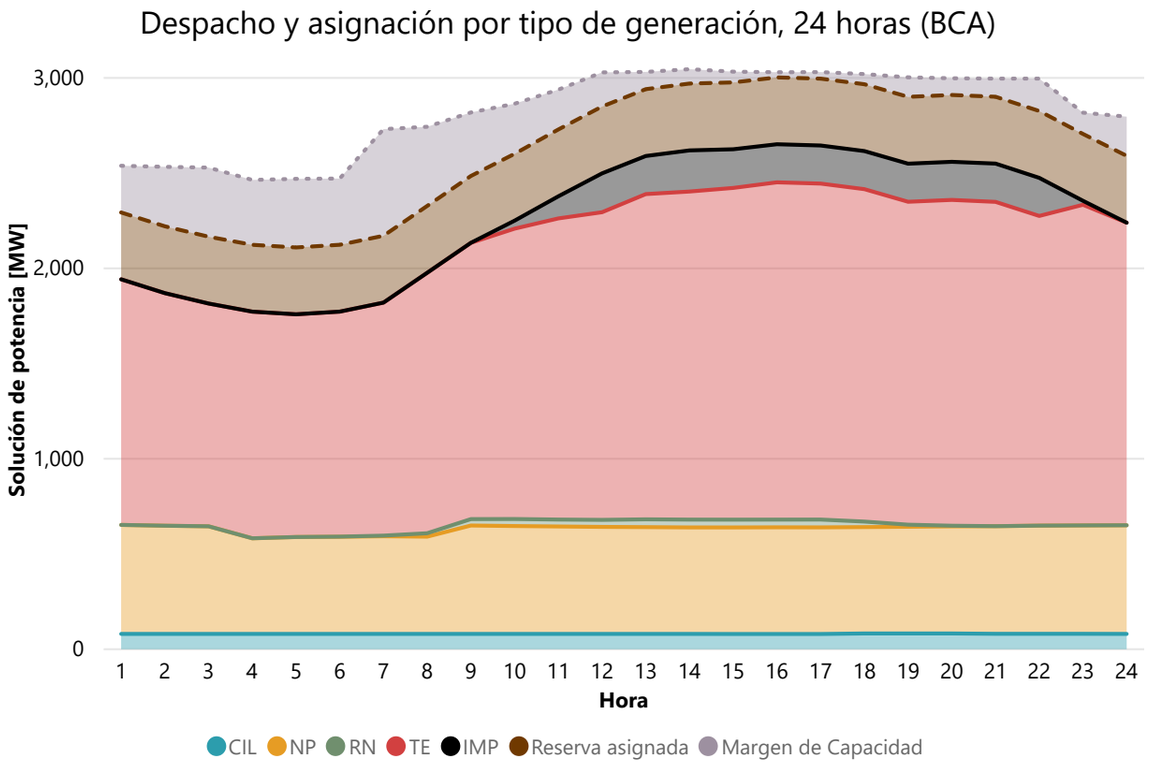
PML máximo y mínimo [$/MWh]

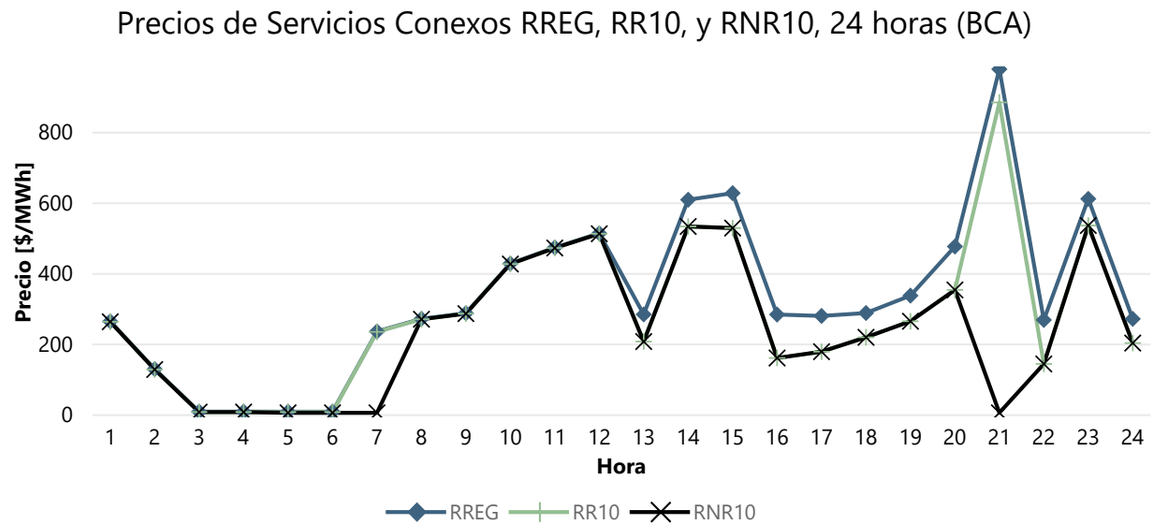
Descripcion	Estado	Localidad	PML [$/MWh]	Componentes del PML						
				Energía [$/MWh]	Pérdidas [$/MWh]	Congestión [$/MWh]	Hora	Nodo	# Observaciones	# Horas	# Nodos
PML MAX	BAJA CALIFORNIA	MEXICALI	1,502.00	1,295.18	206.74	0.00	21	07SAF-115	1	1	1
PML MIN	BAJA CALIFORNIA	ENSENADA	301.00	305.57	-4.99	0.00	5	07JOV-230	1	1	1

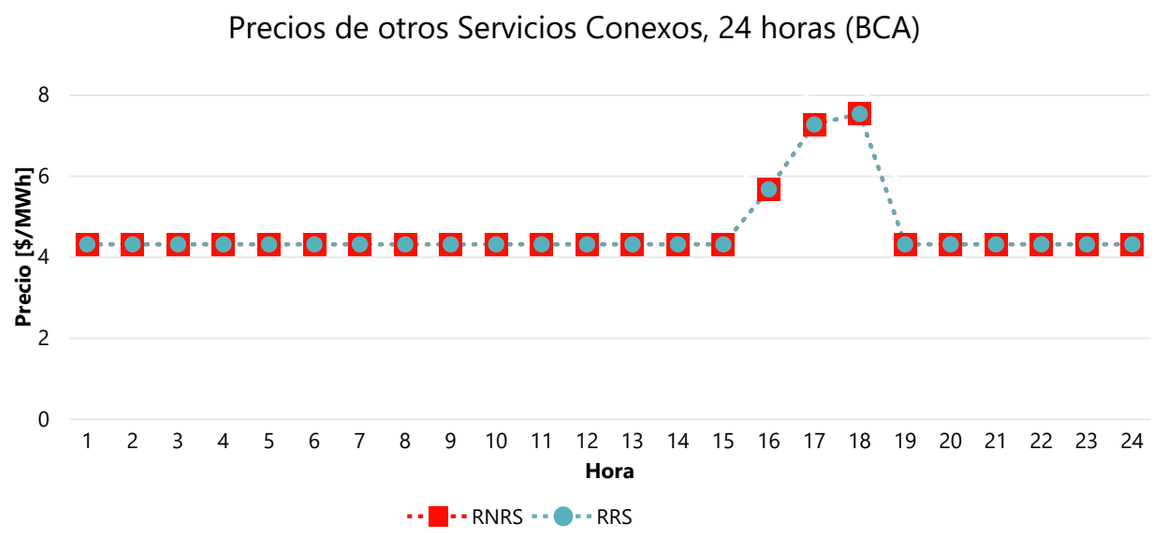
PML, precios de servicios conexos, asignación y despacho [$/MWh, MW y %]

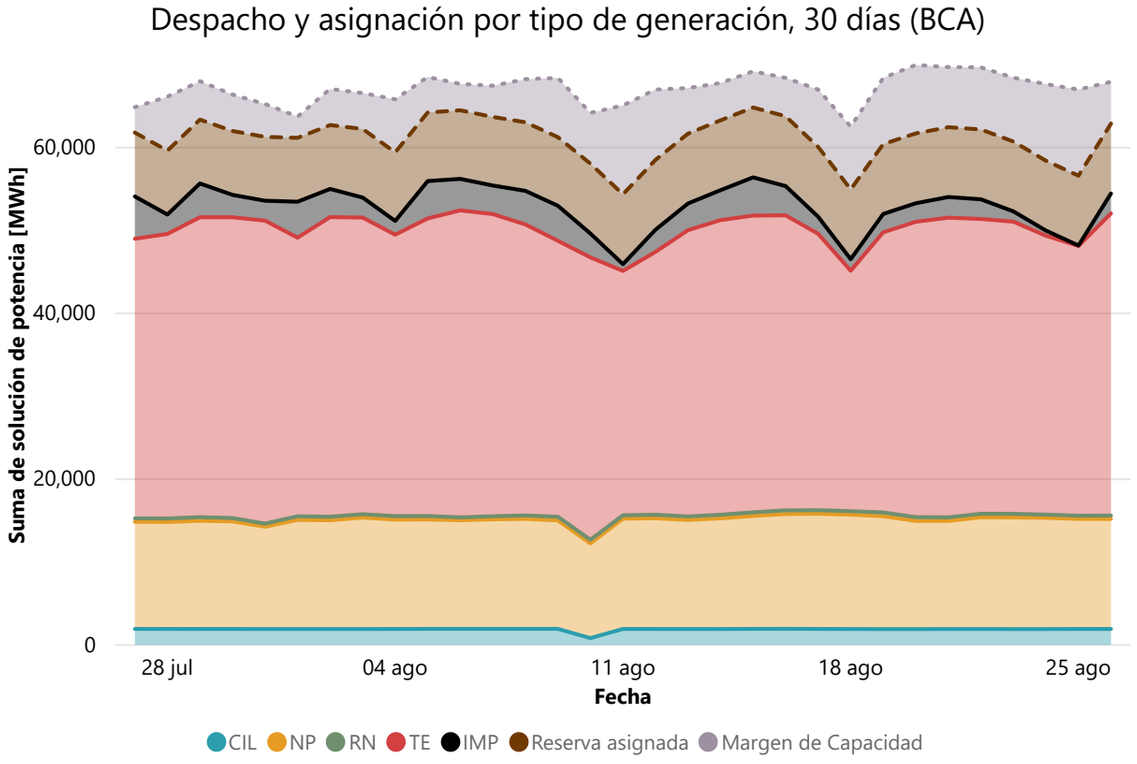












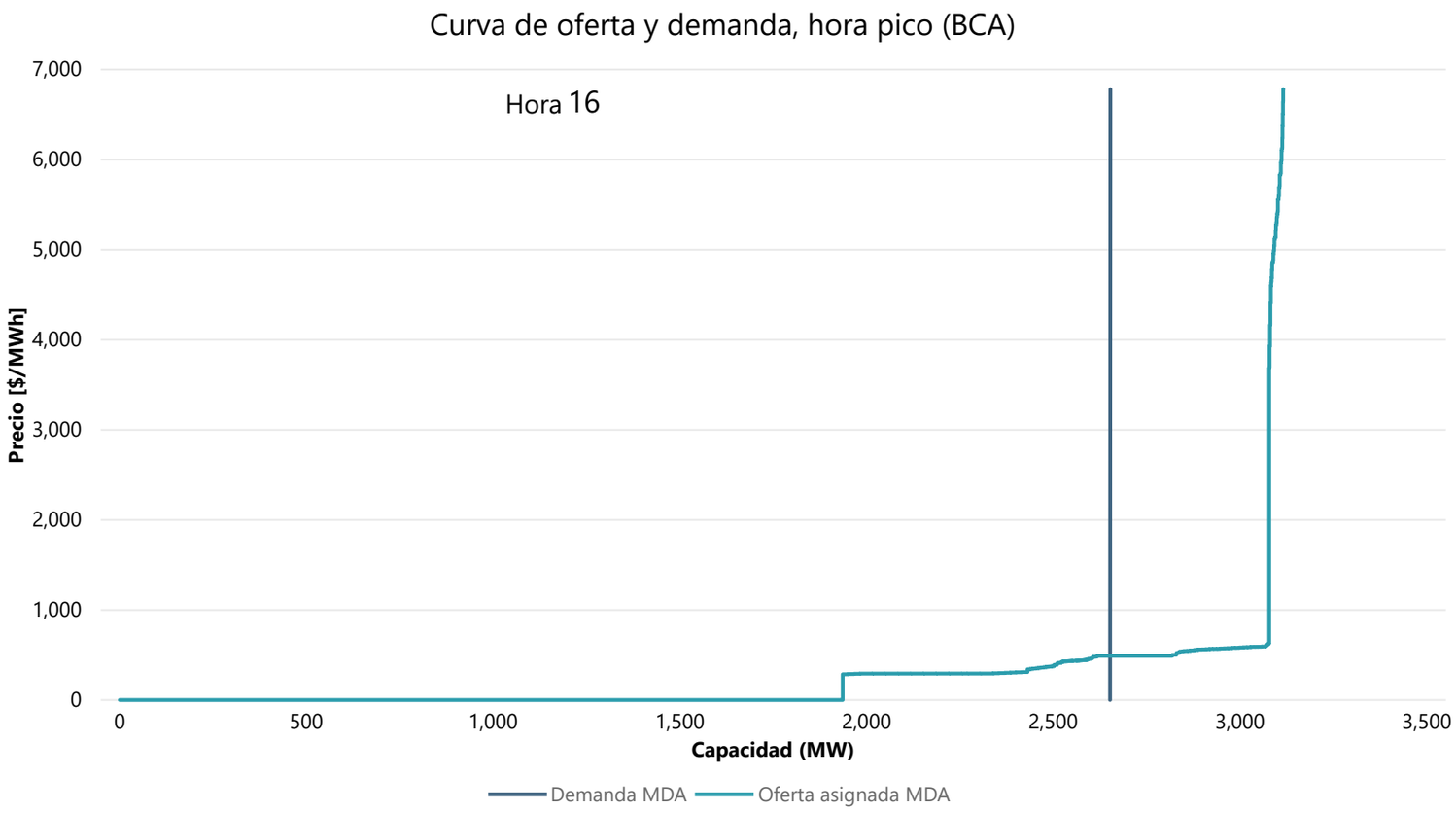
Distribución de PMLs para el día de operación (BCA)

Rango	Día de operación [%]	7 días atras [%]	21 días anteriores [%]	21 días anteriores, 1 año atras [%]
[-5,000 a 0)	0.00	0.00	0.19	0.00
[0 a 2,650)	100.00	100.00	99.35	66.24
[2,650 a 5,300)	0.00	0.00	0.14	14.46
[5,300 a 7,950)	0.00	0.00	0.25	5.53
[7,950 a 10,600)	0.00	0.00	0.03	2.00
[10,600 a 13,250)	0.00	0.00	0.00	2.05
[13,250 a 15,900)	0.00	0.00	0.00	9.72
[15,900 a 18,550)	0.00	0.00	0.00	0.00
[18,550 a 21,200)	0.00	0.00	0.00	0.00
[21,200 a 23,850)	0.00	0.00	0.03	0.00

SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

Día de operación: 26 ago 2019

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



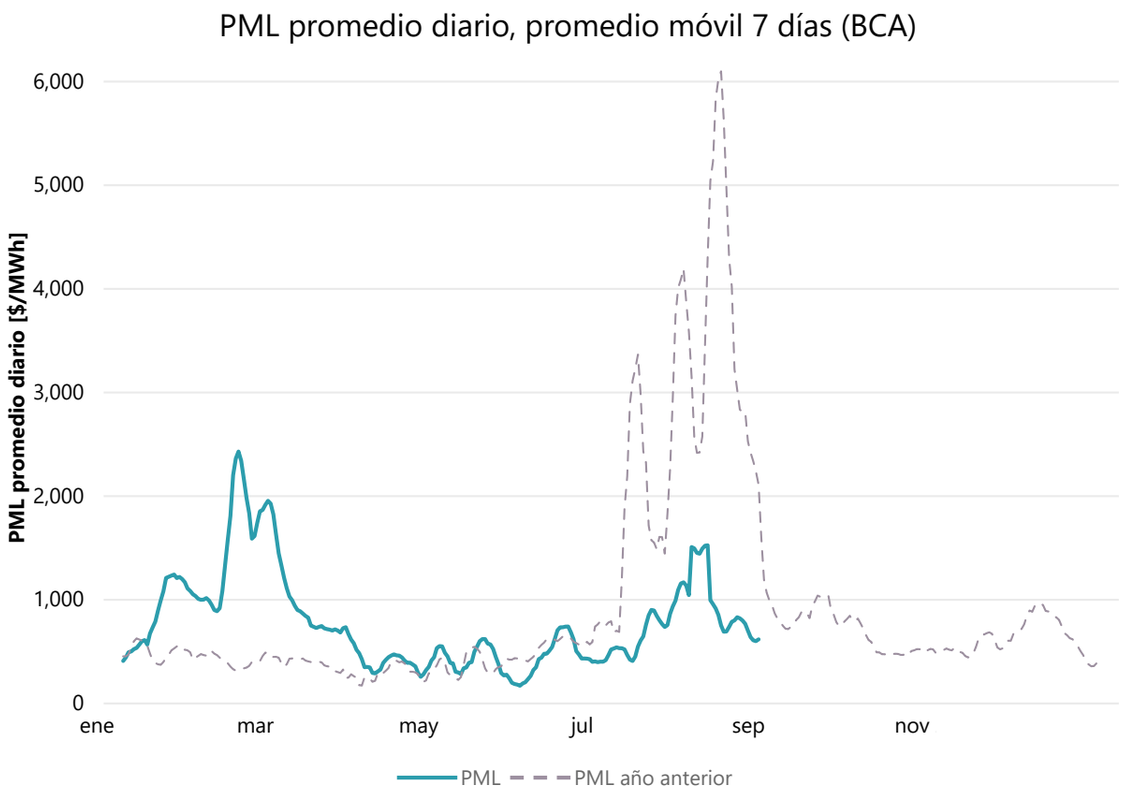
Unidades de Central Eléctrica despachadas parcialmente por tipo de tecnología

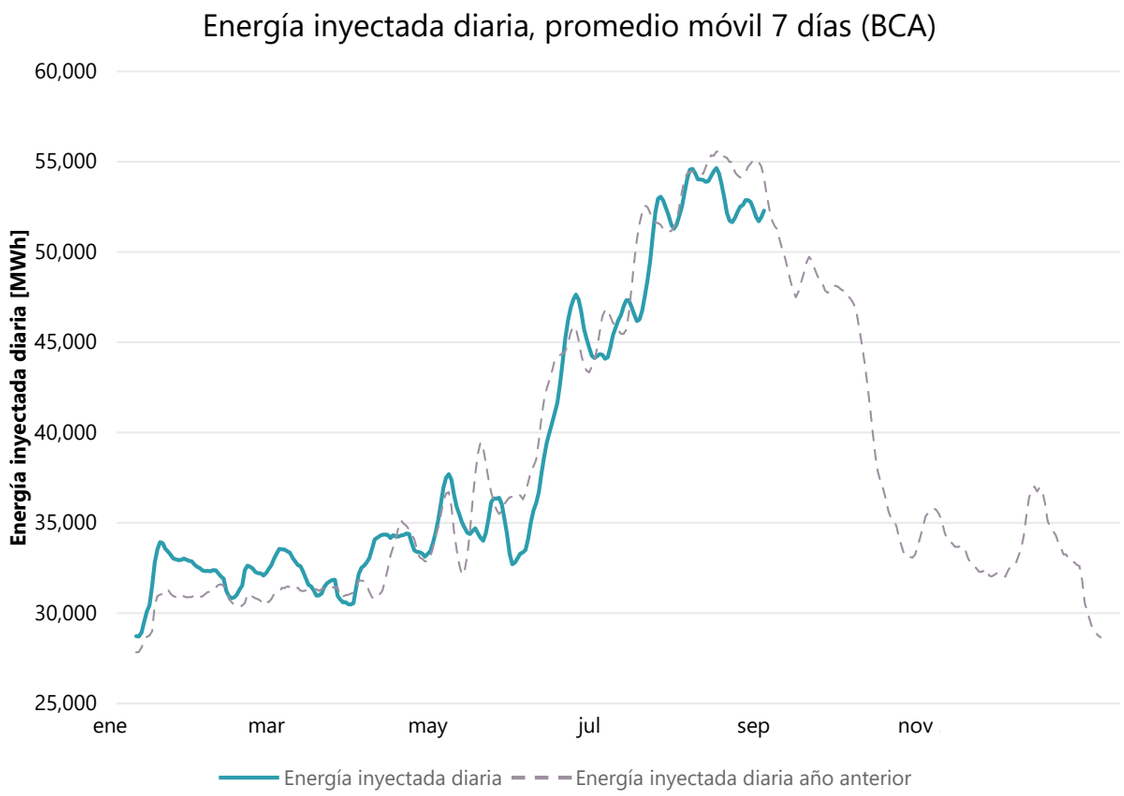
Tipo de Tecnología	Hora Pico	Proporción [%]
Ciclo Combinado	16	33.33
Importación	16	22.22
Térmica Convencional	16	22.22
Turbo Gas	16	22.22

Capacidad y energía ofertadas por tipo de generación [4]

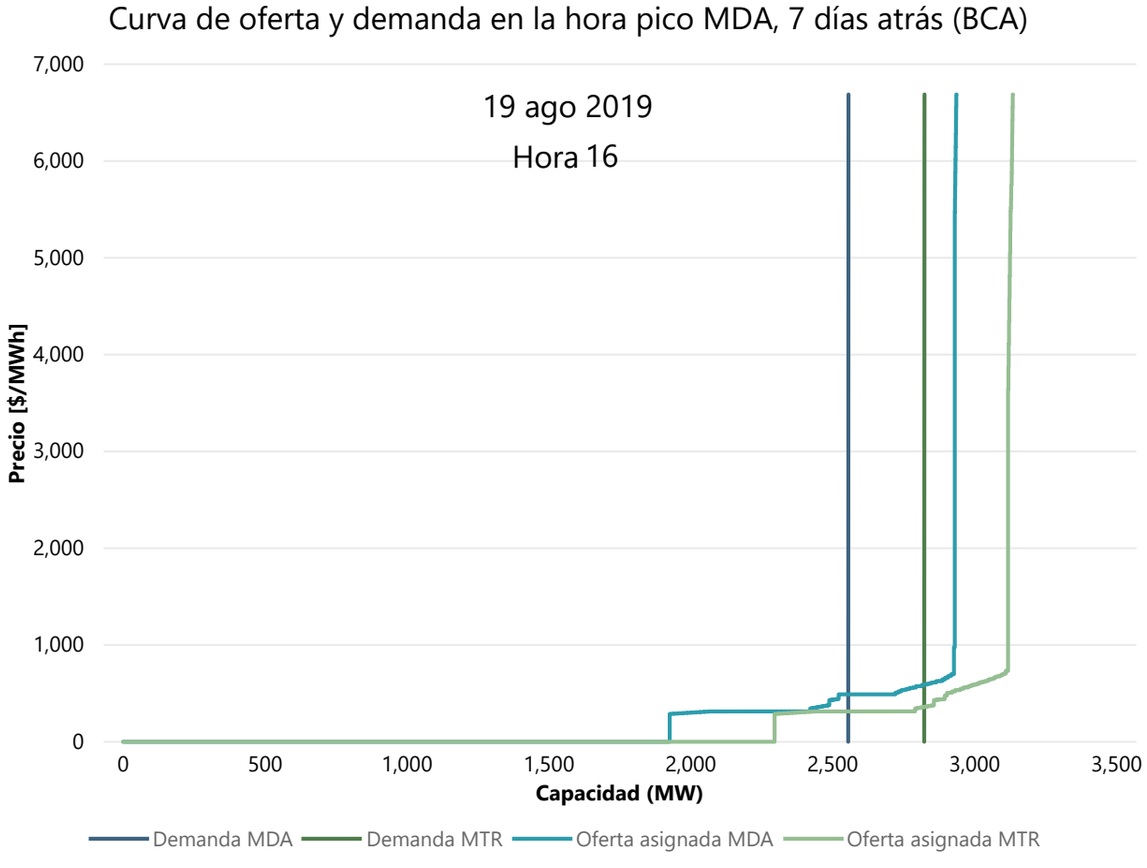
Tipo de generación	Hora Pico	Capacidad Hora Pico [MW]	Energía Diaria [MWh]
CIL	16	80.00	1,936.89
IMP	16	200.00	2,403.00
NP	16	560.19	13,266.11
RN	16	40.47	413.48
TE	16	2,149.20	49,911.33
Total	**16**	**3,029.86**	**67,930.81**

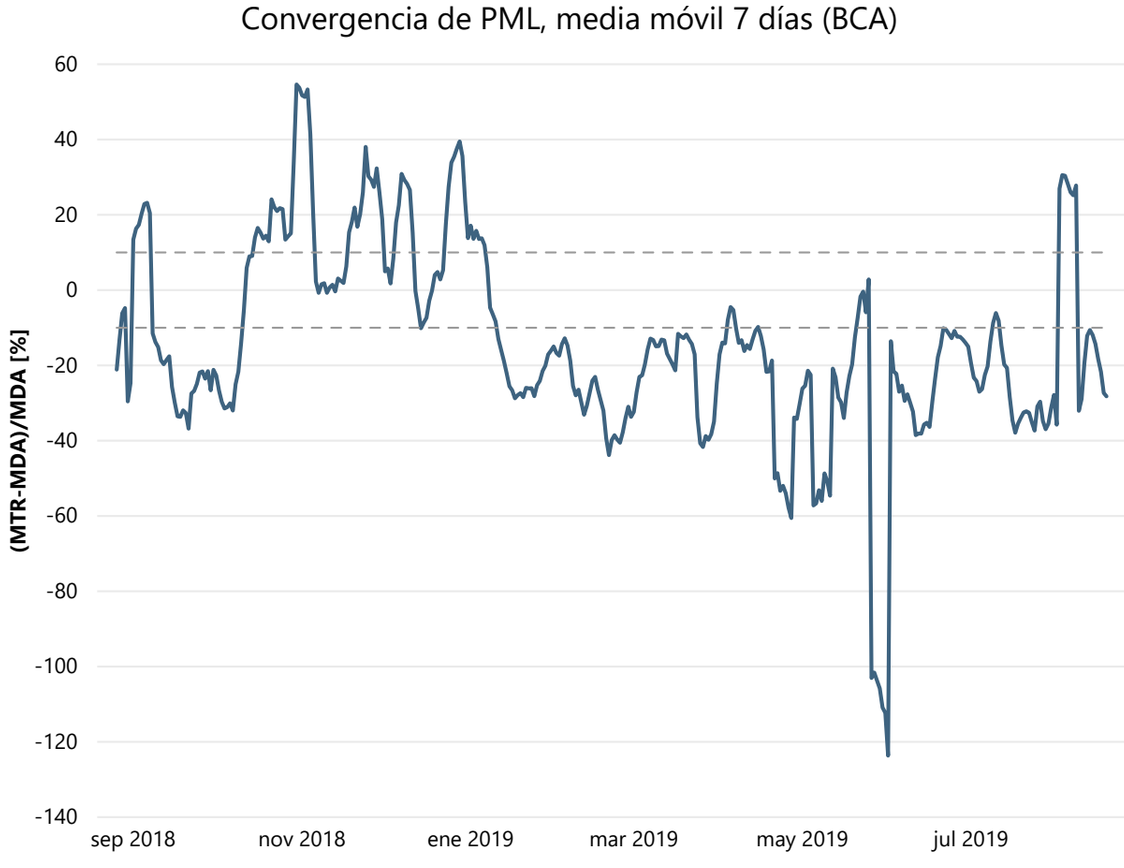
Análisis de largo plazo MDA [$/MWh y MW]





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

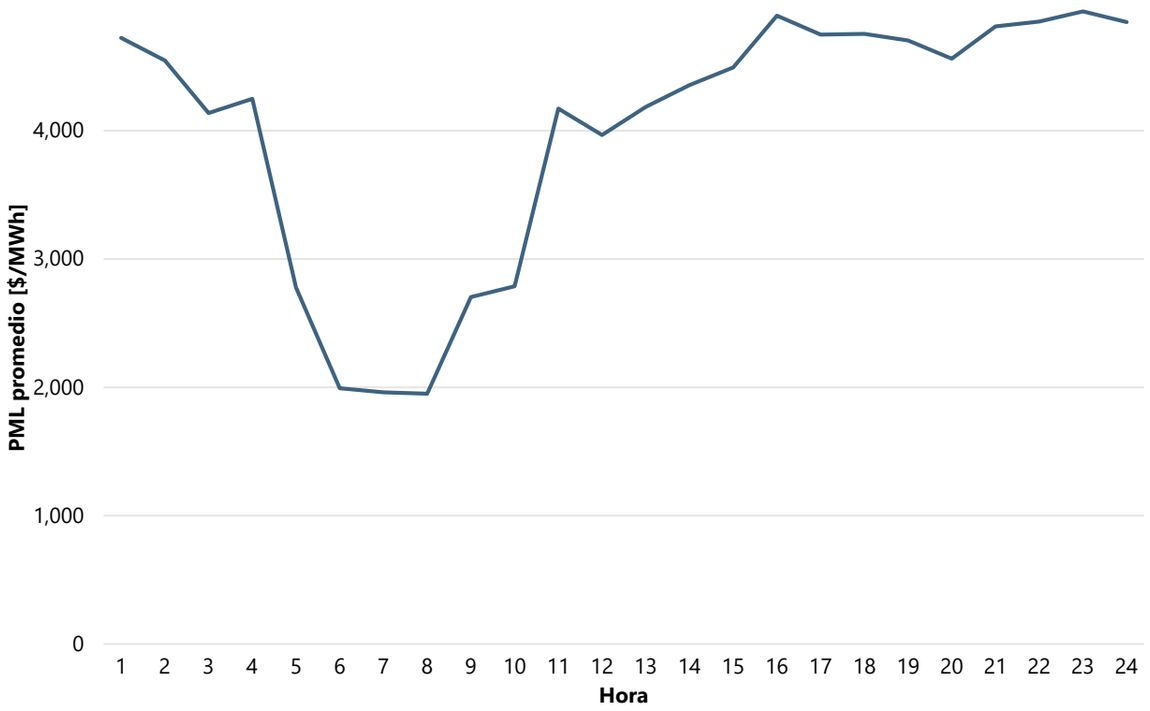
Día de operación: 26 ago 2019

PML máximo y mínimo [$/MWh]

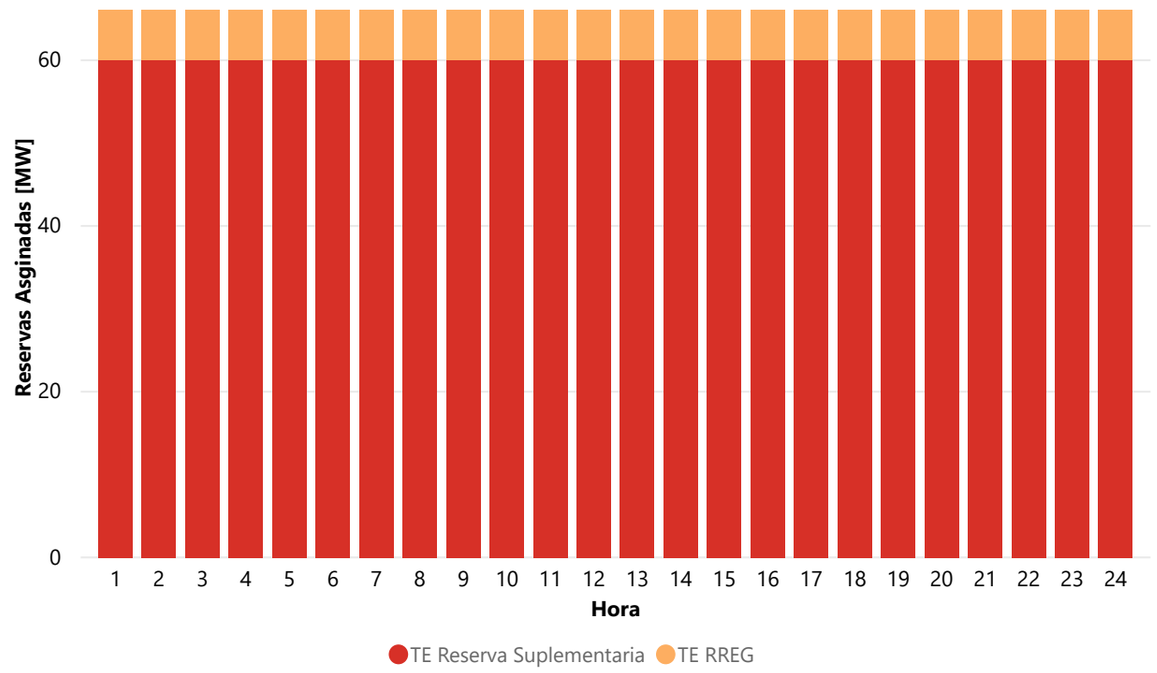
				Componentes del PML							
Descripcion	Estado	Localidad	PML [$/MWh]	Energía [$/MWh]	Pérdidas [$/MWh]	Congestión [$/MWh]	Hora	Nodo	# Observaciones	# Horas	# Nodos
PML MAX	BAJA CALIFORNIA SUR	LOS CABOS	5,136.00	4,944.22	191.42	0.00	23	07SJC-115	1	1	1
PML MIN	BAJA CALIFORNIA SUR	COMONDU	1,750.00	1,955.92	-206.26	0.00	8	07GAO-115	1	1	1

PML, precios de servicios conexos, asignación y despacho [$/MWh]

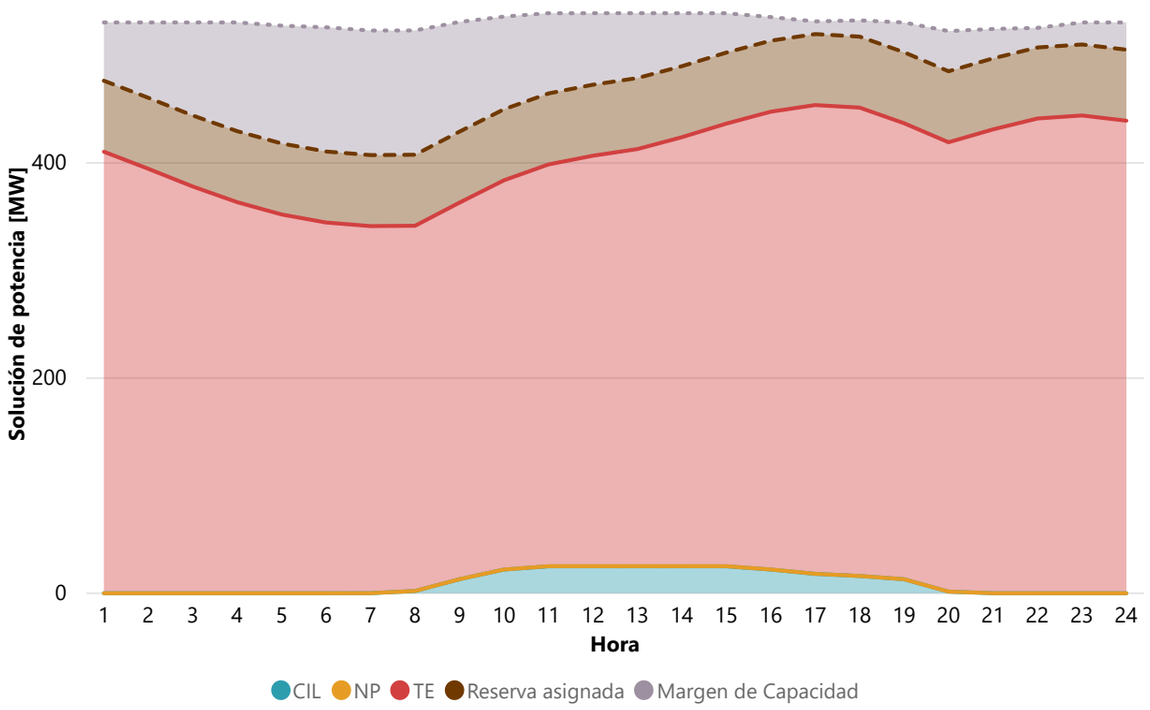
PML promedio, 24 horas (BCS)



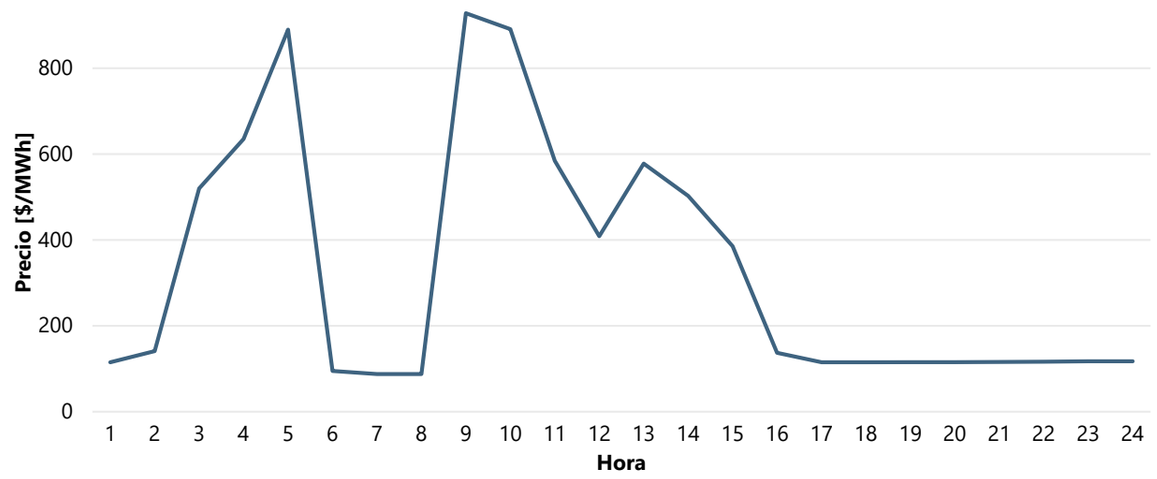
Asignación por tipo de reserva, 24 horas (BCS)



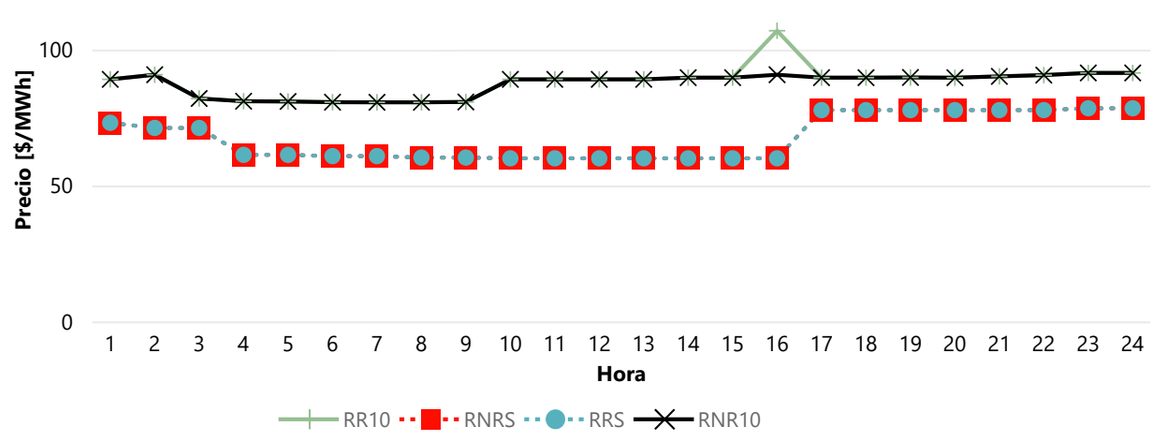
Despacho y asignación por tipo de generación, 24 horas (BCS)



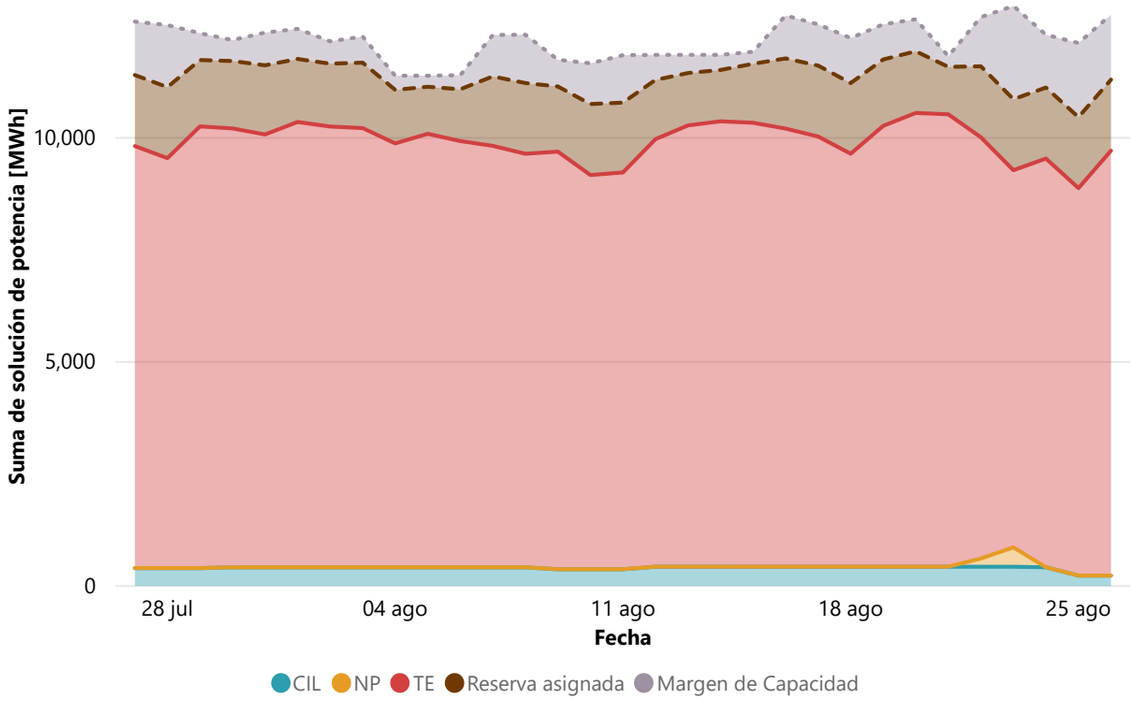
Precios de Servicios Conexos RREG, 24 horas (BCS)



Precios de otros Servicios Conexos, 24 horas (BCS)



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



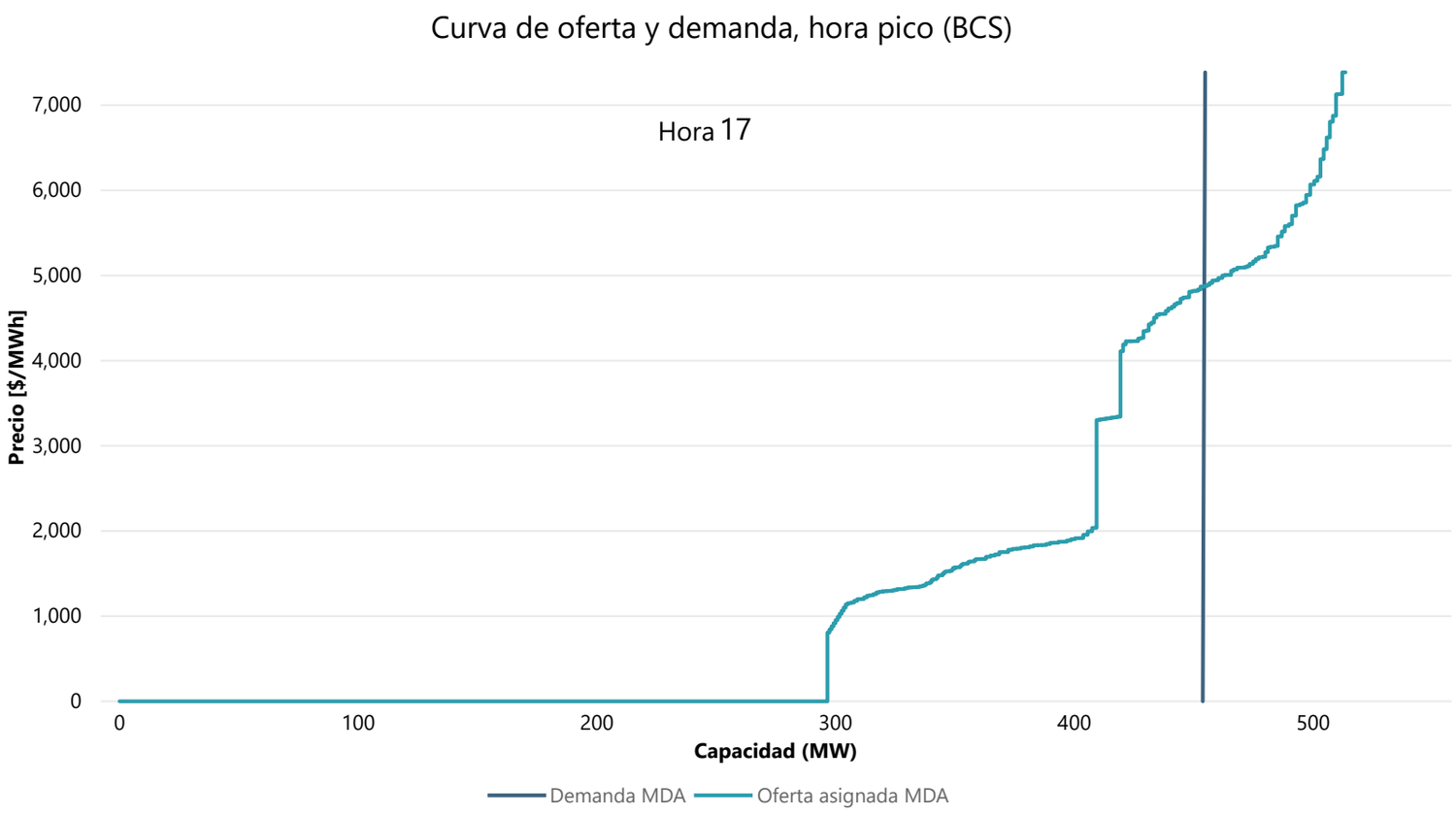
Distribución de PMLs para el día de operación (BCS)

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 2,650)	15.33	0.00	5.93	12.79
[2,650 a 5,300)	84.67	90.77	82.24	86.25
[5,300 a 7,950)	0.00	9.23	11.83	0.96
[7,950 a 10,600)	0.00	0.00	0.00	0.00
[10,600 a 13,250)	0.00	0.00	0.00	0.00
[13,250 a 15,900)	0.00	0.00	0.00	0.00
[15,900 a 18,550)	0.00	0.00	0.00	0.00
[18,550 a 21,200)	0.00	0.00	0.00	0.00
[21,200 a 23,850)	0.00	0.00	0.00	0.00

SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR

Día de operación: 26 ago 2019

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



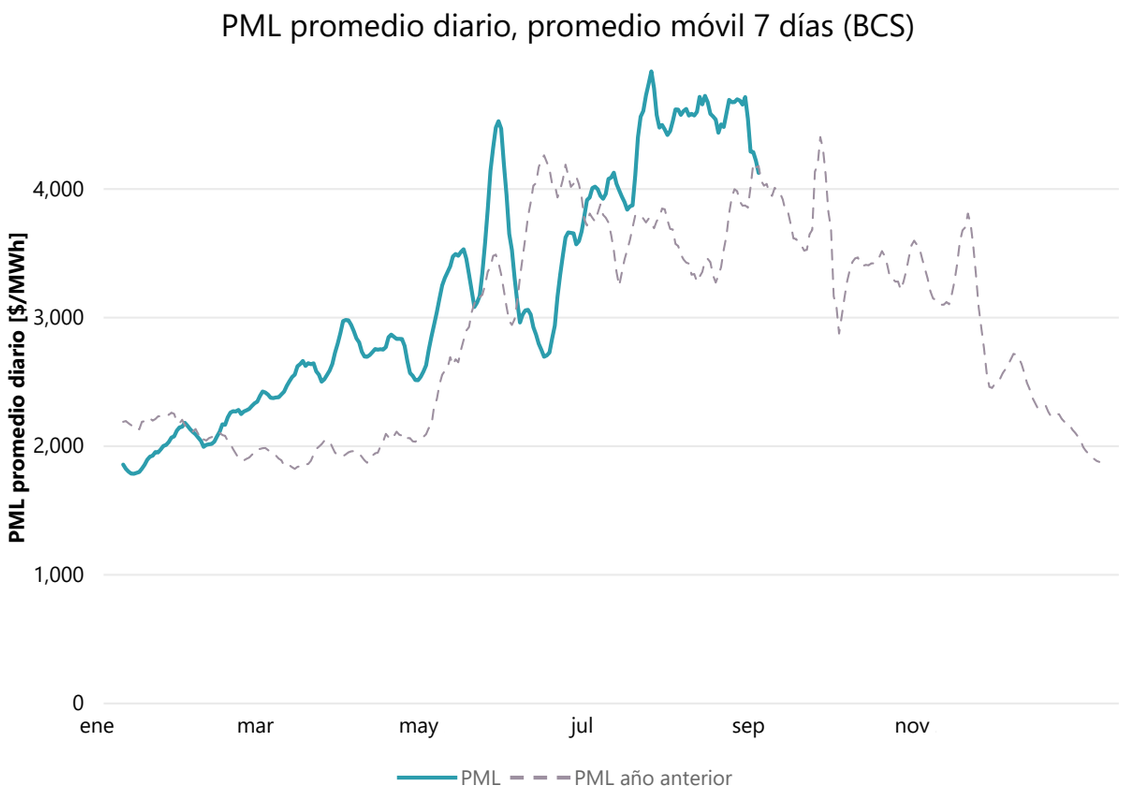
Unidades de Central Eléctrica despachadas parcialmente por tipo de tecnología

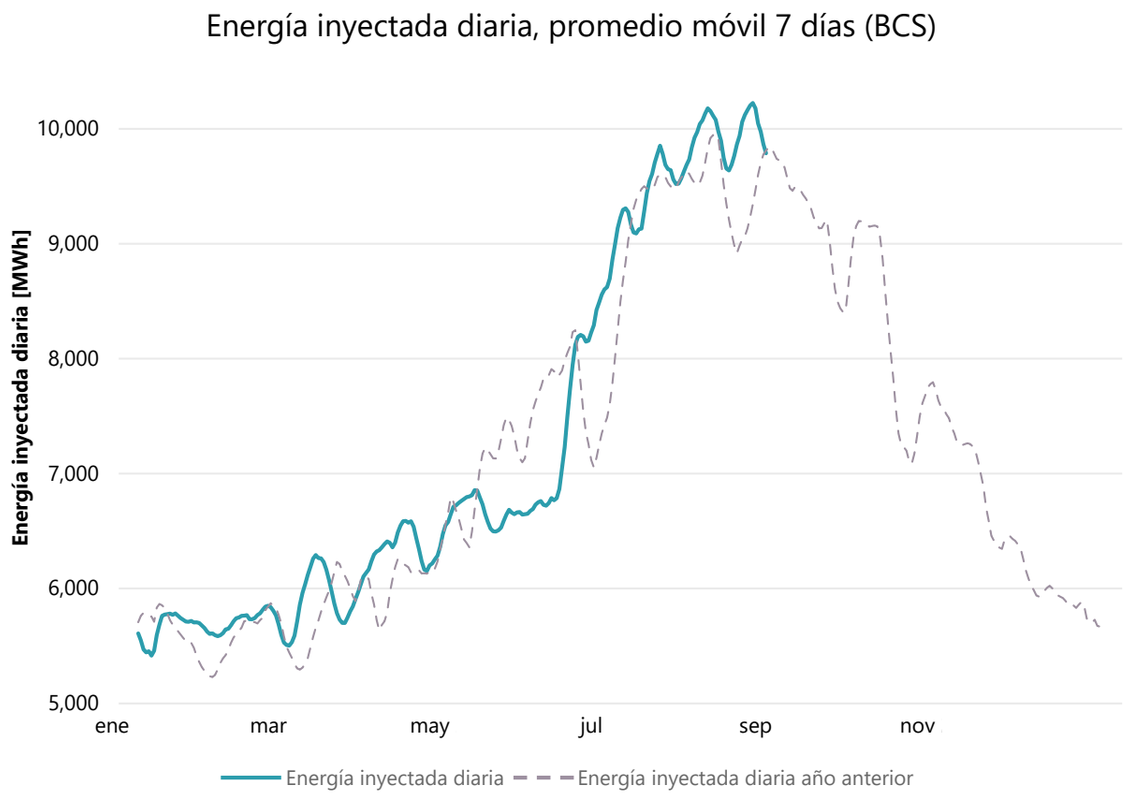
Tipo de Tecnología	Hora Pico	Proporción [%]
Combustión Interna	17	0.00
Térmica Convencional	17	0.00
Turbo Gas	17	100.00

Capacidad y energía ofertadas por tipo de generación [4]

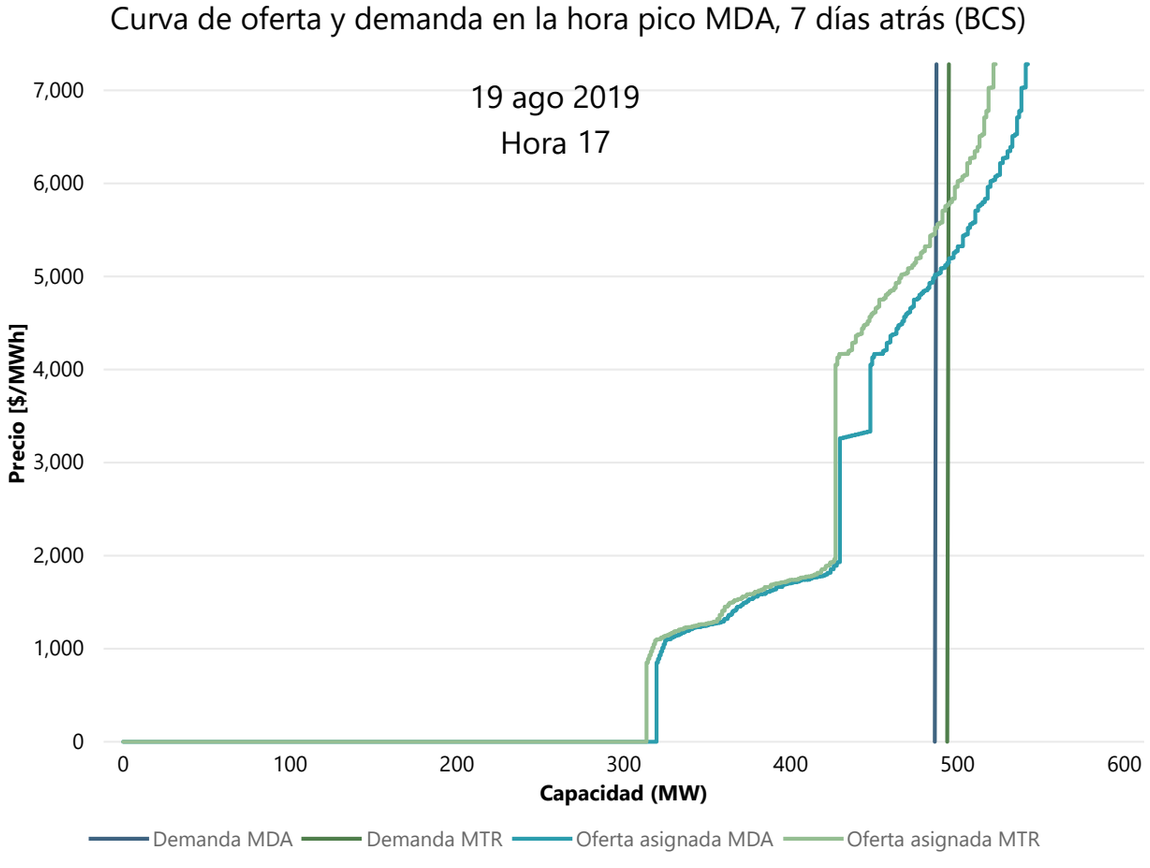
Tipo de generación	Hora Pico	Capacidad Hora Pico [MW]	Energía Diaria [MWh]
CIL	17	18.00	232.65
NP	17	0.04	0.79
TE	17	513.51	12,515.09
Total	**17**	**531.55**	**12,748.52**

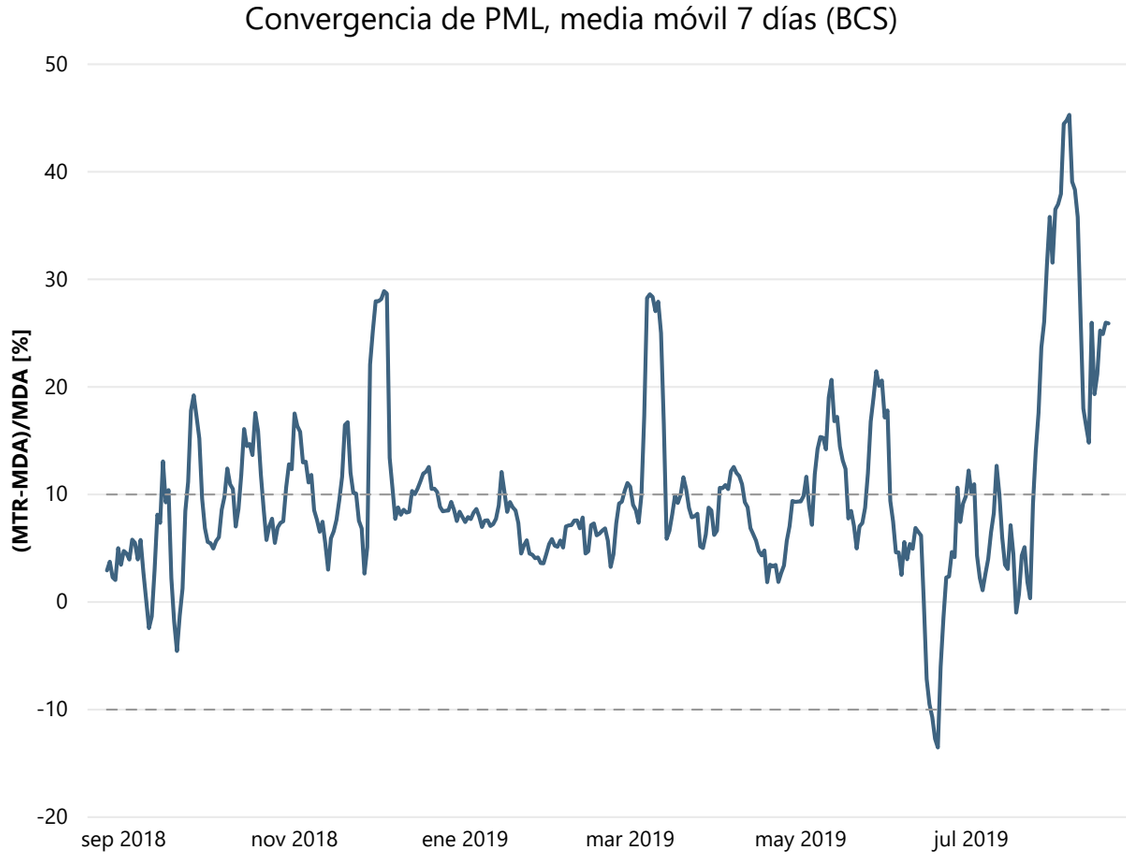
Análisis de largo plazo MDA [$/MWh y MW]





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.