REPORTE DIARIO DEL MERCADO DEL DÍA EN ADELANTO (MDA)

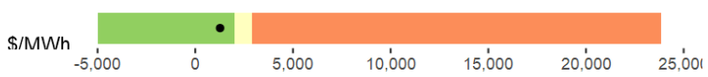
Monitor Independiente del Mercado (MIM)

Día de operación: 4 ago 2019

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

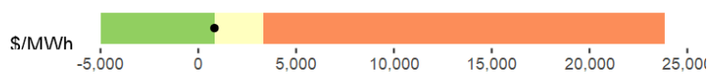
Sistema Interconectado Nacional (SIN)

1,270



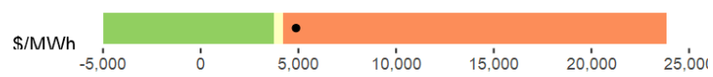
Sistema Interconectado Baja California (BCA)

825



Sistema Interconectado Baja California Sur (BCS)

4,880



Análisis preliminar

El margen de capacidad para el BCA registró un valor mínimo de 2.73% en la hora 20. Las importaciones máximas asignadas fueron de 187 MW en la hora 17.

El margen de capacidad para el BCS, después de considerar un relajamiento en los requerimientos de reservas durante 12 horas registró un valor mínimo de 0.08% en la hora 23.

Noticias relevantes

El 4 de agosto se presentaron 14 Estados Operativos de Alerta en Tiempo Real: 4 en la GCR Oriental, 3 en la GCR Noroeste, 2 en la GCR Noreste, 1 en la GCR Norte, 1 en la GCR Peninsular y 3 en el BCS.

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

SIN

10,792

BCA

267

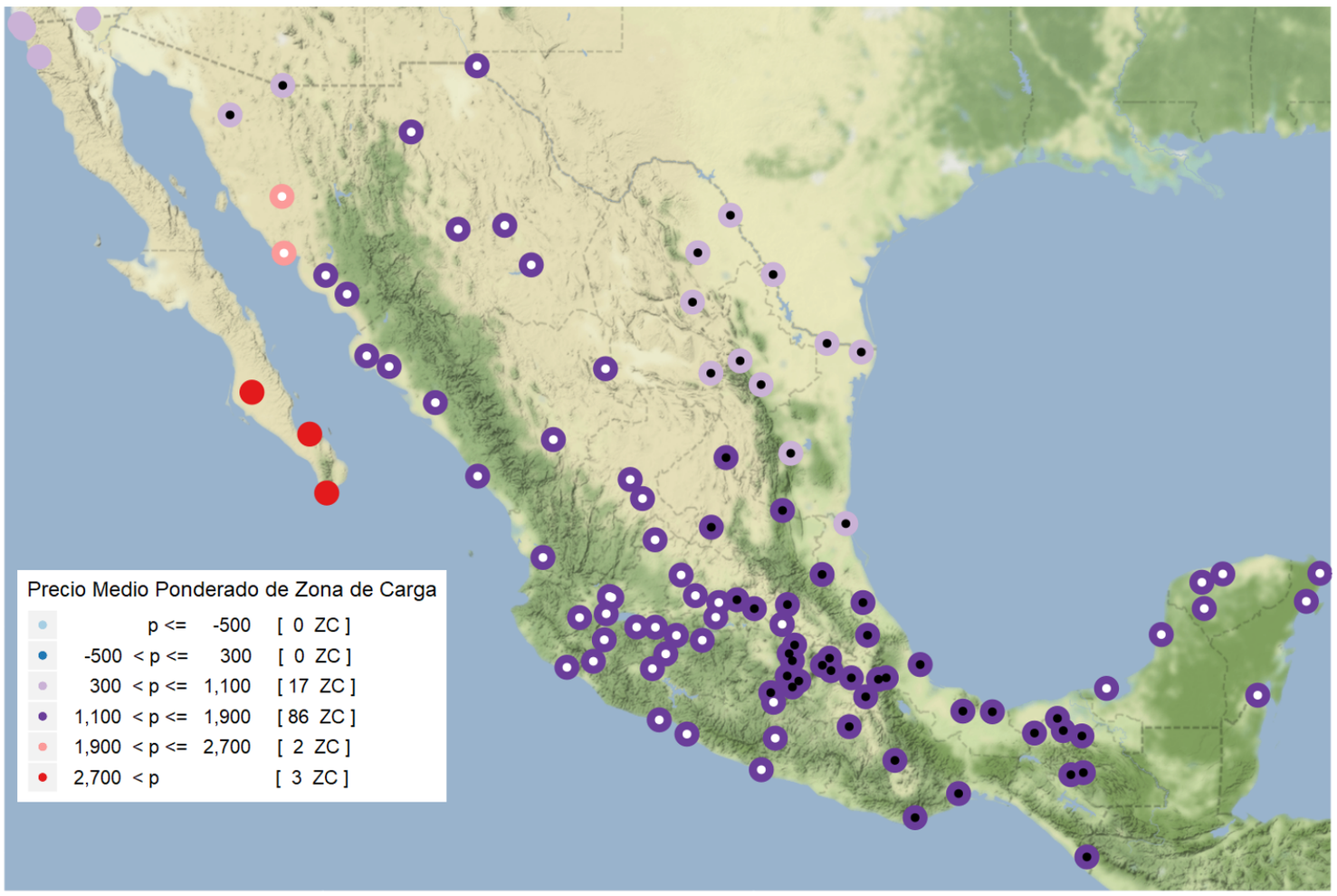
BCS

13

Margen de capacidad mínimo después de reservas [%]

Sistema	Hora	Día de operación (%)	Promedio 21 días (%)
BCA	20	2.73	2.39
BCS	23	0.08	0.60
SIN	22	12.19	14.14

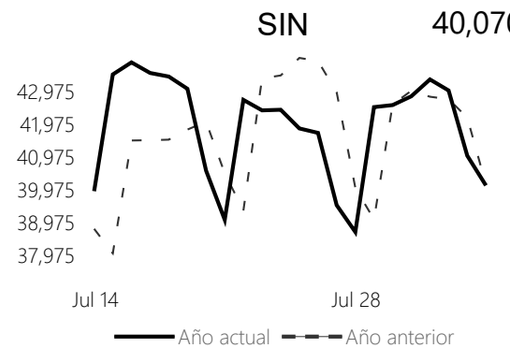
Precio Medio Ponderado de Zona de Carga, promedio diario [$/MWh]



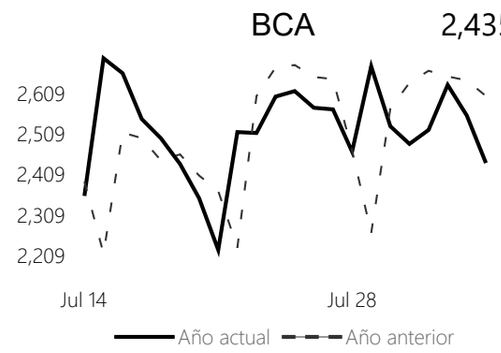
Congestión positiva **(Centros blancos)** indica que el costo de entrega de energía en este punto es mayor que el costo de la entrega en el nodo de referencia.
Congestión negativa **(Centros negros)** indica que el costo de entrega de energía en este punto es menor que el costo de la entrega en el nodo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

Demanda pico [MW] [2]

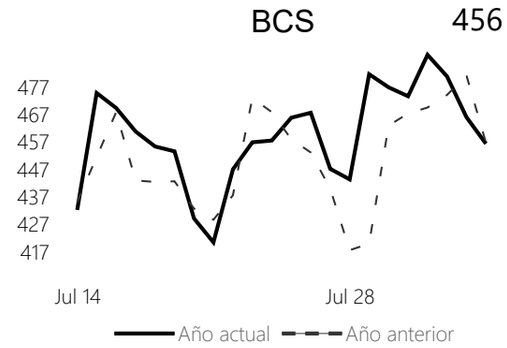
SIN 40,070 MW



BCA 2,435 MW

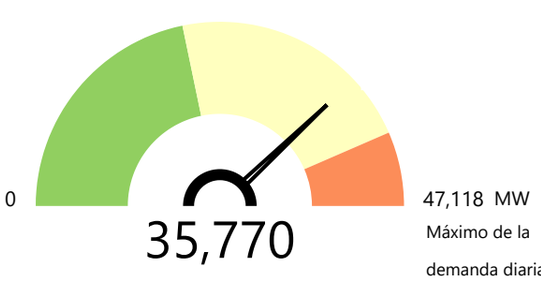


BCS 456 MW



Demanda promedio del día [MW] [3]

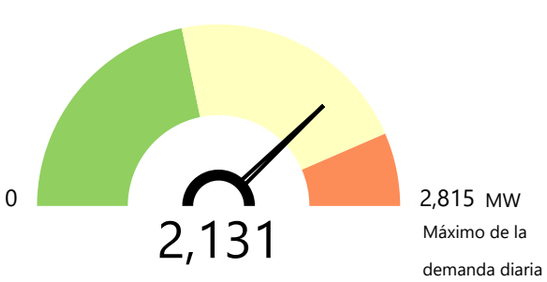
SIN



35,770

Máximo de la demanda diaria del año anterior +15%

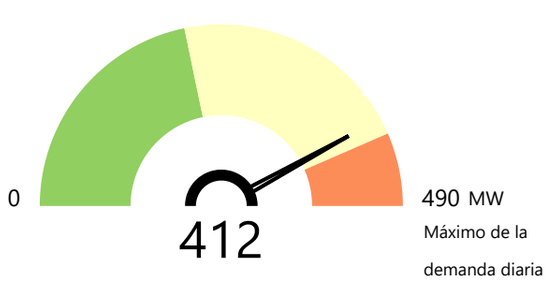
BCA



2,131

Máximo de la demanda diaria del año anterior +15%

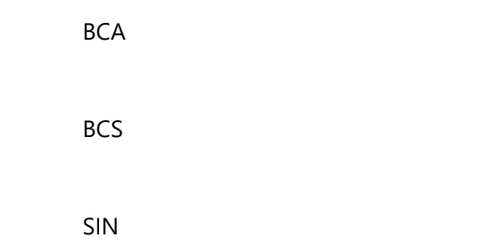
BCS



412

Máximo de la demanda diaria del año anterior +15%

Cortes de energía de la solución del MDA [MWh]



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

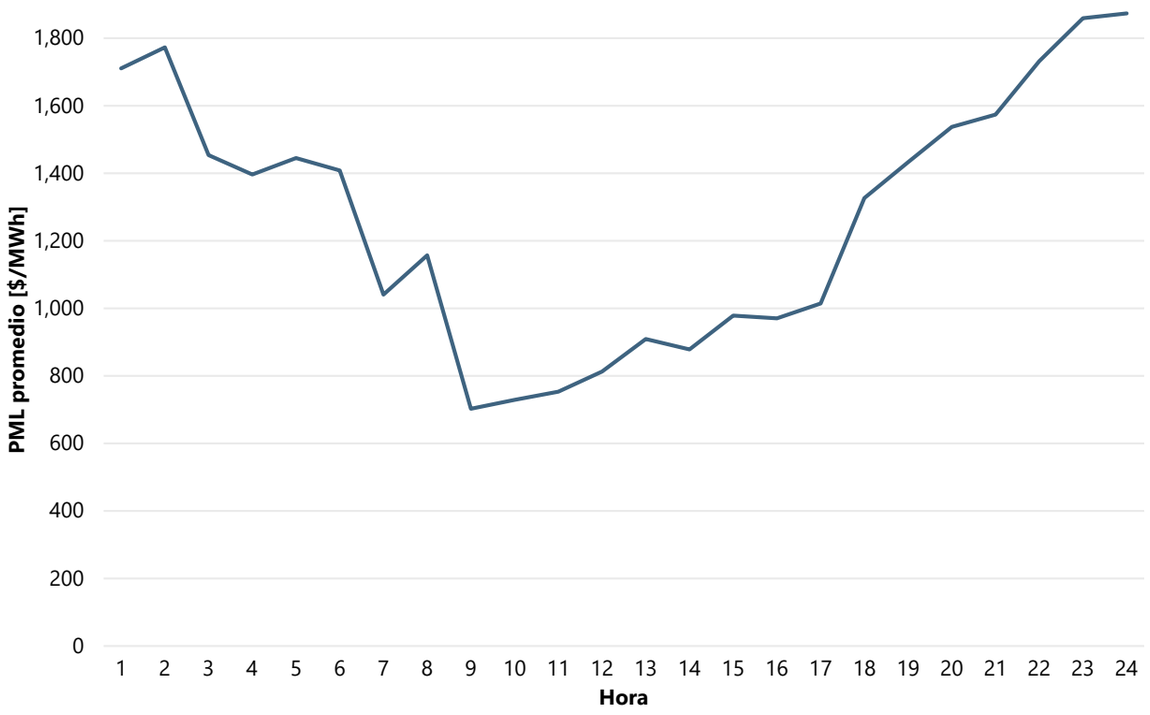
Día de operación: 4 ago 2019

PML máximo y mínimo [$/MWh]

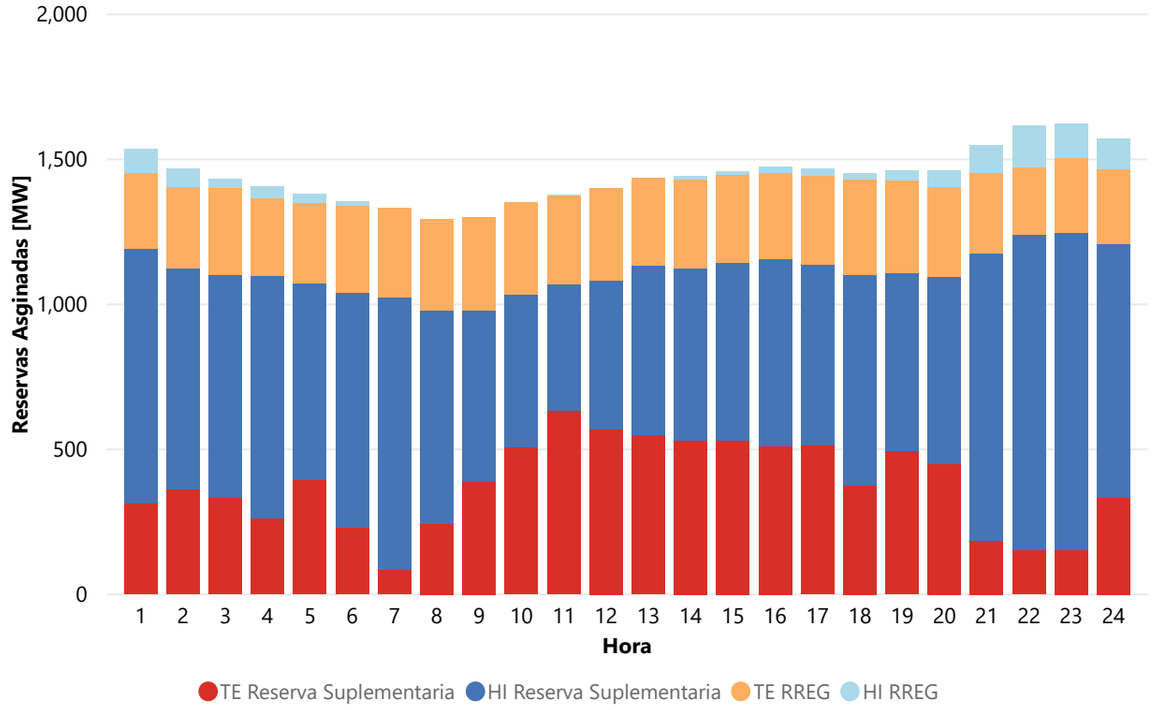
Descripcion	Estado	Localidad	PML [$/MWh]	Componentes del PML			Hora	Nodo	# Observaciones	# Horas	# Nodos
				Energía [$/MWh]	Pérdidas [$/MWh]	Congestión [$/MWh]					
PML MAX	N/A	N/A	3,756.00	N/A	N/A	N/A	N/A	09LBR-230	3	3	1
PML MIN	NO DISPONIBLE	PITIQUITO	8.00	1,365.76	28.92	-1,386.98	19	04MNV-230	1	1	1

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

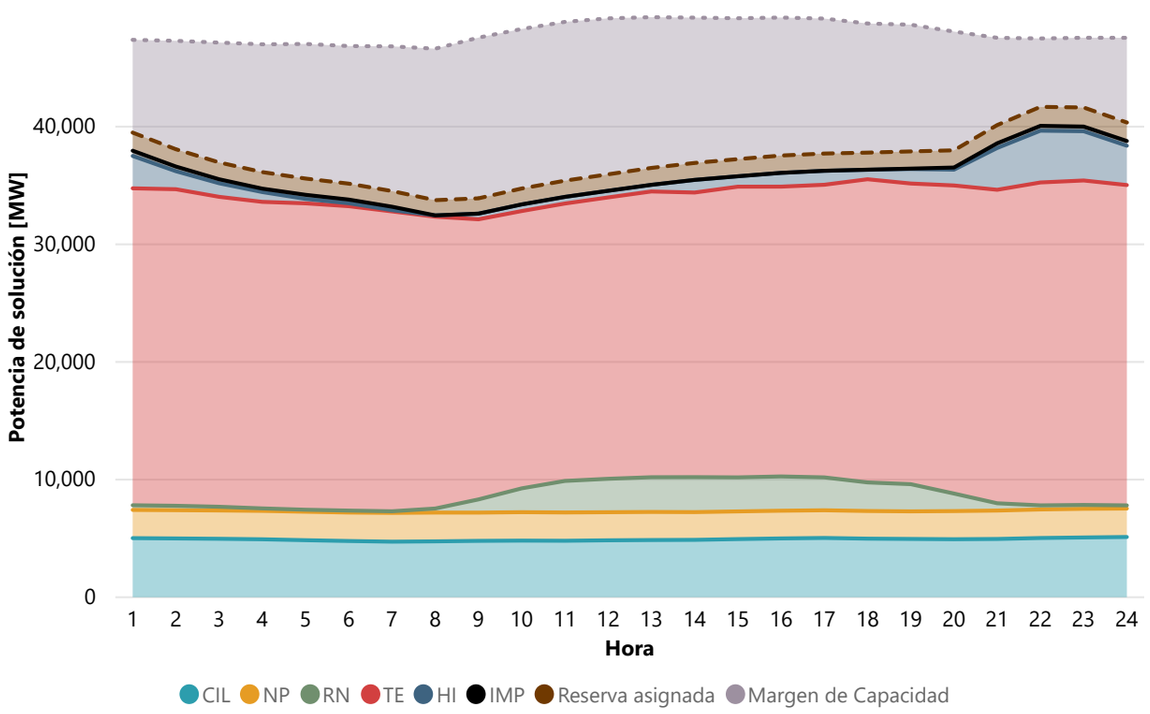
PML promedio, 24 horas (SIN)



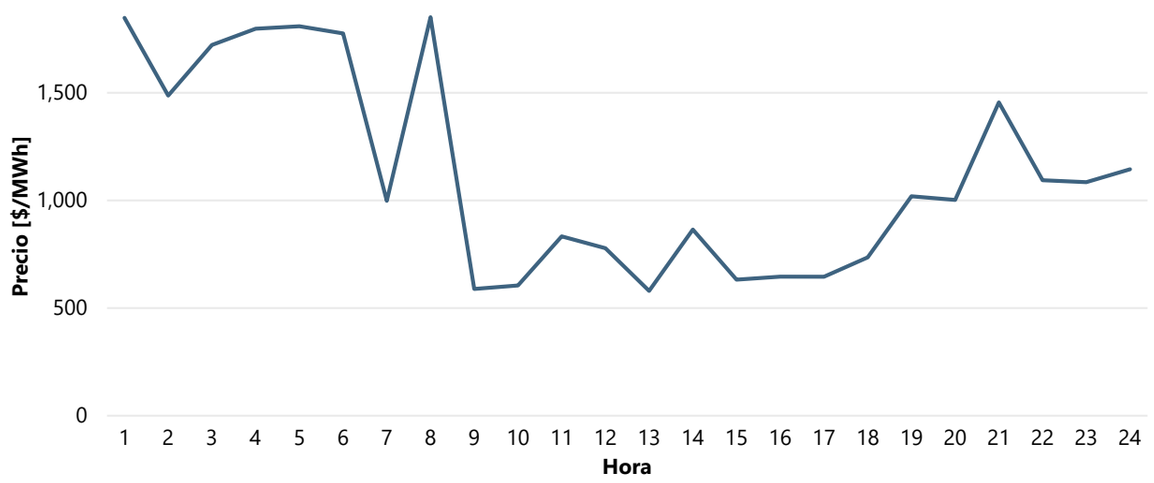
Asignación por tipo de reserva y tipo de generación, 24 horas (SIN)



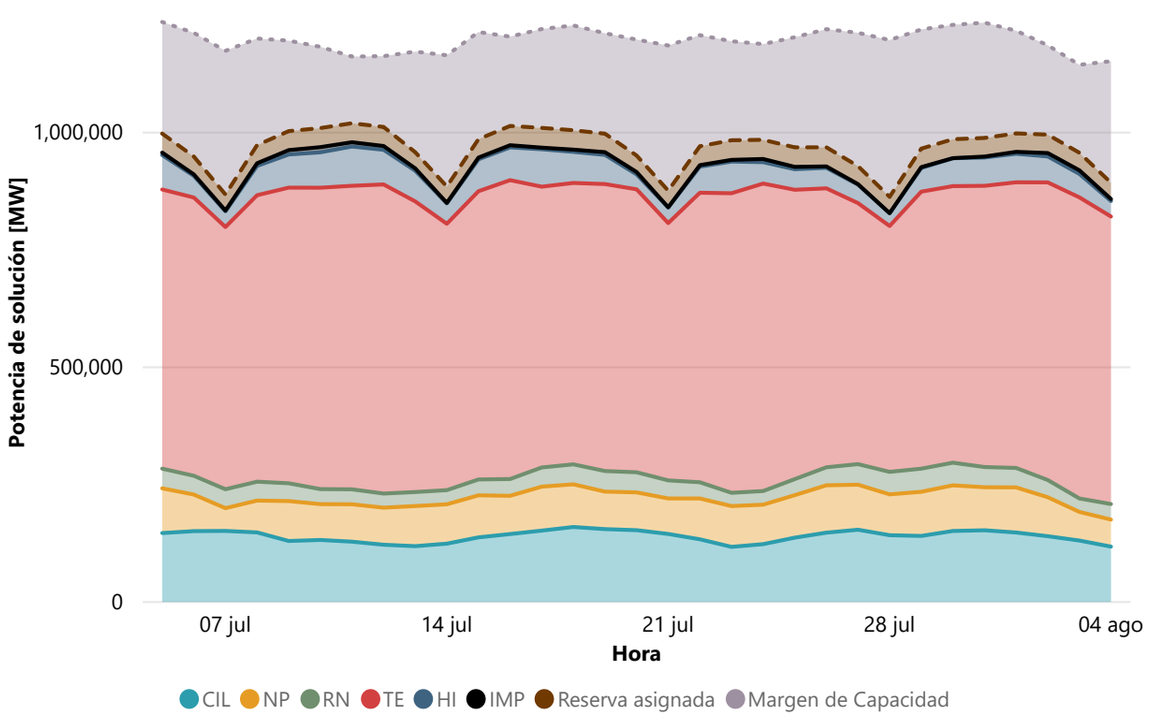
Despacho y asignación por tipo de generación, 24 horas (SIN)



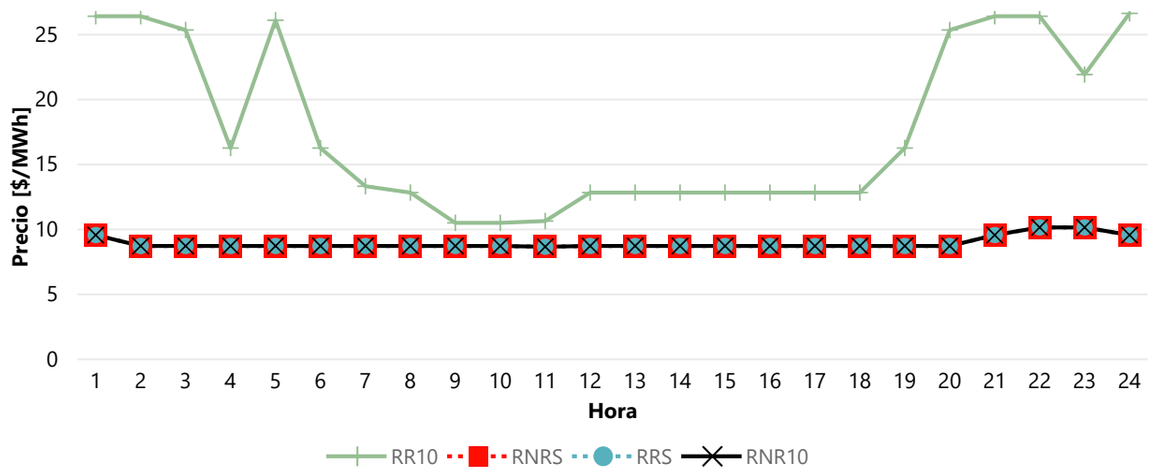
Precios de Servicios Conexos RREG, 24 horas (SIN)



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



Precios de otros Servicios Conexos, 24 horas (SIN)



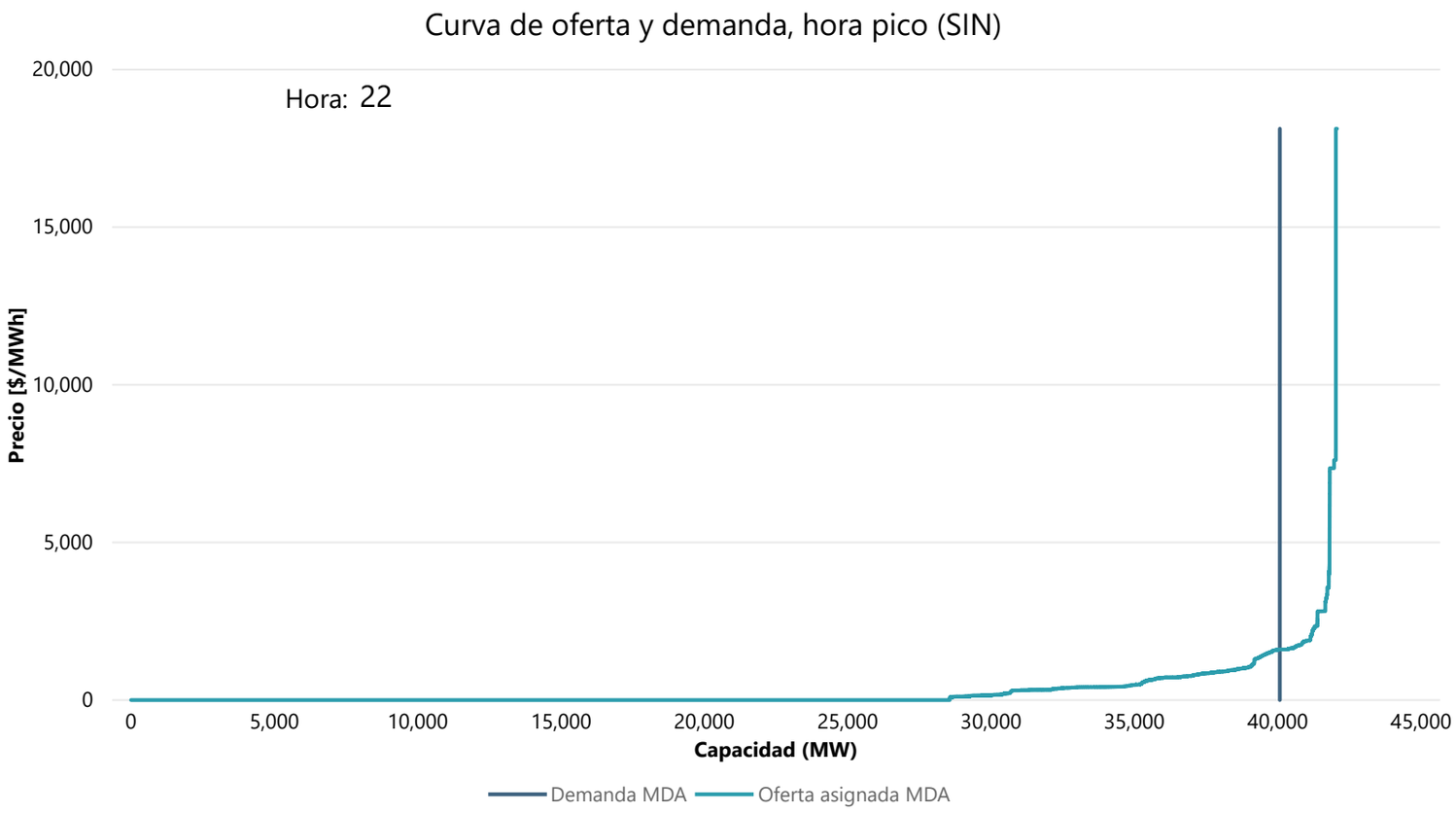
Distribución de PMLs para el día de operación (SIN)

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)	98.15	97.11	98.12	75.94
[2,650 a 5,300)	1.85	2.89	1.67	19.87
[5,300 a 7,950)	0.00	0.01	0.21	1.19
[7,950 a 10,600)	0.00	0.00	0.00	1.81
[10,600 a 13,250)	0.00	0.00	0.00	0.81
[13,250 a 15,900)	0.00	0.00	0.00	0.37
[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: 4 ago 2019

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



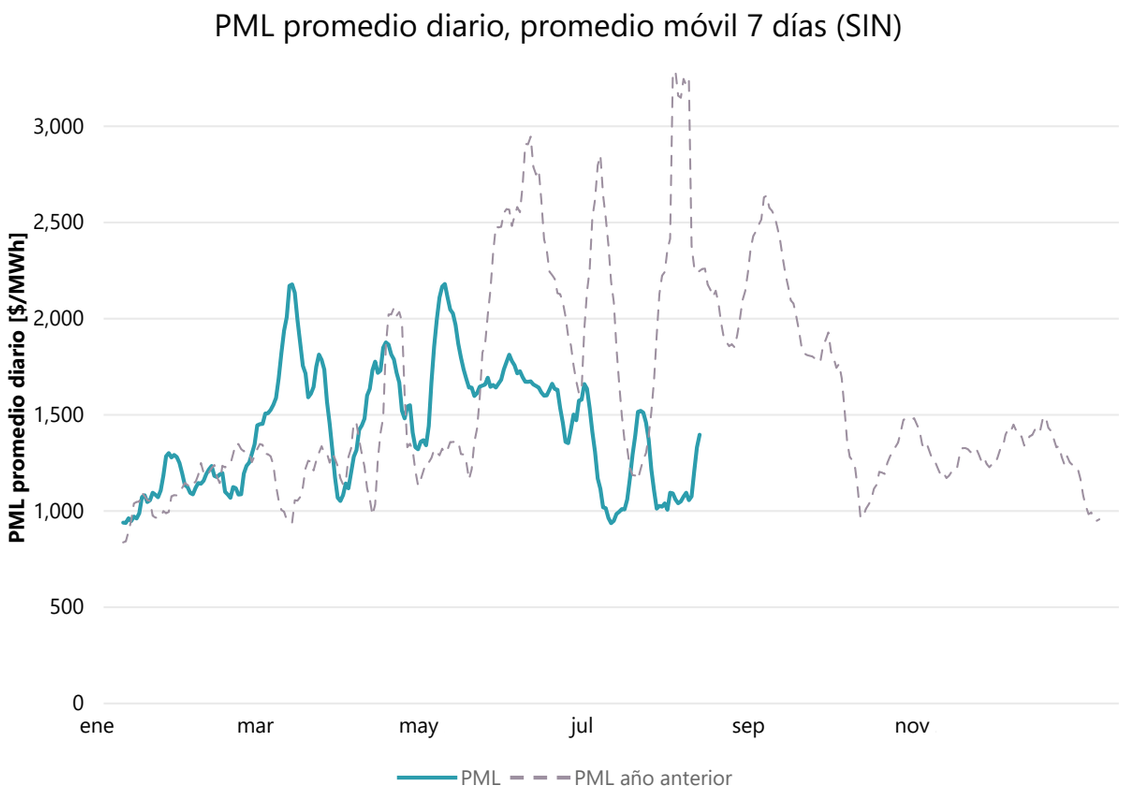
Unidades de Central Eléctrica despachadas parcialmente por tipo de tecnología

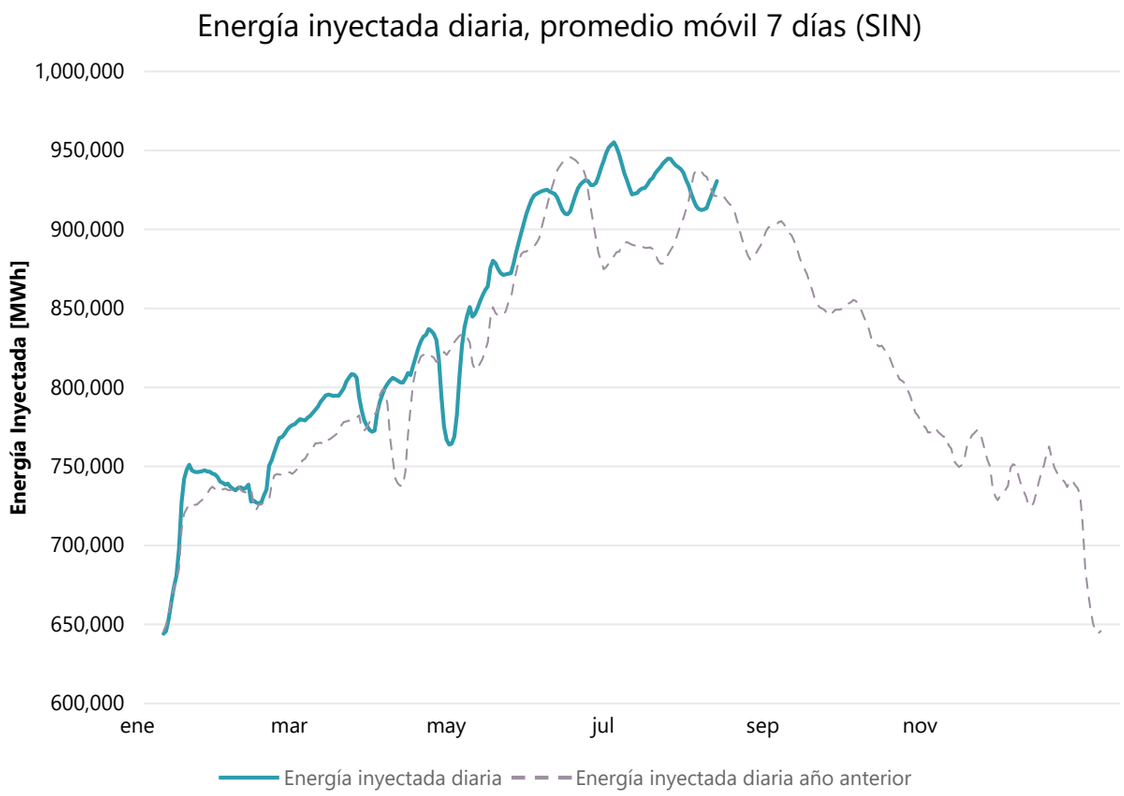
Tipo de Tecnología	Hora Pico	Proporción [%]
Carboeléctrica	22	15.38
Ciclo Combinado	22	11.54
Combustión Interna	22	0.00
Importación	22	23.08
Térmica Convencional	22	50.00
Turbo Gas	22	0.00

Capacidad y energía ofertadas por tipo de generación [4]

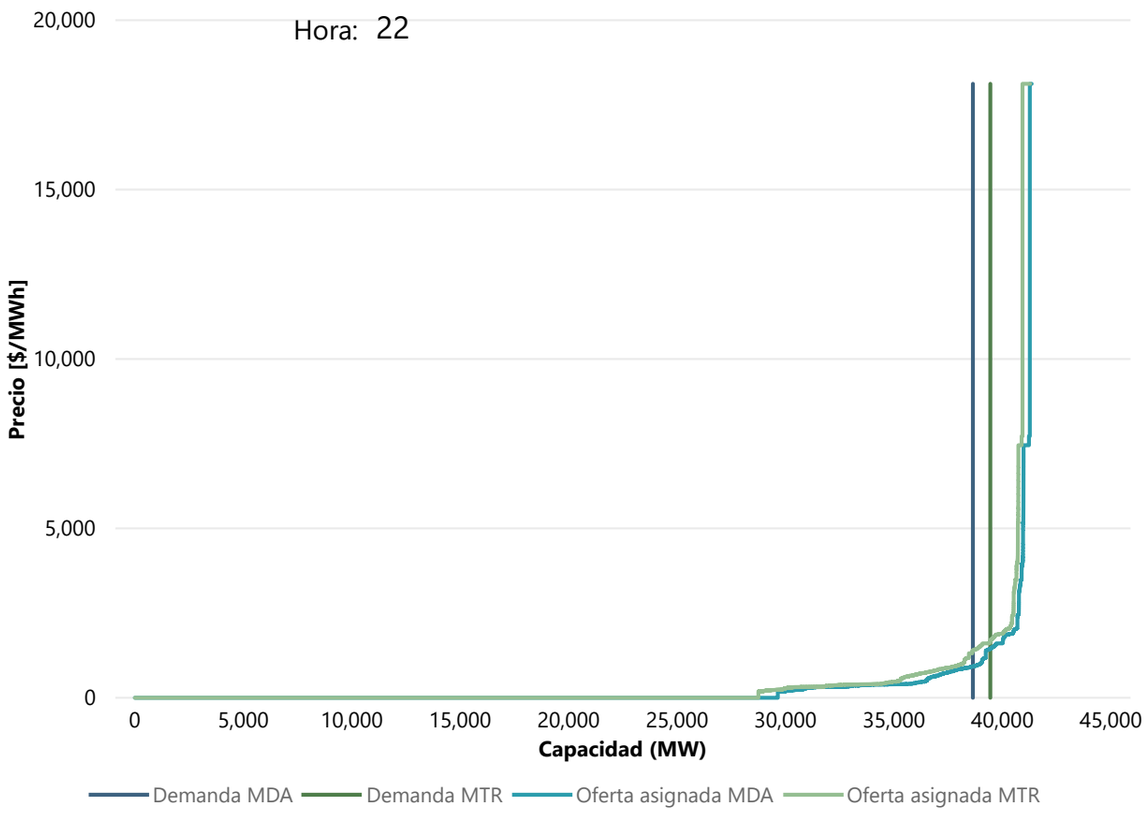
Tipo de generación	Hora Pico	Capacidad Hora Pico [MW]	Energía Diaria [MWh]
CIL	22	5,033.86	118,025.48
HI	22	9,261.24	219,356.76
IMP	22	411.00	4,269.00
NP	22	2,427.35	57,563.52
RN	22	347.46	33,100.05
TE	22	30,018.78	719,808.88
Total	**22**	**47,499.70**	**1,152,123.68**

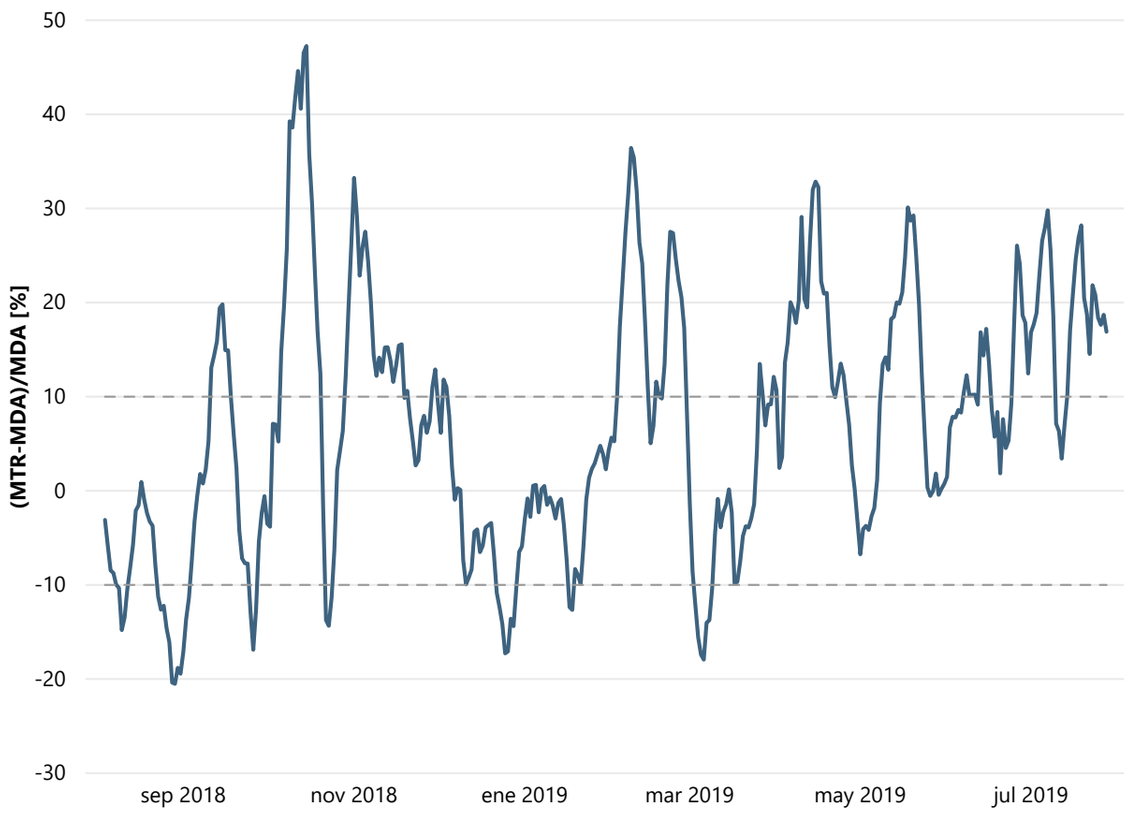
Análisis de largo plazo MDA [$/MWh y MW]





Evolución 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

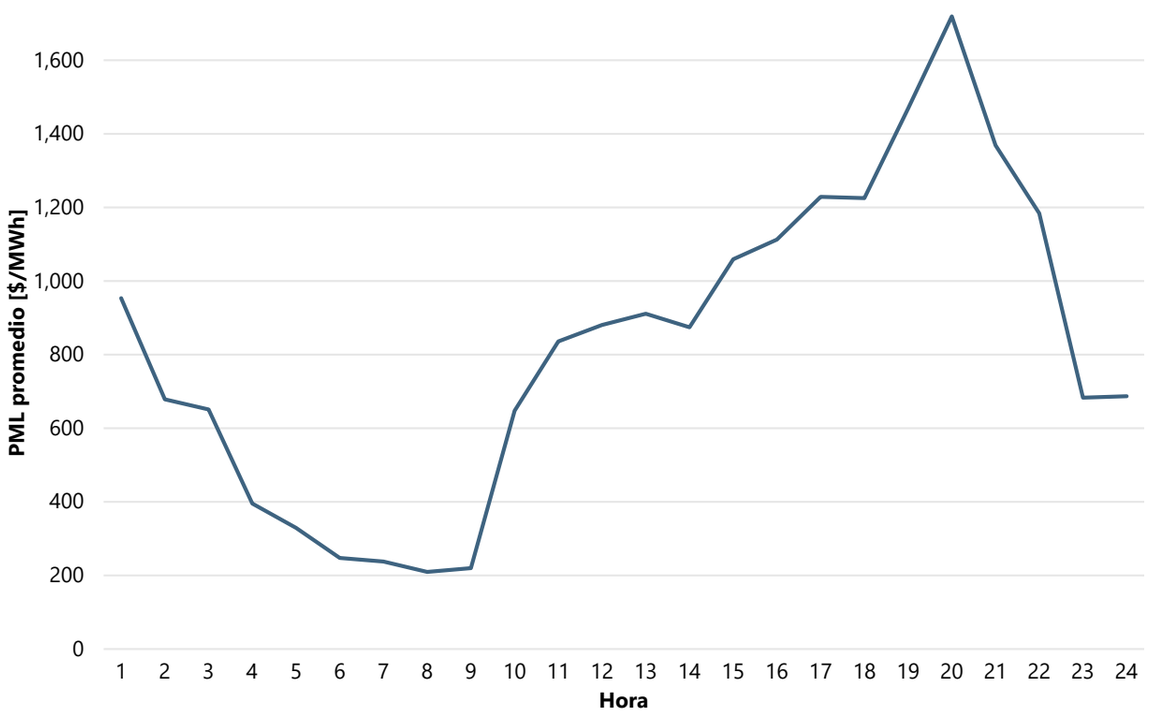
Día de operación: 4 ago 2019

PML máximo y mínimo [$/MWh]

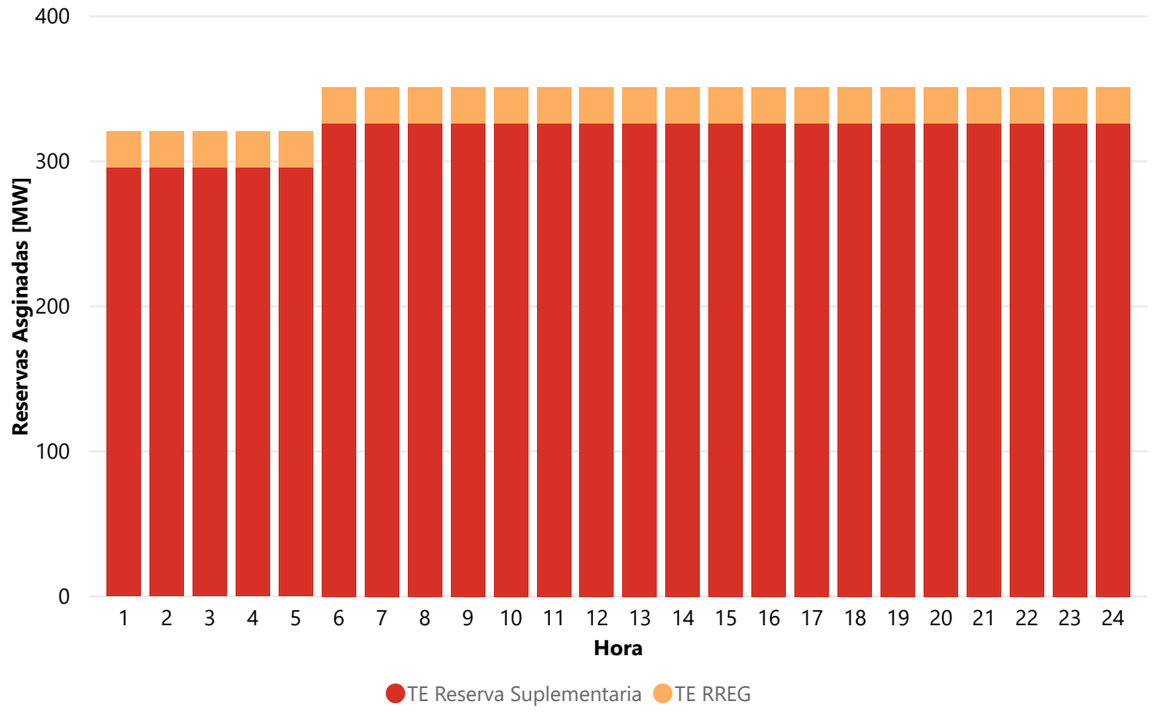
				Componentes del PML							
Descripcion	Estado	Localidad	PML [$/MWh]	Energía [$/MWh]	Pérdidas [$/MWh]	Congestión [$/MWh]	Hora	Nodo	# Observaciones	# Horas	# Nodos
PML MAX	BAJA CALIFORNIA	MEXICALI	1,889.00	1,647.39	241.45	0.00	20	07SAF-115	1	1	1
PML MIN	BAJA CALIFORNIA	ENSENADA	202.00	204.55	-2.32	0.00	8	07JOV-230	1	1	1

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

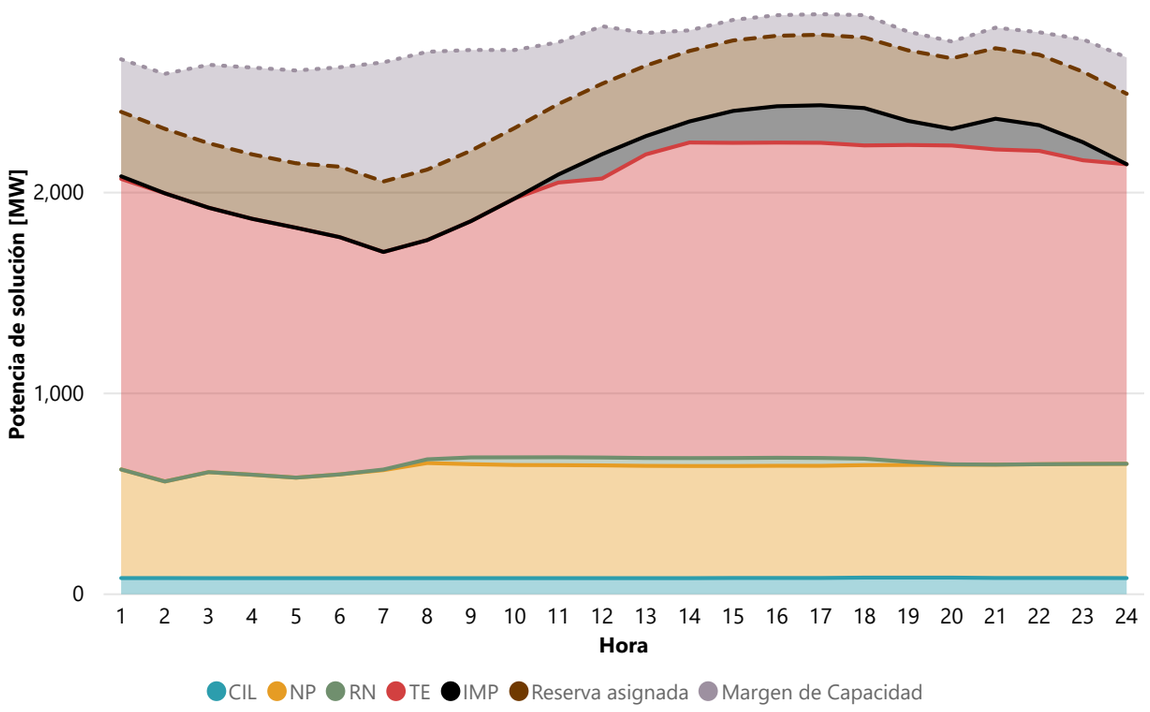
PML promedio, 24 horas (BCA)



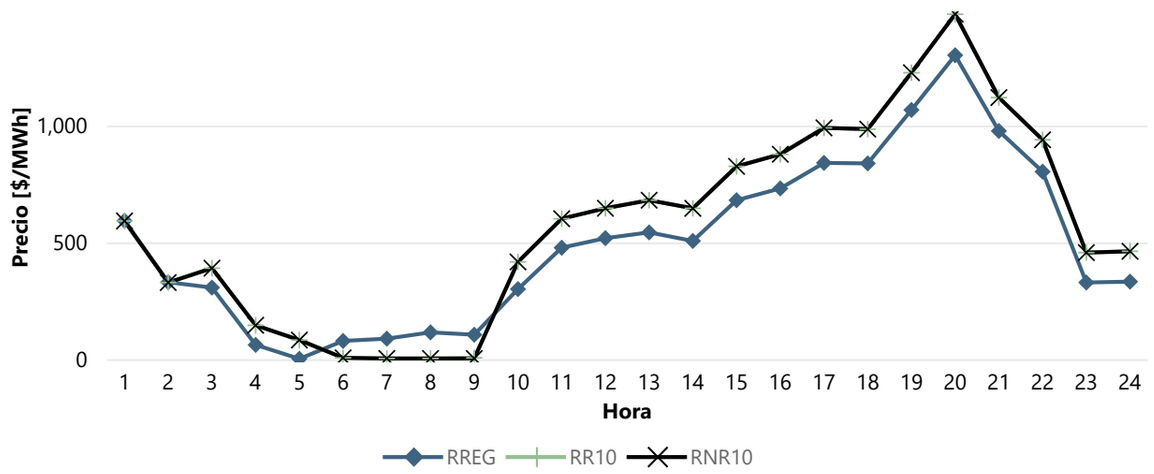
Asignación por tipo de reserva y tipo de generación, 24 horas (BCA)



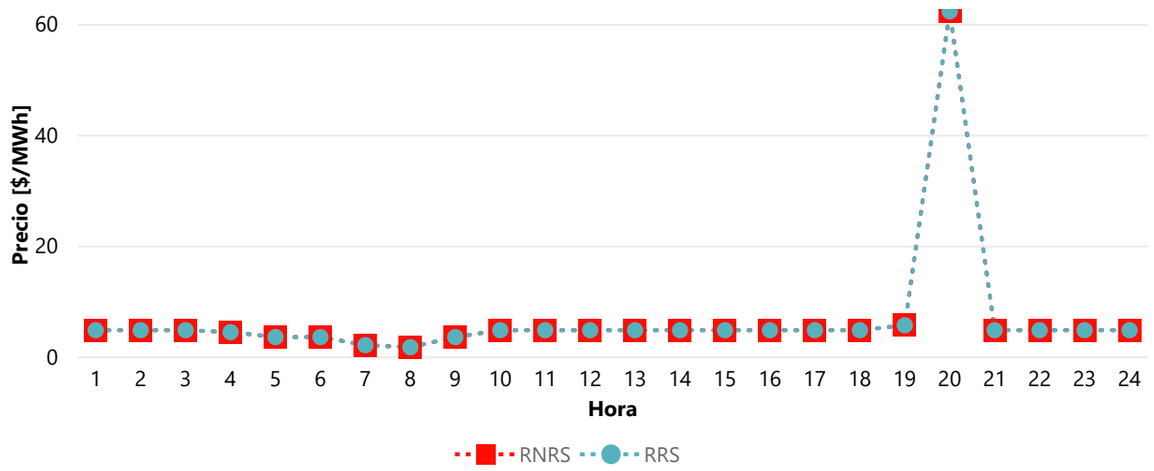
Despacho y asignación por tipo de generación, 24 horas (BCA)



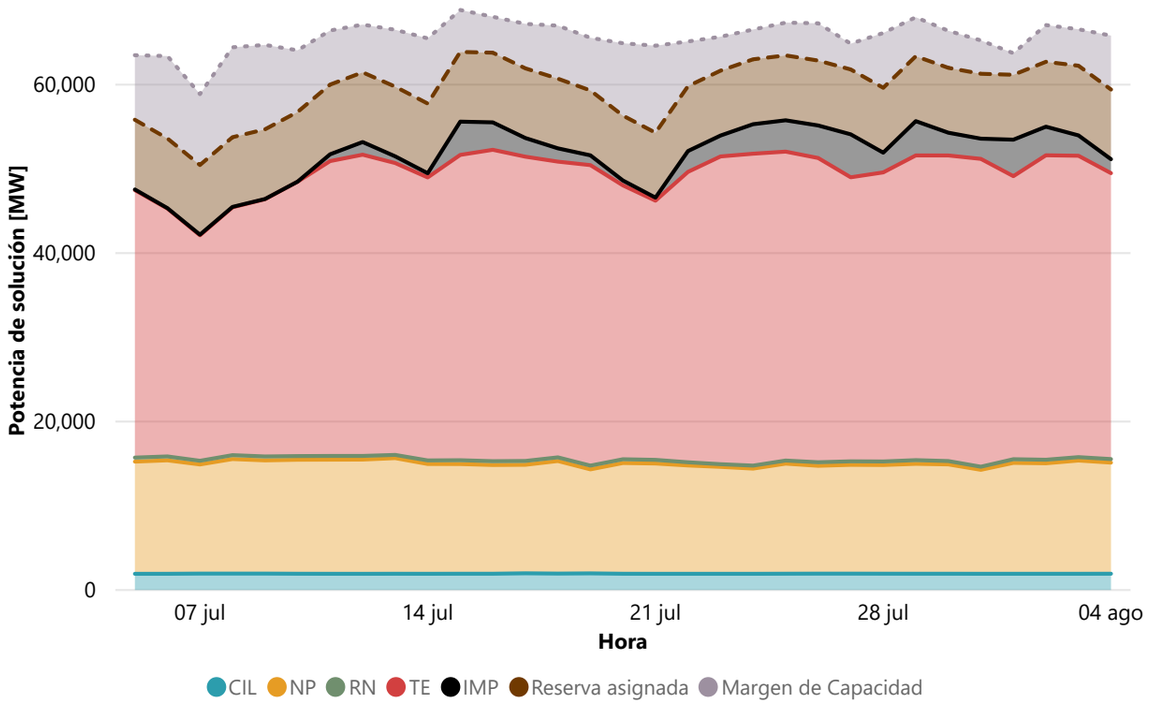
Precios de Servicios Conexos RREG, RR10, y RNR10, 24 horas (BCA)



Precios de otros Servicios Conexos, 24 horas (BCA)



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



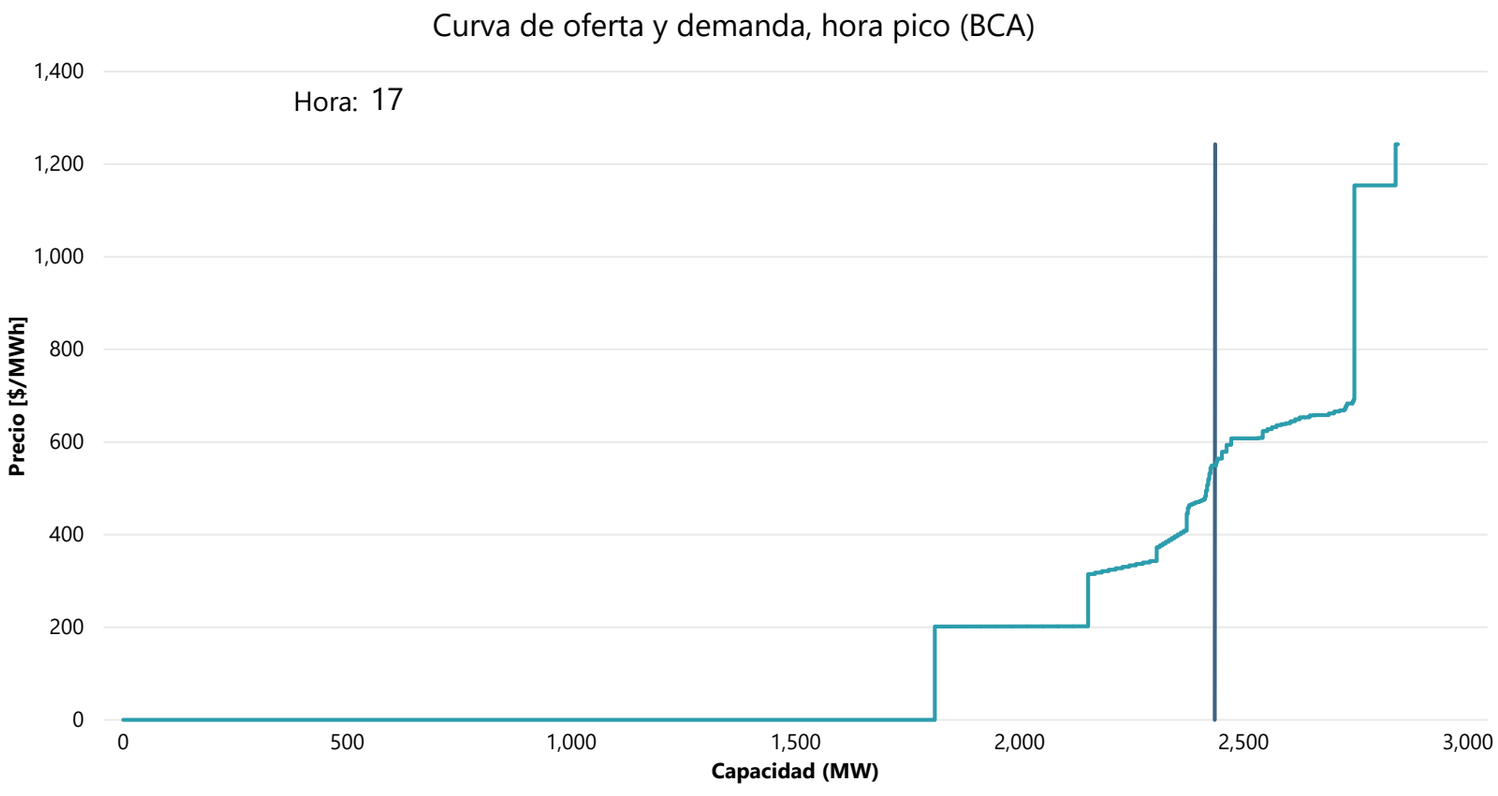
Distribución de PMLs para el día de operación (BCA)

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	97.89	72.14
[2,650 a 5,300)	0.00	0.00	0.93	17.15
[5,300 a 7,950)	0.00	0.00	0.25	4.04
[7,950 a 10,600)	0.00	0.00	0.00	2.12
[10,600 a 13,250)	0.00	0.00	0.00	3.05
[13,250 a 15,900)	0.00	0.00	0.00	1.51
[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	0.74	0.00

SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

Día de operación: 4 ago 2019

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



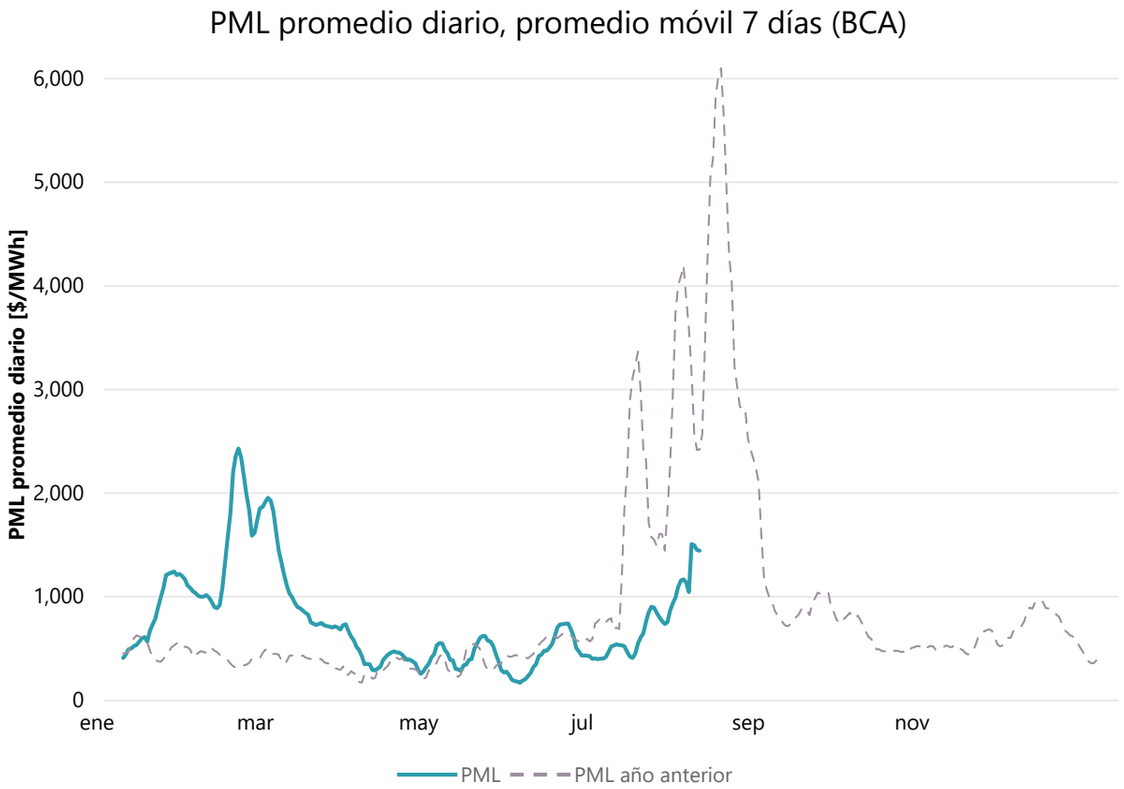
Unidades de Central Eléctrica despachadas parcialmente por tipo de tecnología

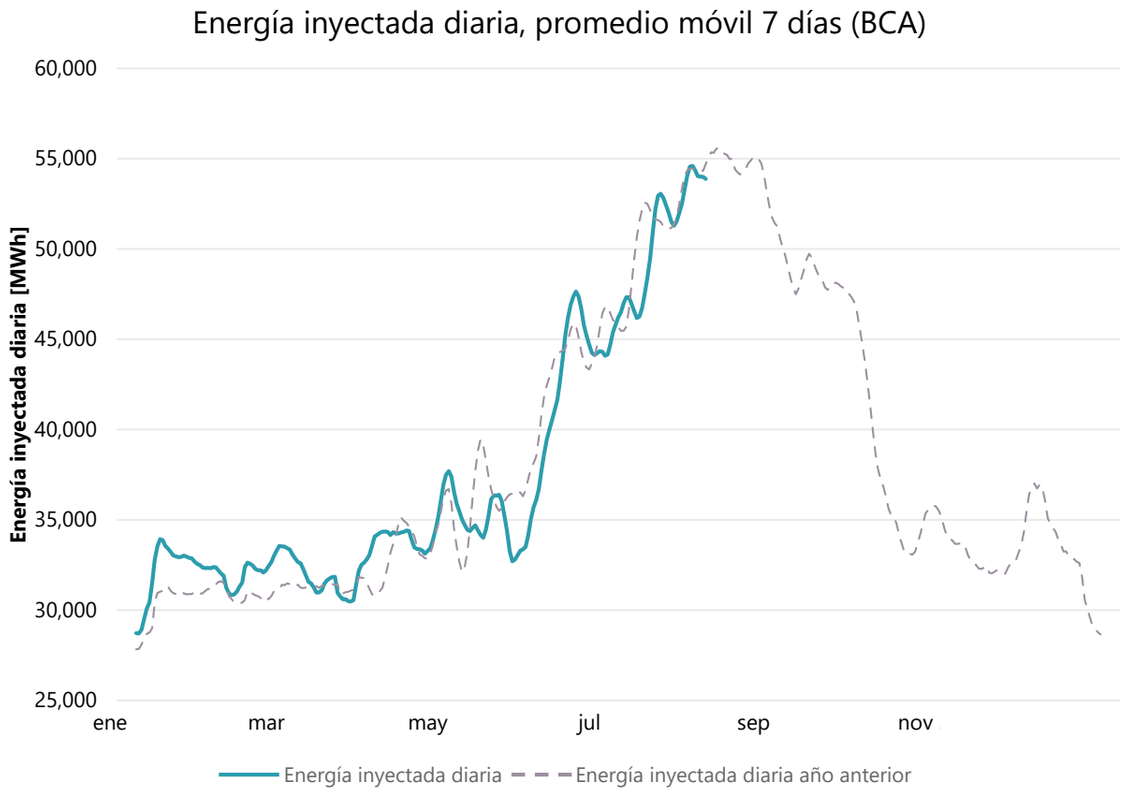
Tipo de Tecnología	Hora Pico	Proporción [%]
Ciclo Combinado	17	40.00
Importación	17	40.00
Térmica Convencional	17	20.00
Turbo Gas	17	0.00

Capacidad y energía ofertadas por tipo de generación [4]

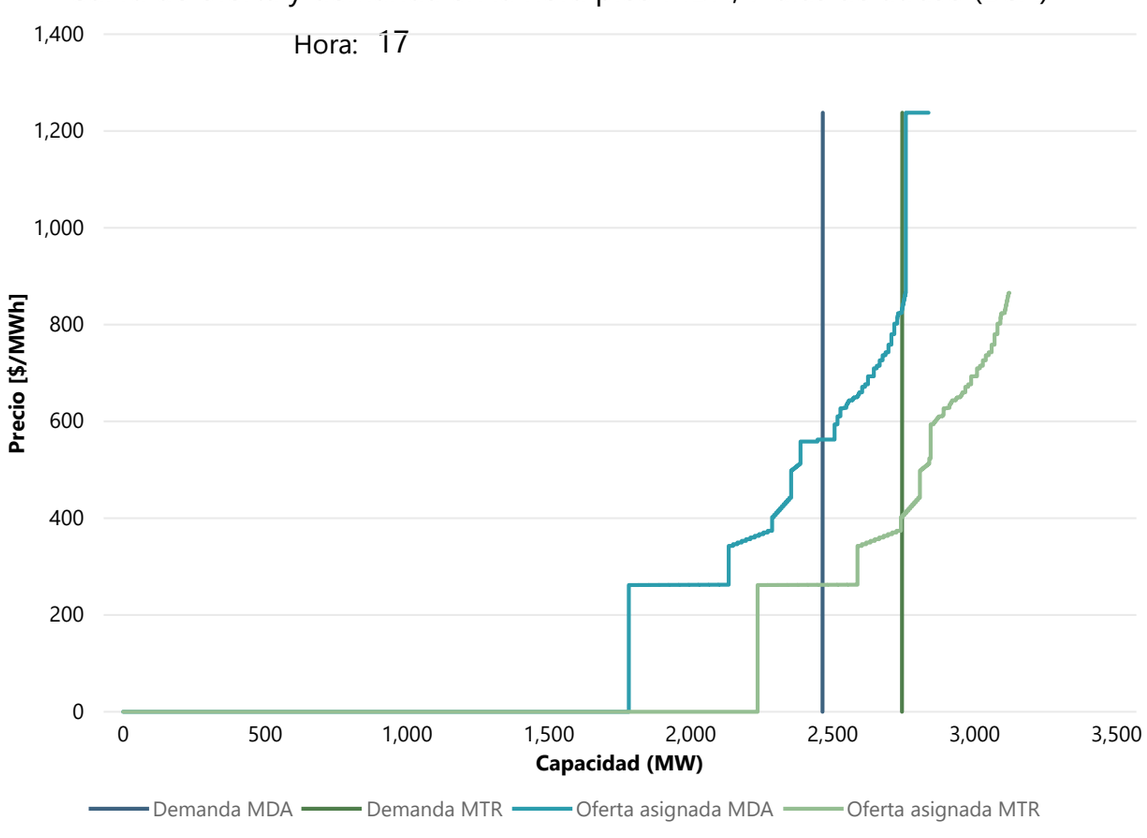
Tipo de generación	Hora Pico	Capacidad Hora Pico [MW]	Energía Diaria [MWh]
CIL	17	80.91	1,934.87
IMP	17	187.00	1,657.00
NP	17	558.59	13,192.38
RN	17	38.98	418.41
TE	17	2,023.02	48,618.79
Total	**17**	**2,888.50**	**65,821.45**

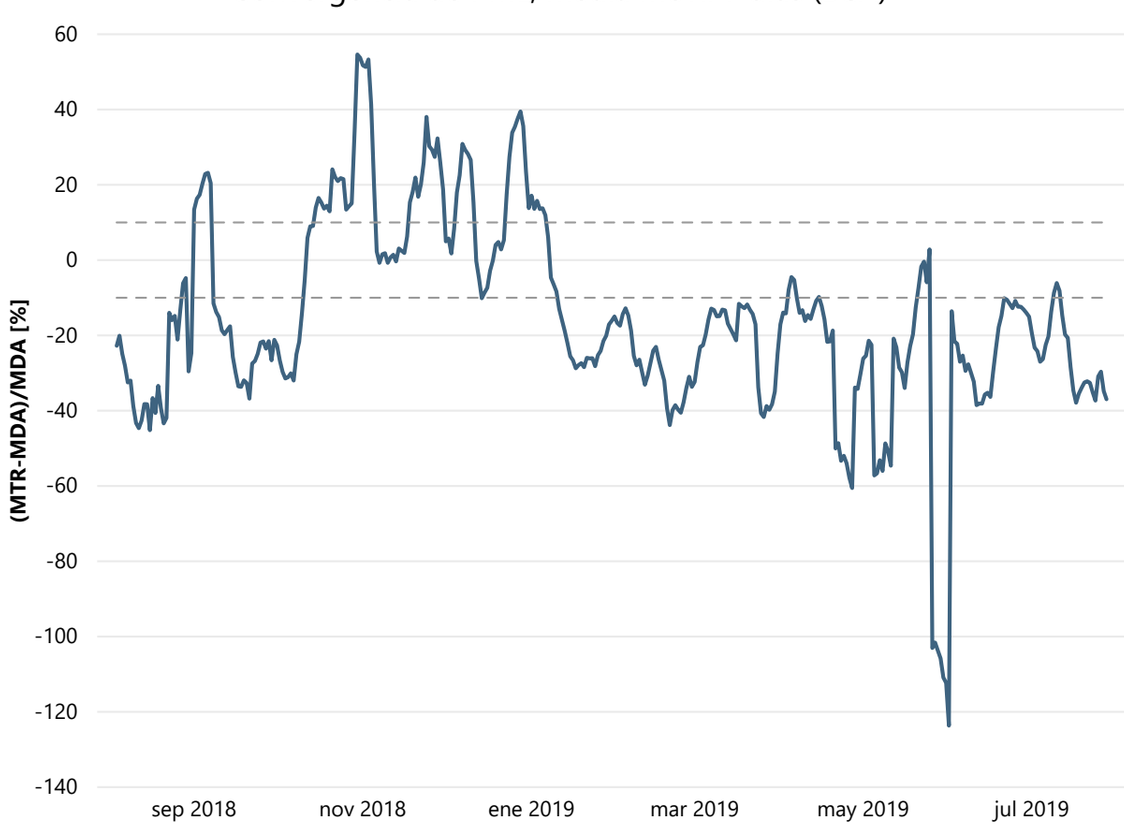
Análisis de largo plazo MDA [$/MWh y MW]





Evolución 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

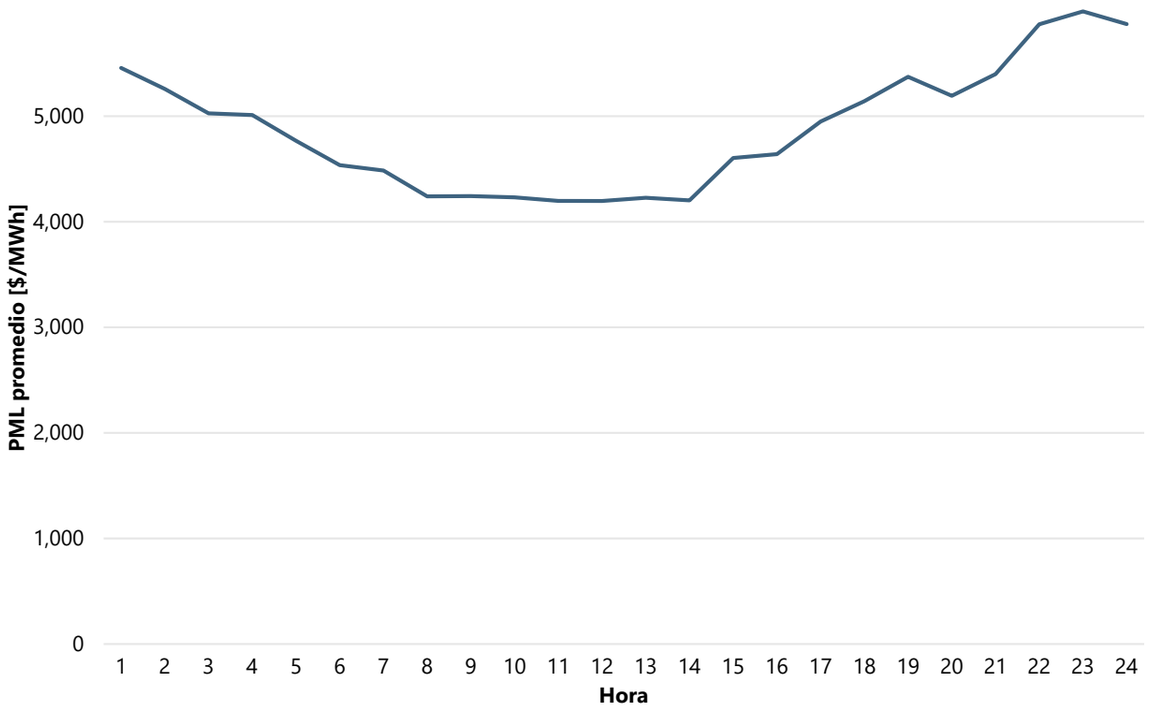
Día de operación: 4 ago 2019

PML máximo y mínimo [$/MWh]

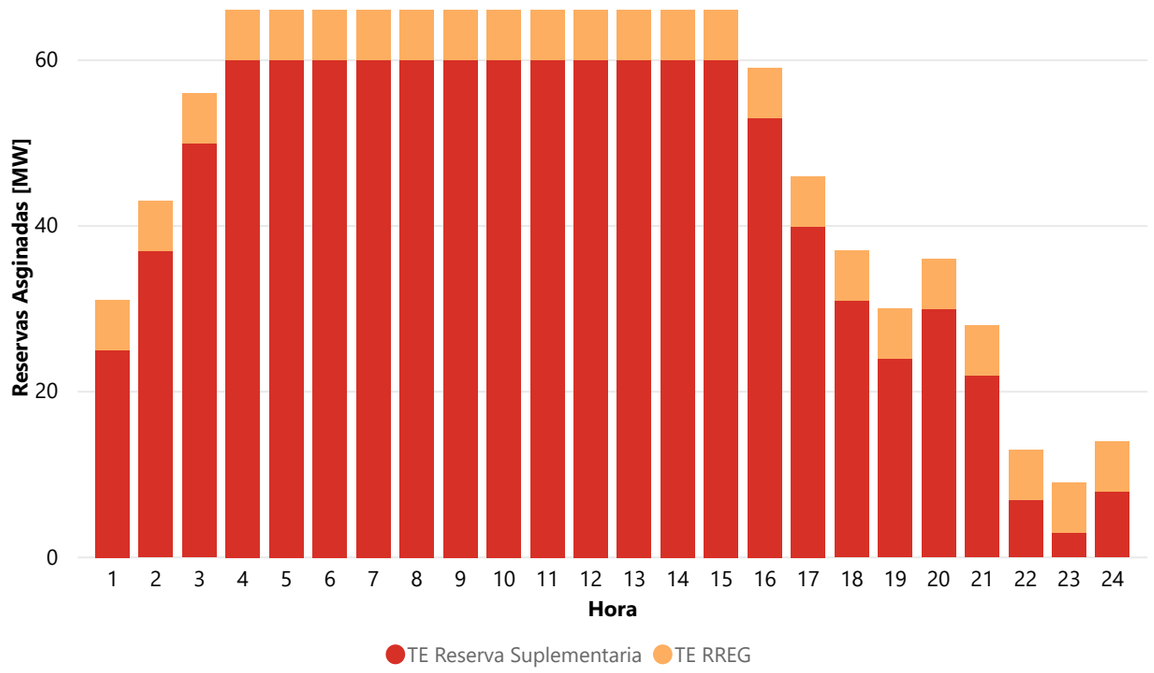
Descripcion	Estado	Localidad	PML [$/MWh]	Componentes del PML							
				Energía [$/MWh]	Pérdidas [$/MWh]	Congestión [$/MWh]	Hora	Nodo	# Observaciones	# Horas	# Nodos
PML MAX	BAJA CALIFORNIA SUR	LOS CABOS	6,253.00	6,035.34	217.28	0.00	23	07SNT-115	1	1	1
PML MIN	BAJA CALIFORNIA SUR	COMONDU	3,711.00	4,215.85	-504.49	0.00	11	07GAO-115	1	1	1

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

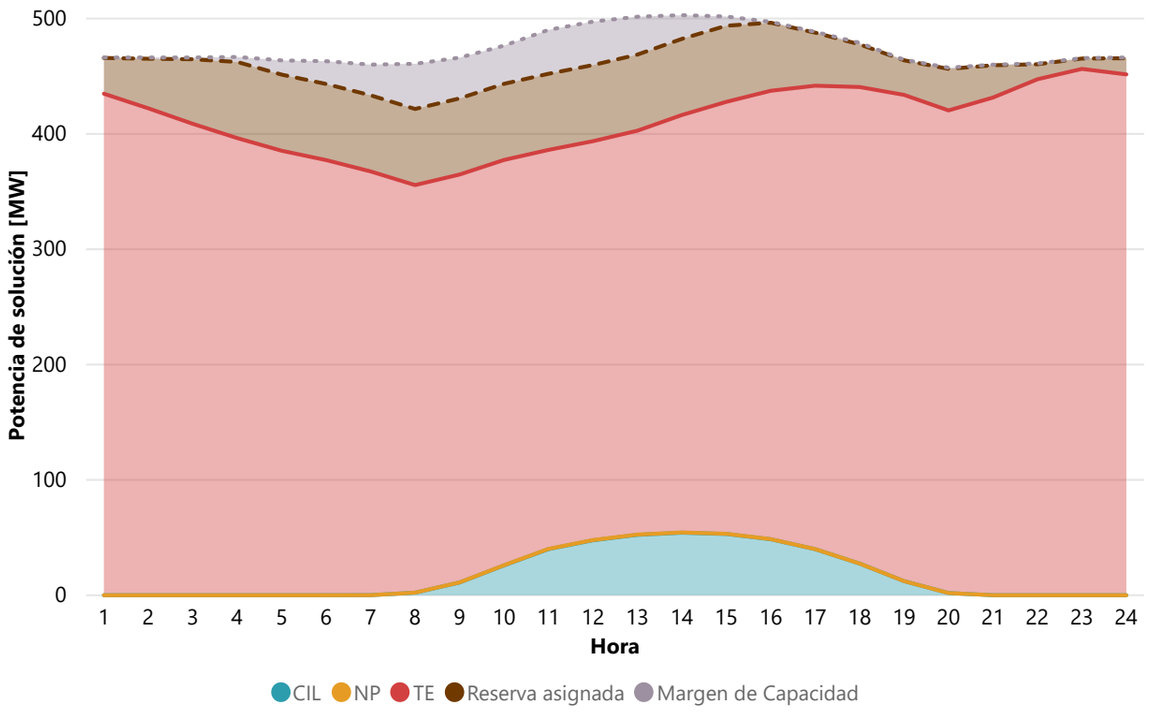
PML promedio, 24 horas (BCS)



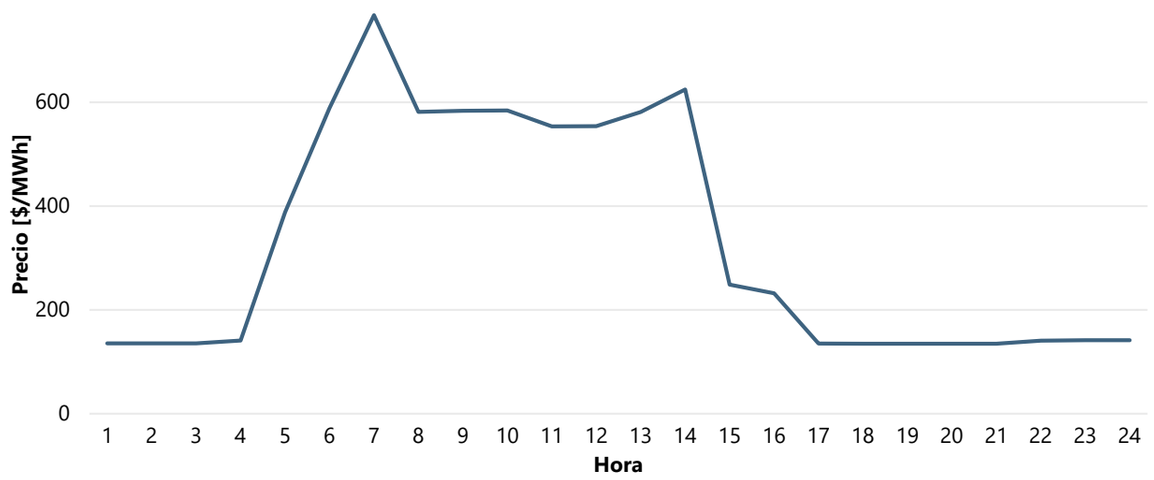
Asignación por tipo de reserva y tipo de generación, 24 horas (BCS)



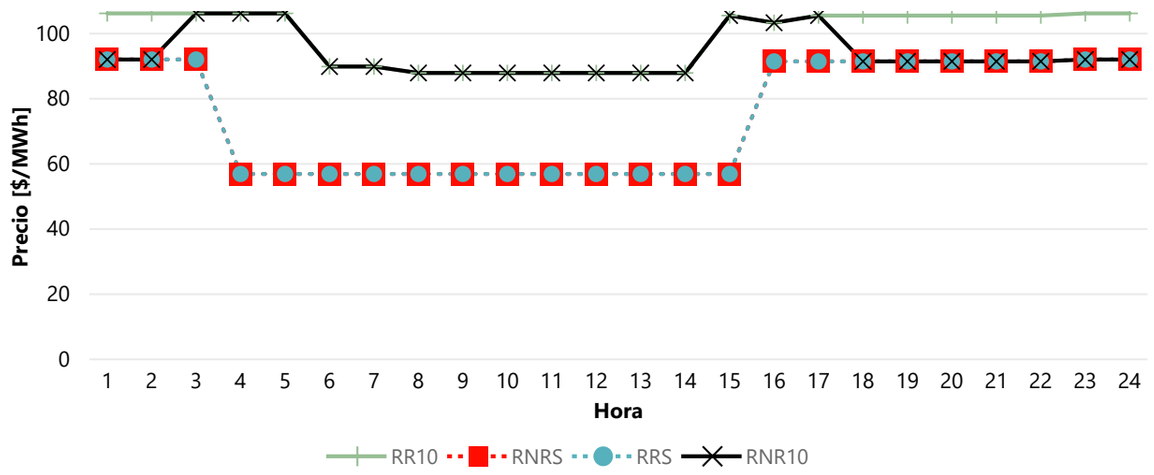
Despacho y asignación por tipo de generación, 24 horas (BCS)



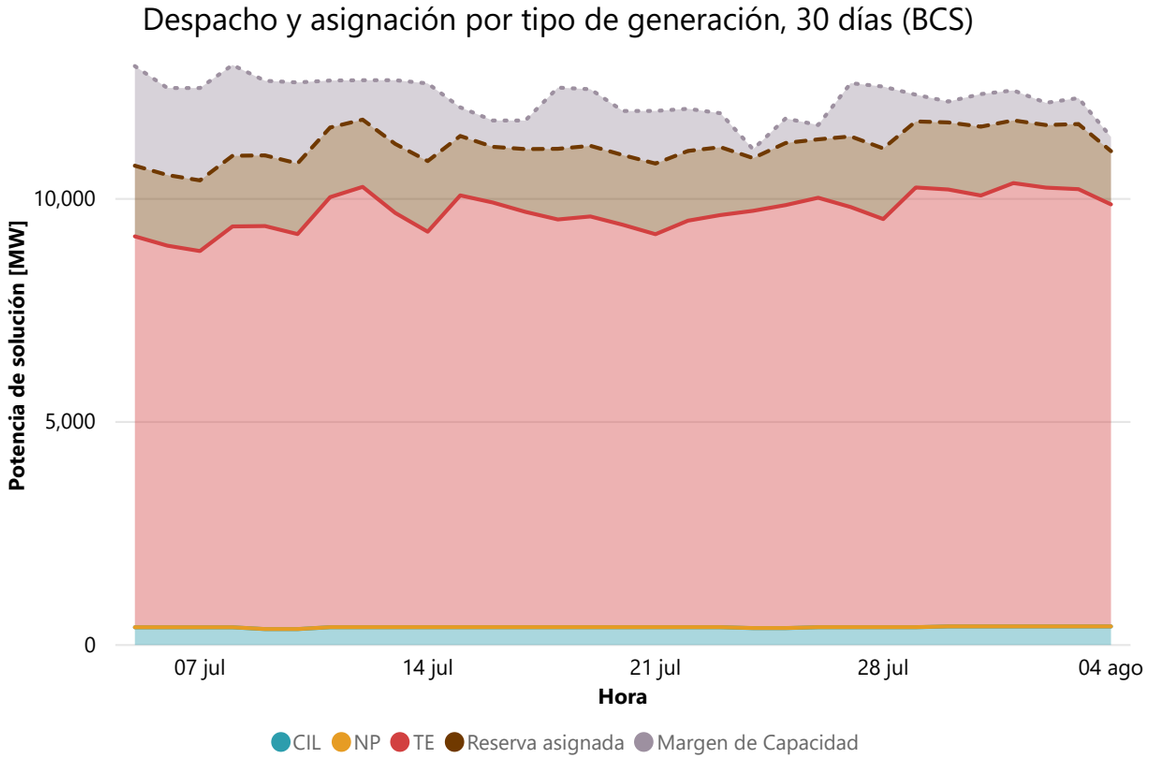
Precios de Servicios Conexos RREG, 24 horas (BCS)



Precios de otros Servicios Conexos, 24 horas (BCS)



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



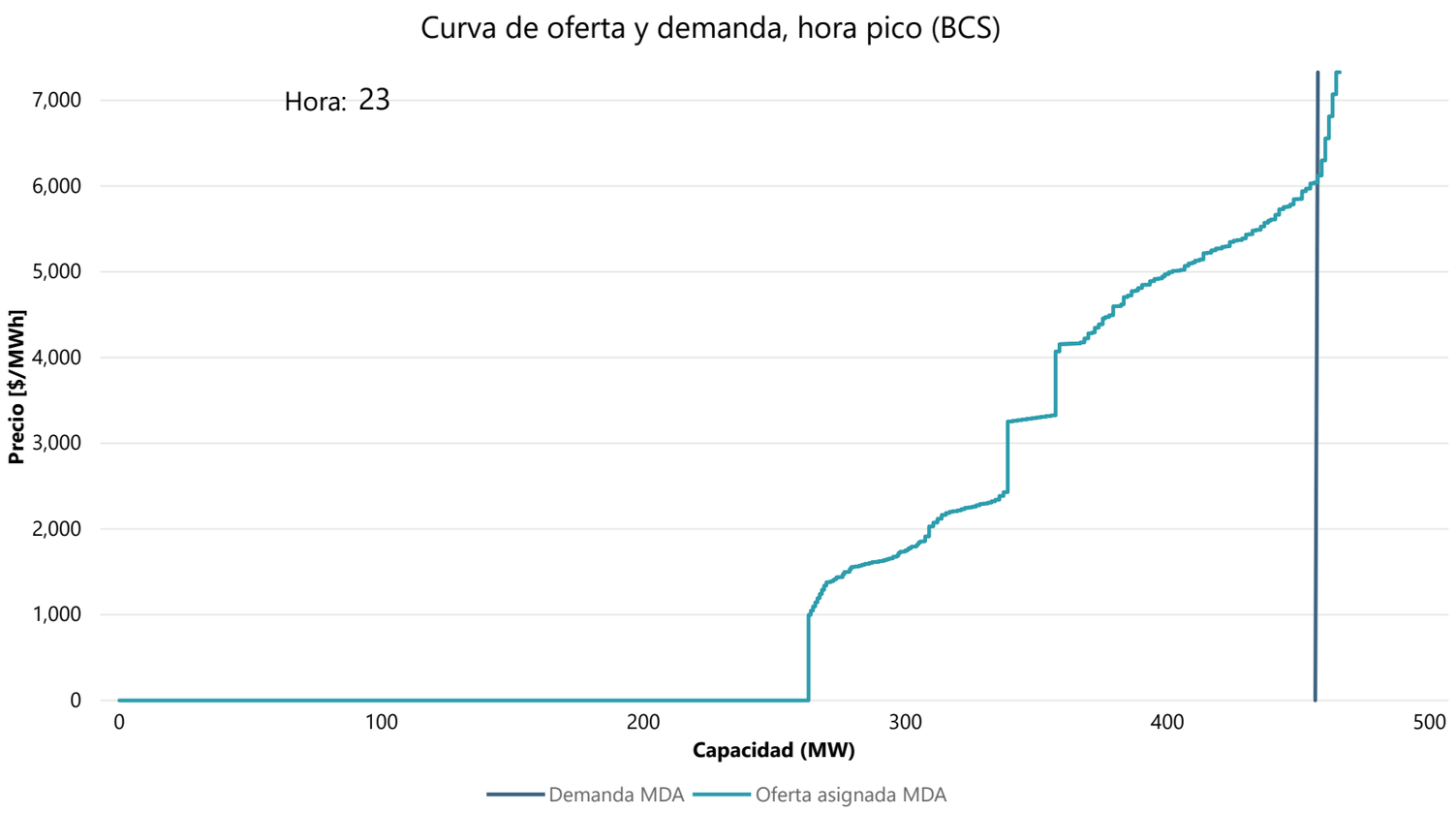
Distribución de PMLs para el día de operación (BCS)

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)	0.00	9.52	0.67	9.91
[2,650 a 5,300)	72.92	90.48	92.51	90.09
[5,300 a 7,950)	27.08	0.00	6.82	0.00
[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: 4 ago 2019

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



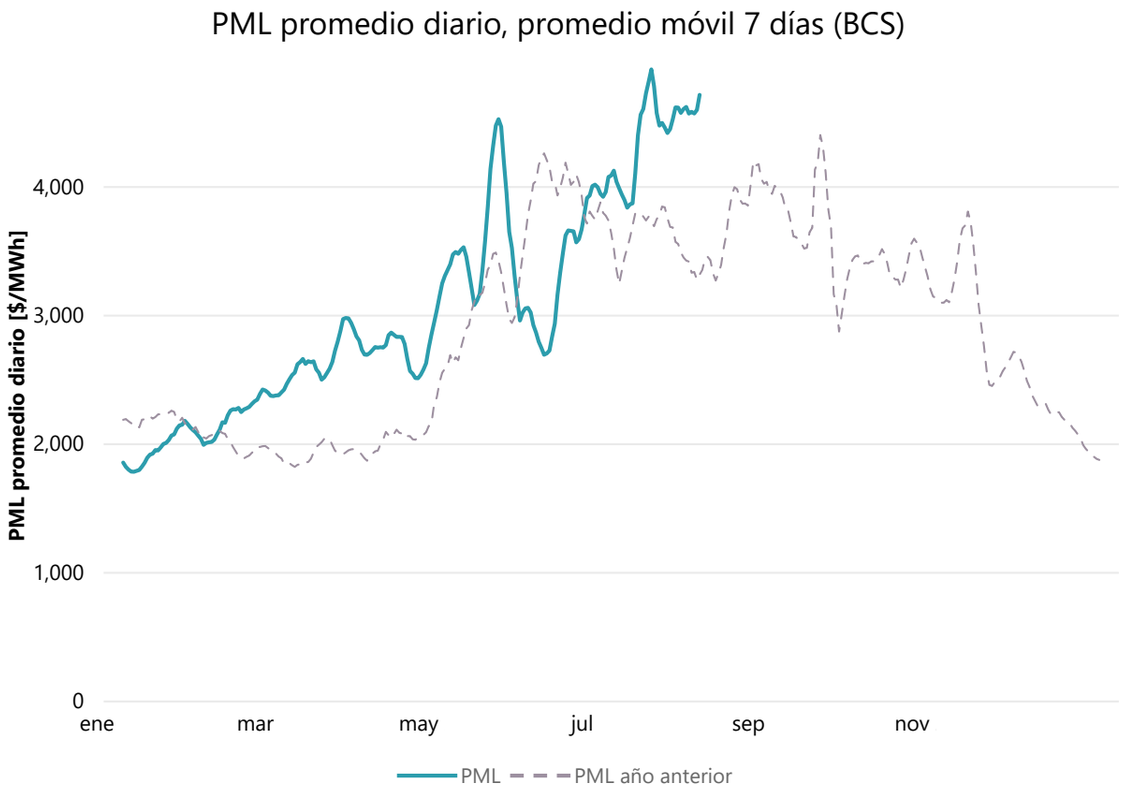
Unidades de Central Eléctrica despachadas parcialmente por tipo de tecnología

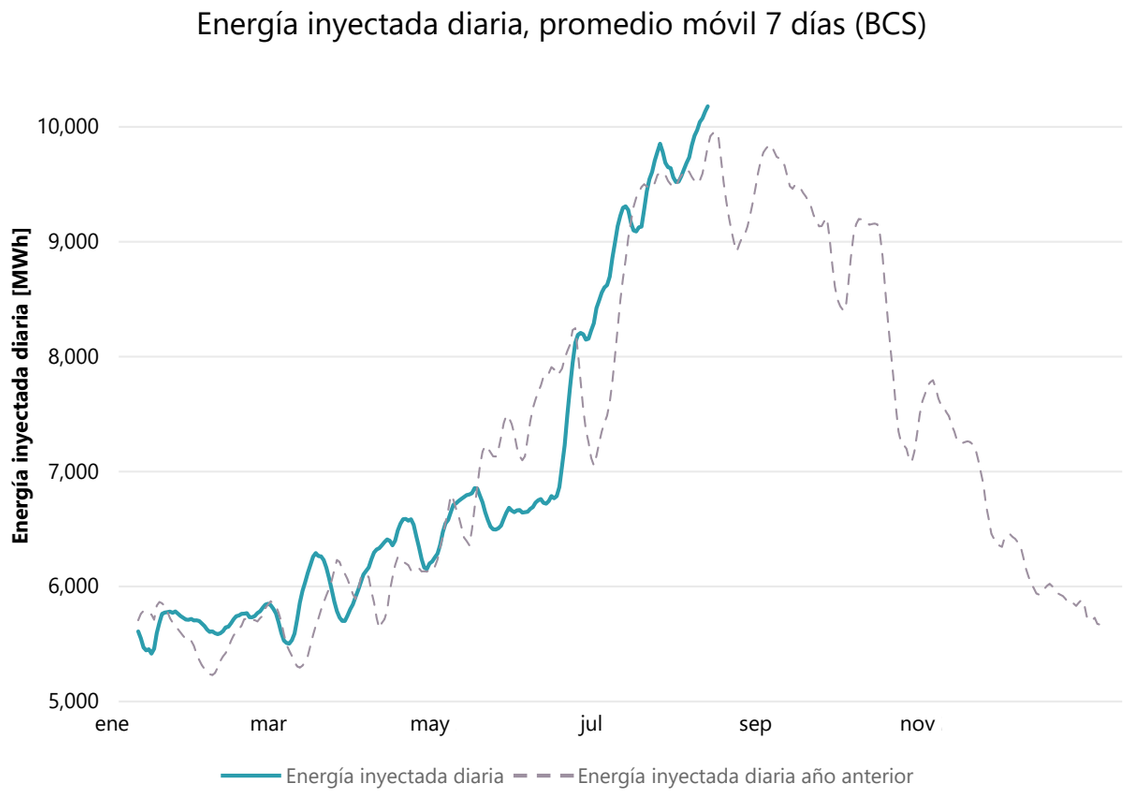
Tipo de Tecnología	Hora Pico	Proporción [%]
Combustión Interna	23	25.00
Térmica Convencional	23	0.00
Turbo Gas	23	75.00

Capacidad y energía ofertadas por tipo de generación [4]

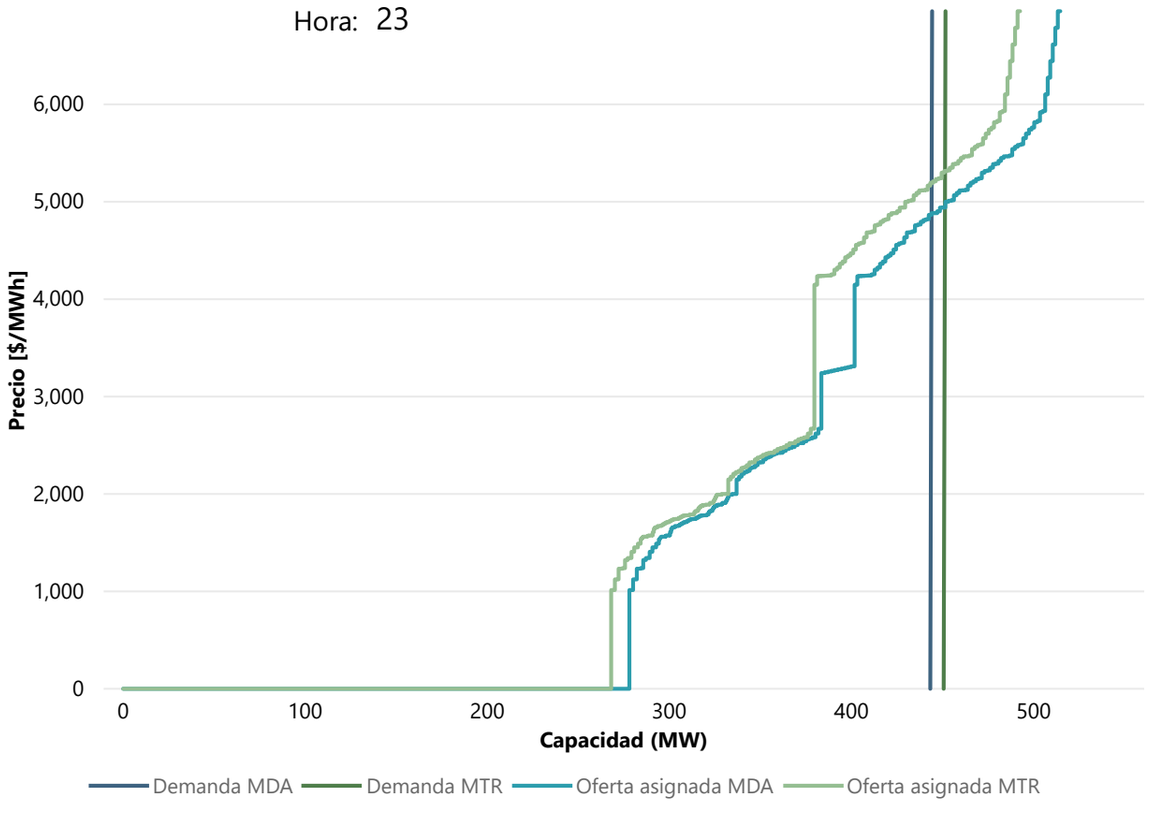
Tipo de generación	Hora Pico	Capacidad Hora Pico [MW]	Energía Diaria [MWh]
CIL	23	0.00	416.29
NP	23	0.00	1.42
TE	23	465.73	10,971.12
Total	**23**	**465.73**	**11,388.84**

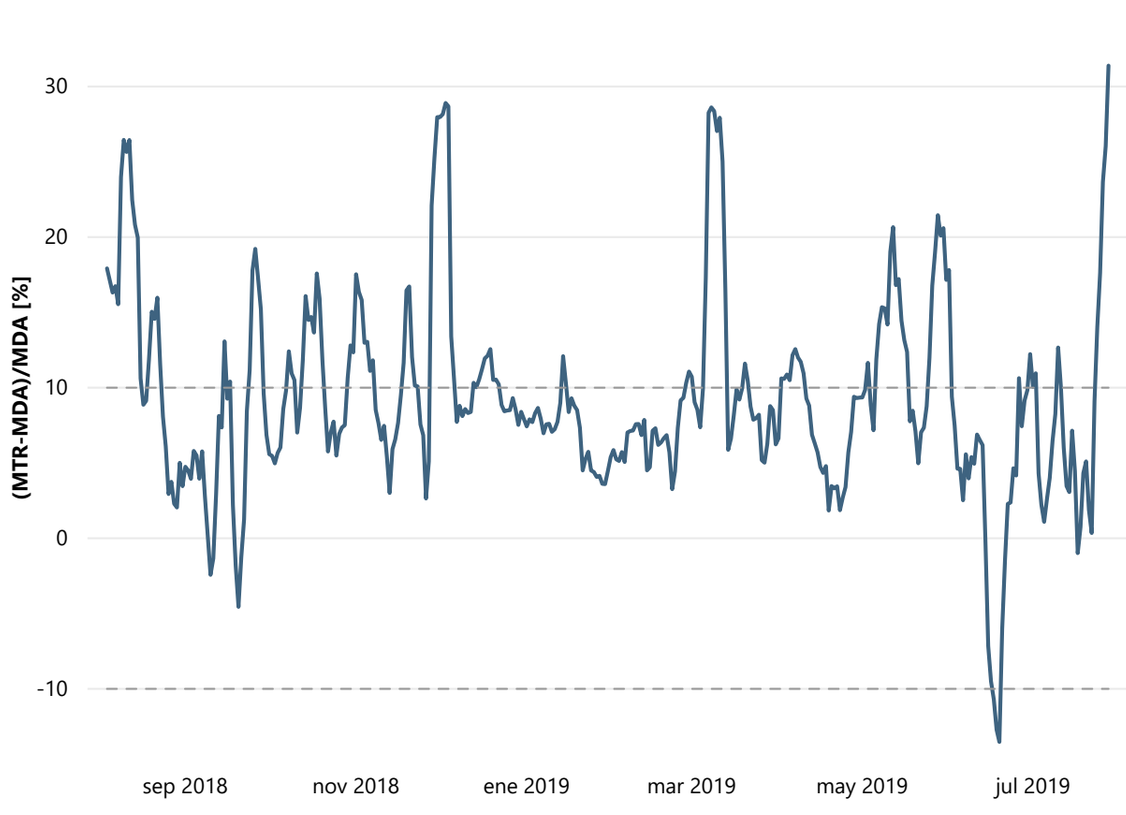
Análisis de largo plazo MDA [$/MWh y MW]





Evolución 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.