REPORTE DIARIO DEL MERCADO DEL DÍA EN ADELANTO (MDA)

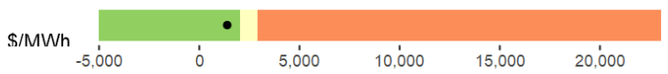
Monitor Independiente del Mercado (MIM)

Día de operación: 24 jul 2019

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

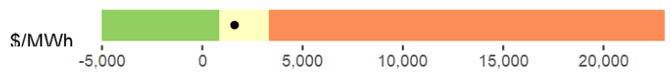
Sistema Interconectado Nacional (SIN)

1,394



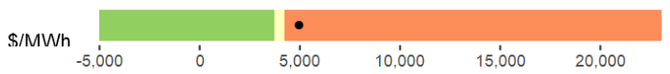
Sistema Interconectado Baja California (BCA)

1,608



Sistema Interconectado Baja California Sur (BCS)

4,956



Análisis preliminar

El margen de capacidad para el BCS, después de considerar requerimientos de reserva, registró un valor mínimo de 0.02% en la hora 1. Se presentaron PML entre $5,001/MWh y $5,693/MWh en el 100% de sus nodos durante 11 horas.

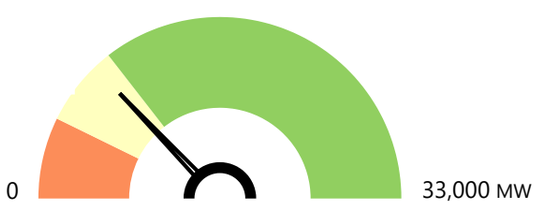
El margen de capacidad para el BCA, después de considerar requerimientos de reservas, registró un valor mínimo de 1.91% en la hora 21. Las importaciones máximas asignadas fueron de 325 MW durante la hora 14. Se presentaron PML entre $5,875/MWh y $7,494/MWh en el 23% de sus nodos durante 4 horas.

Noticias relevantes

El 23 de julio se presentaron 7 Estados Operativos de Alerta en Tiempo Real: 3 en la GCR Norte, 2 en la GCR Noroeste, 1 en la GCR Noreste y 1 en el BCS.

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

SIN



8,499

BCA

147

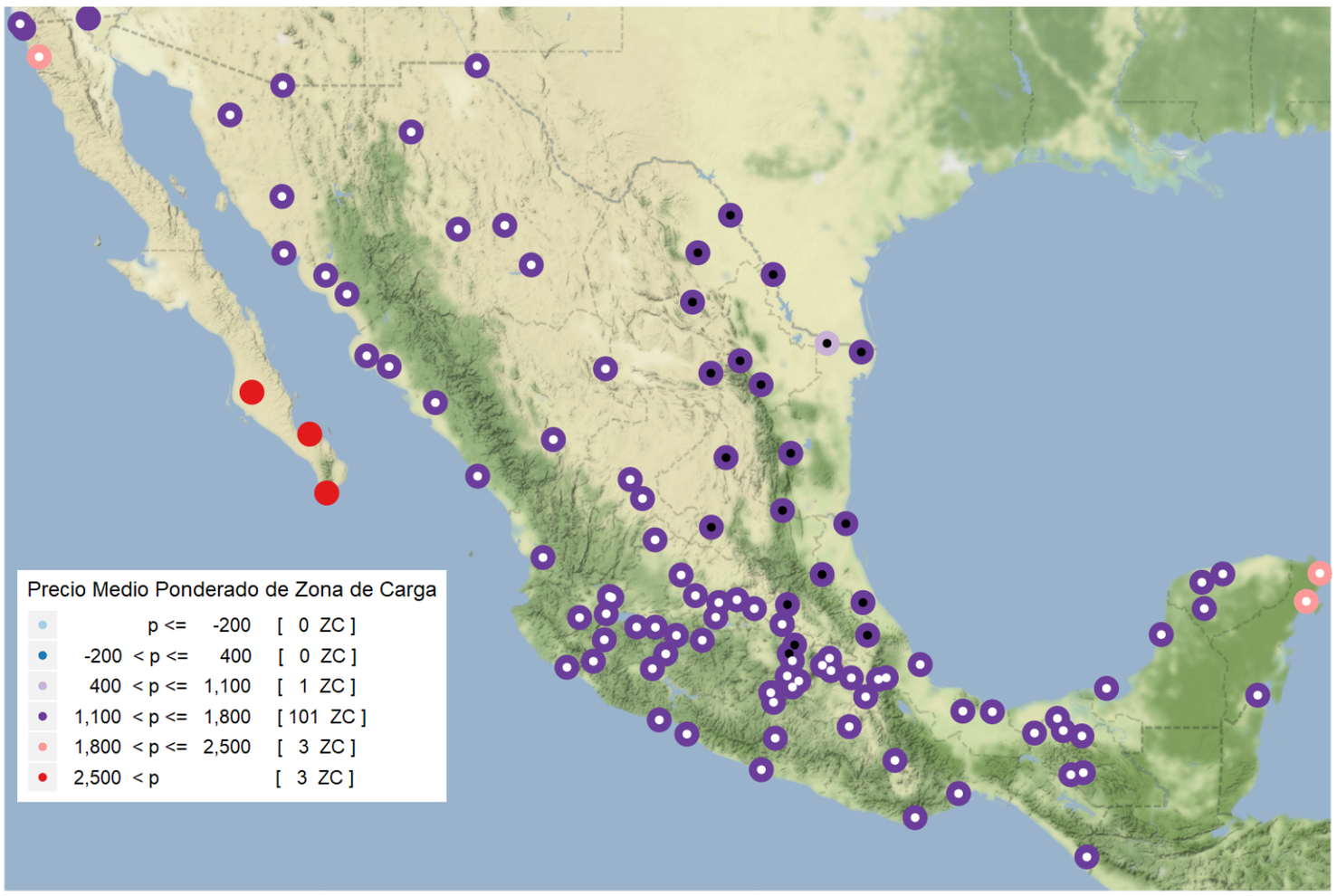
BCS

8

Margen de capacidad mínimo después de reservas [%]

Sistema	Hora	Día de operación (%)	Promedio 21 días (%)
BCA	21	1.91	3.52
BCS	1	0.02	3.04
SIN	17	12.87	12.79

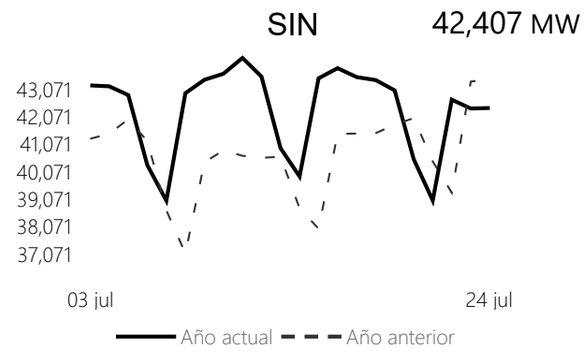
Precio Medio Ponderado de Zona de Carga, promedio diario [$/MWh]



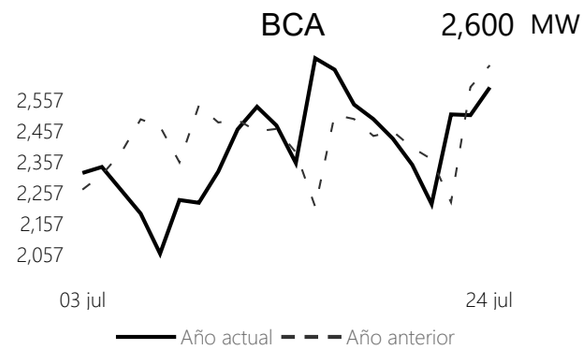
Congestión positiva **(Centros blancos)** indica que el costo de entrega de energía en este punto es mayor que el costo de la entrega en el nodo de referencia.
Congestión negativa **(Centros negros)** indica que el costo de entrega de energía en este punto es menor que el costo de la entrega en el nodo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

Demanda pico [MW] [2]

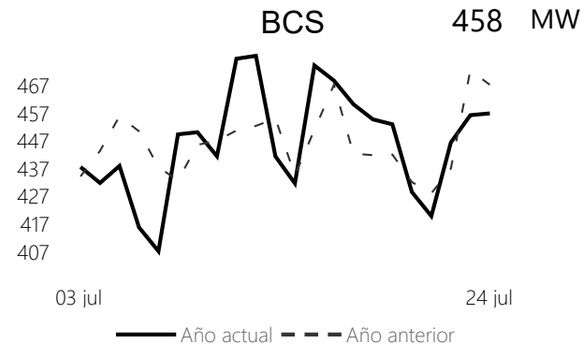
SIN 42,407 MW



BCA 2,600 MW

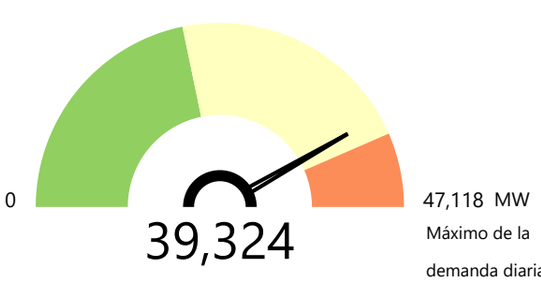


BCS 458 MW



Demanda promedio del día [MW] [3]

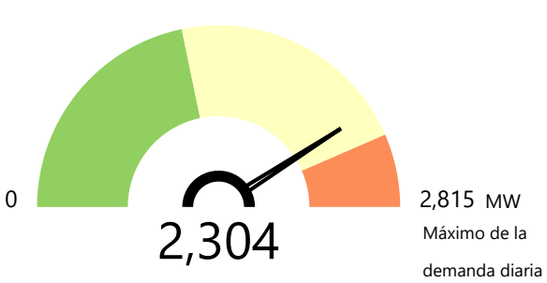
SIN



39,324

Máximo de la demanda diaria del año anterior +15%

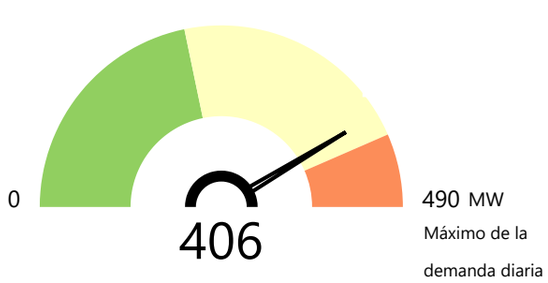
BCA



2,304

Máximo de la demanda diaria del año anterior +15%

BCS



406

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%

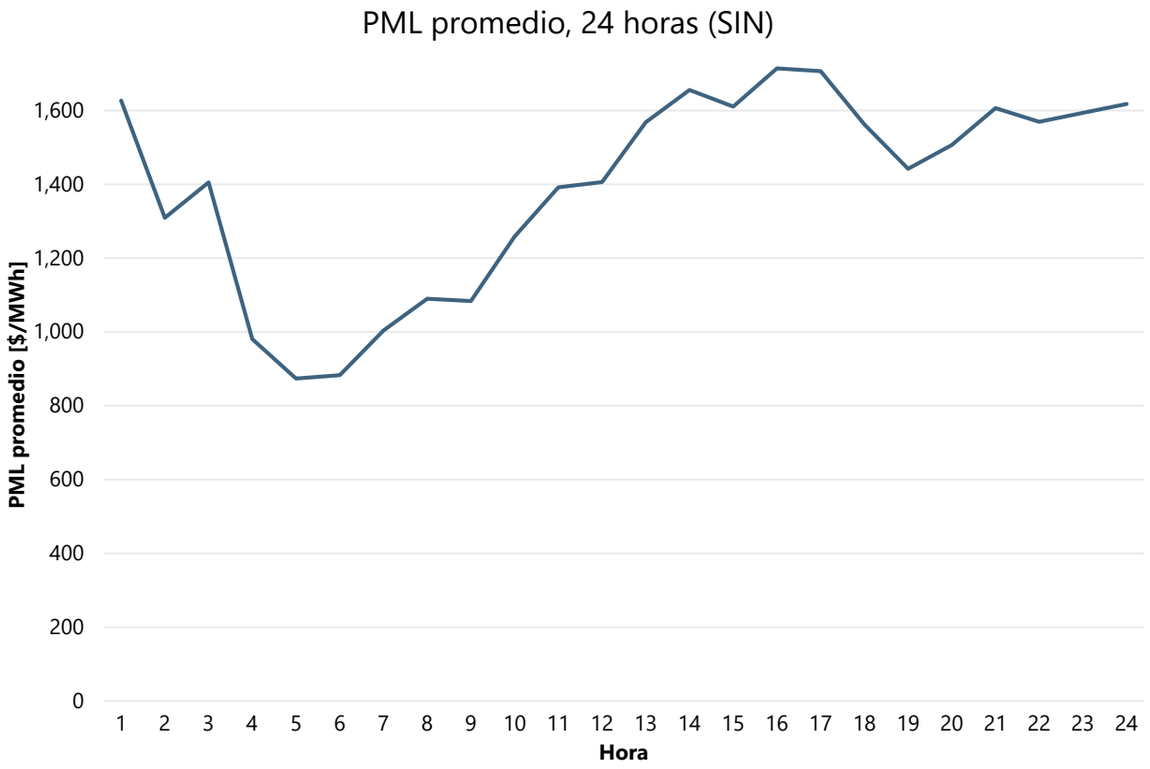
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

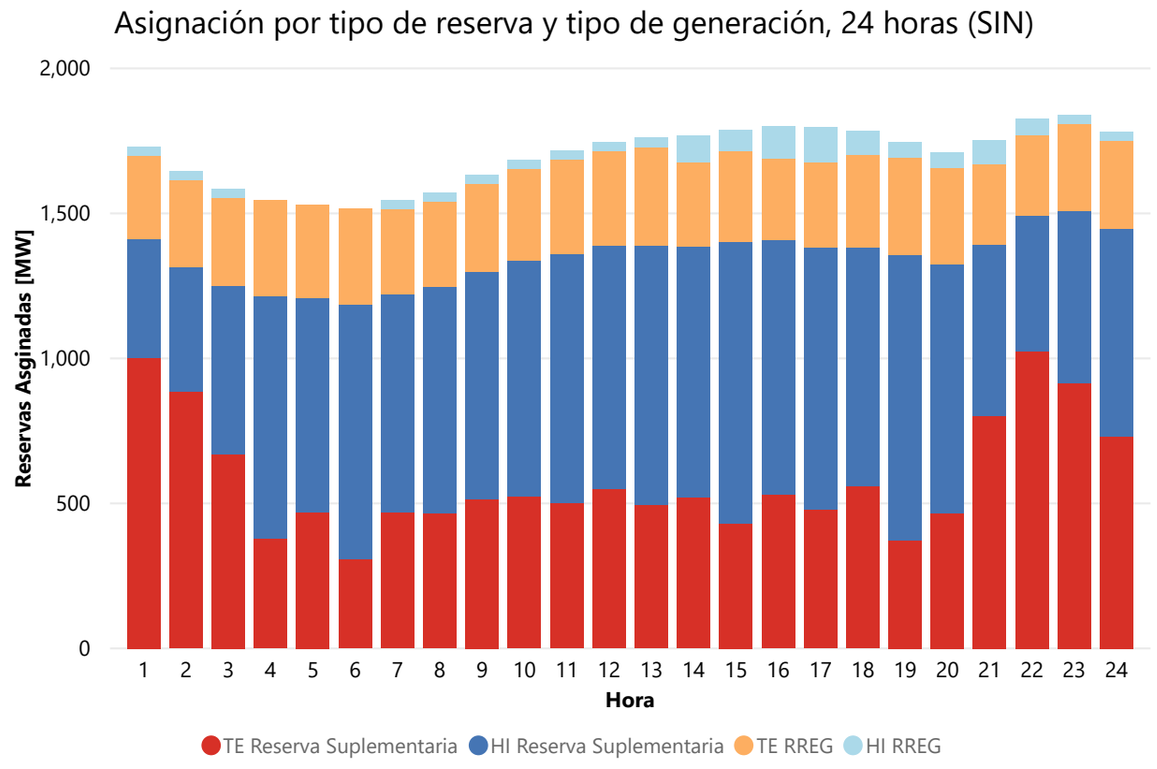
Día de operación: 24 jul 2019

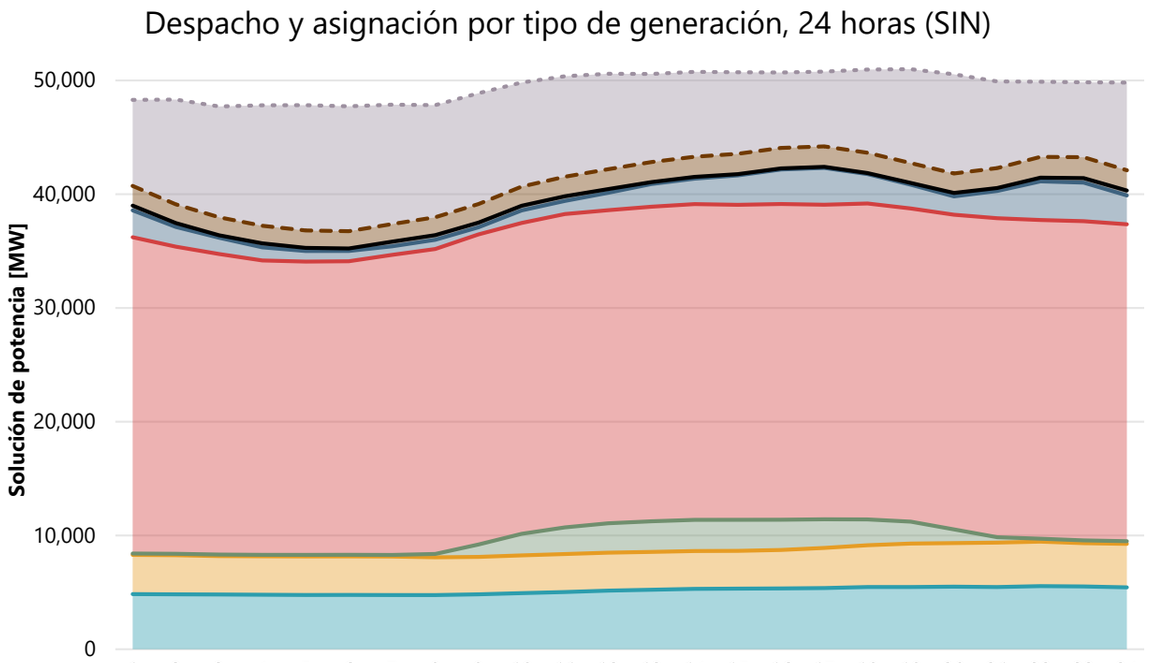
PML máximo y mínimo [$/MWh]

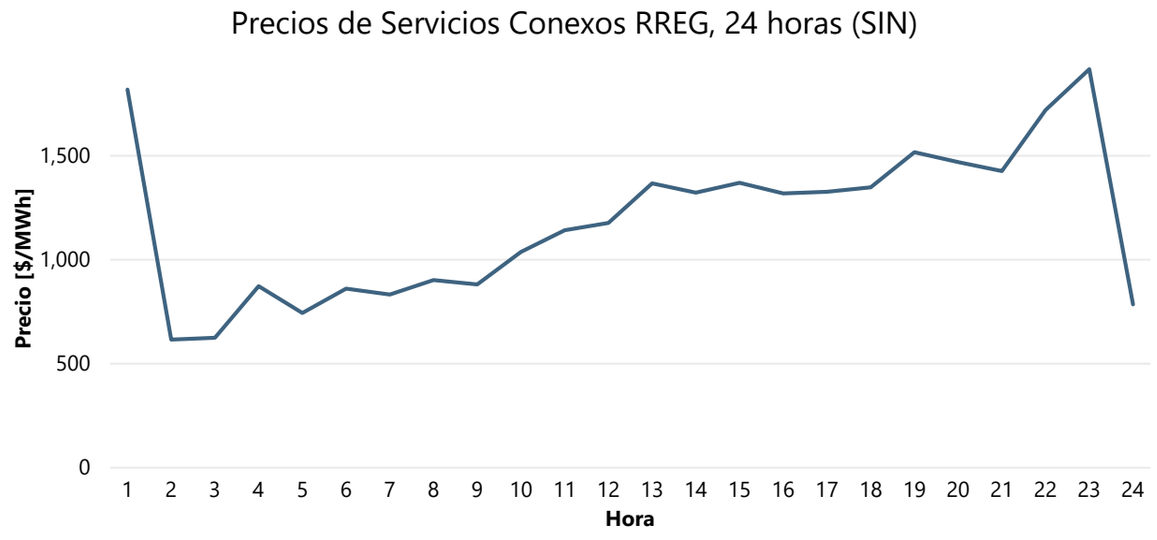
				Componentes del PML						
Descripcion	Estado	Localidad	PML [$/MWh]	Energía [$/MWh]	Pérdidas [$/MWh]	Congestión [$/MWh]	Hora	Nodo	# Observaciones	# Horas	# Nodos
PML MAX	QUINTANA ROO	COZUMEL	4,190.00	1,603.92	513.37	2,072.32	16	08COZ-34.5	1	1	1
PML MIN	VERACRUZ	ALTO LUCERO DE GUTIE	525.00	1,102.94	0.11	-578.00	3	02LAV-400	1	1	1

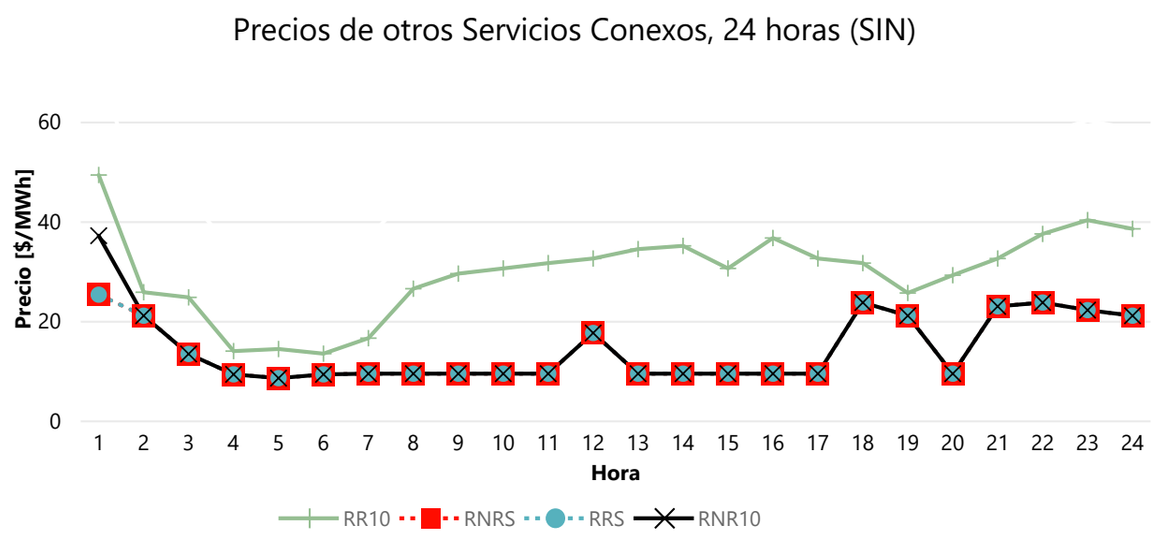
PML, precios de Servicios Conexos, asignación y despacho [$/MWh, MW y %]

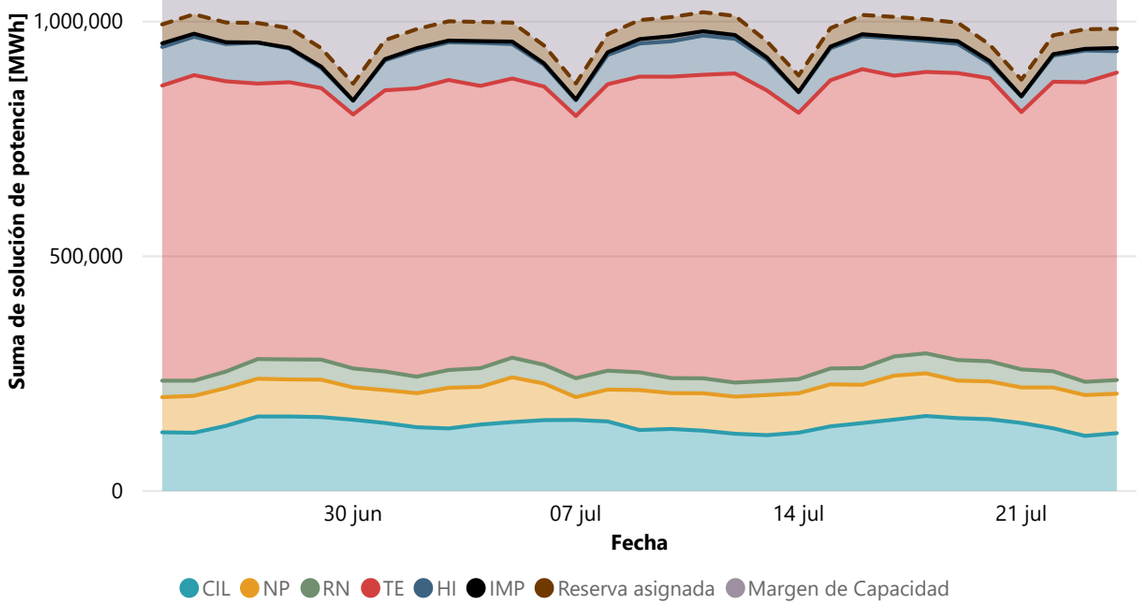












Distribución de PMLs para el día de operación (SIN)

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 2,562)	99.40	99.26	98.20	87.75
[2,562 a 5,124)	0.60	0.74	1.63	11.48
[5,124 a 7,686)	0.00	0.00	0.15	0.72
[7,686 a 10,248)	0.00	0.00	0.01	0.03
[10,248 a 12,810)	0.00	0.00	0.00	0.01
[12,810 a 15,372)	0.00	0.00	0.01	0.00
[15,372 a 17,934)	0.00	0.00	0.00	0.00
[17,934 a 20,496)	0.00	0.00	0.00	0.00
[20,496 a 23,055)	0.00	0.00	0.00	0.00

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Día de operación: 24 jul 2019

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

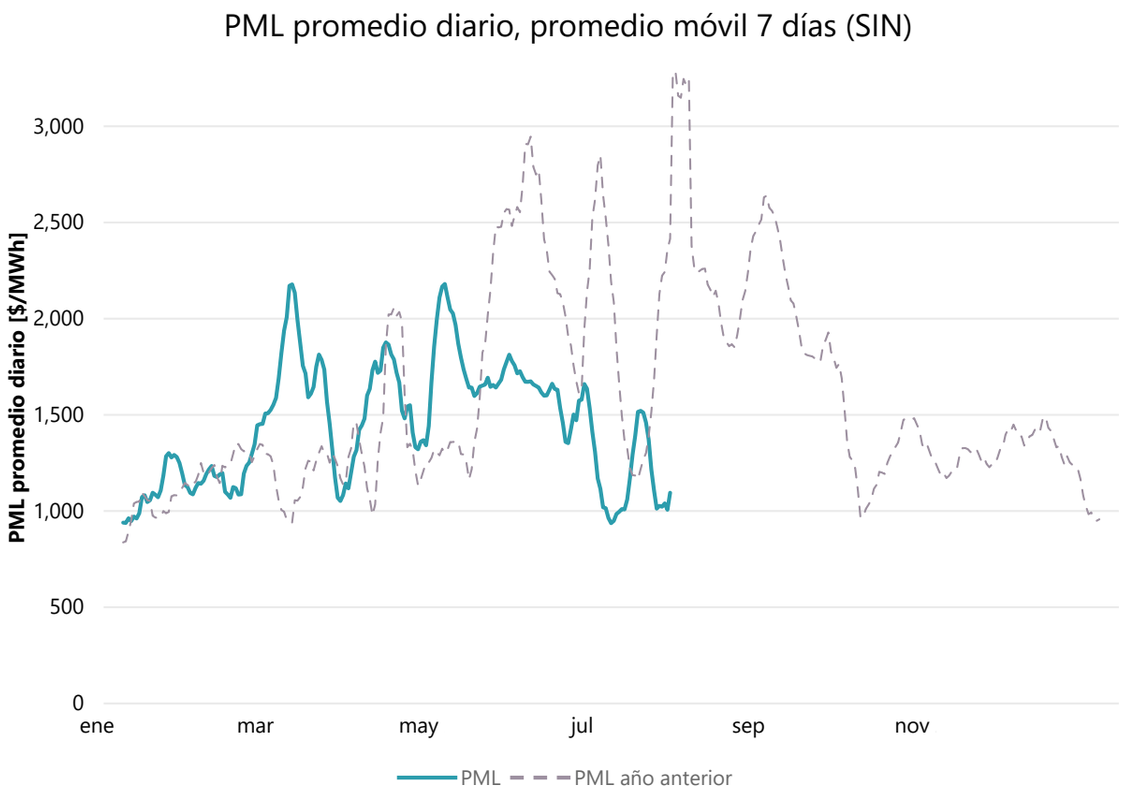
Unidades de Central Eléctrica despachadas parcialmente por tipo de tecnología

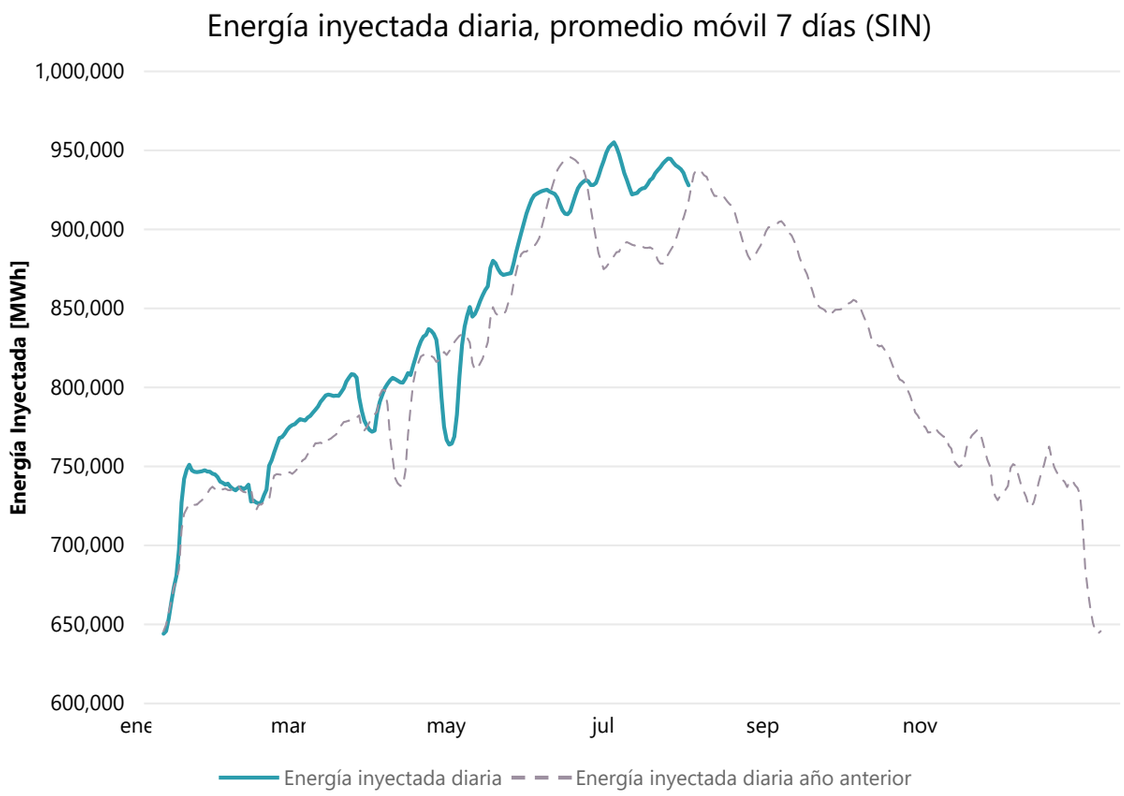
Tipo de Tecnología	Hora Pico	Proporción [%]
Carboeléctrica	17	22.22
Ciclo Combinado	17	16.67
Combustión Interna	17	0.00
Importación	17	5.56
Térmica Convencional	17	50.00
Turbo Gas	17	5.56

Capacidad y energía ofertadas por tipo de generación [4]

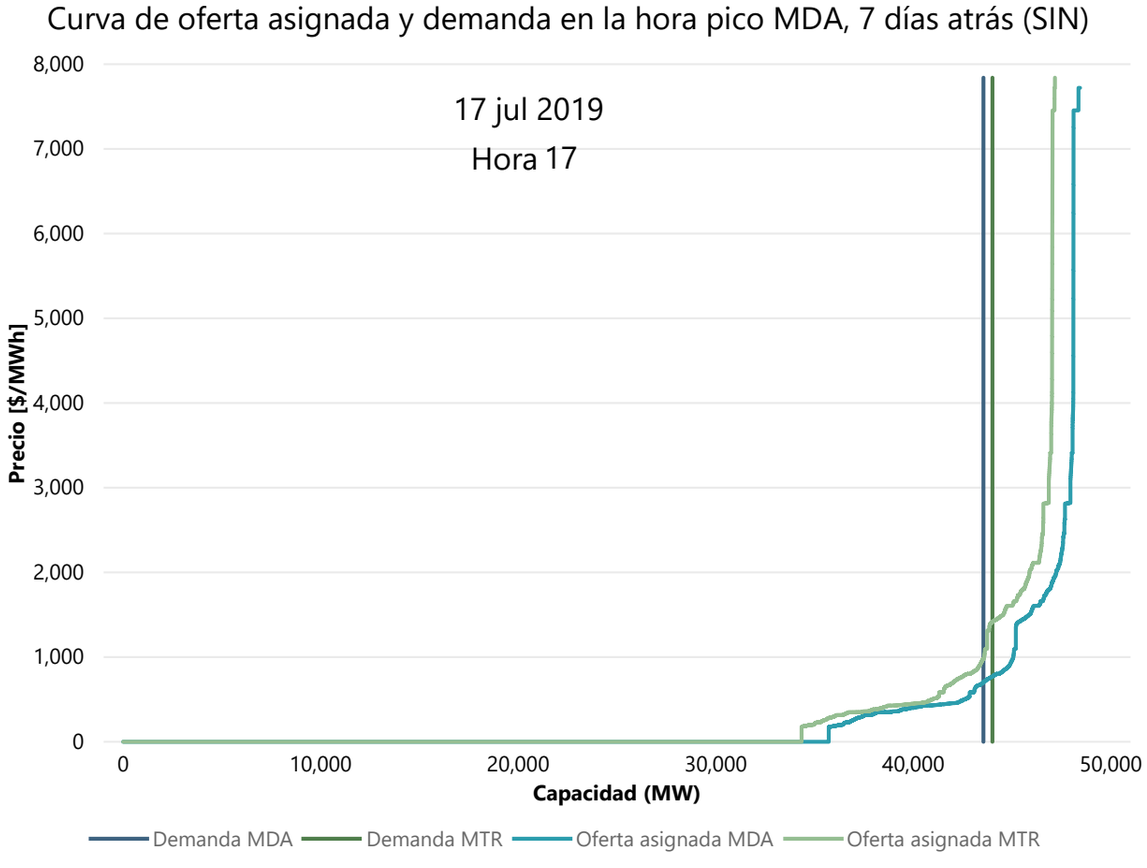
Tipo de generación	Hora Pico	Capacidad Hora Pico [MW]	Energía Diaria [MWh]
CIL	17	5,377.37	123,270.24
HI	17	9,134.94	217,640.26
IMP	17	96.00	6,795.00
NP	17	3,528.15	84,056.49
RN	17	2,516.83	29,087.46
TE	17	30,127.79	727,711.98
Total	**17**	**50,781.08**	**1,188,561.42**

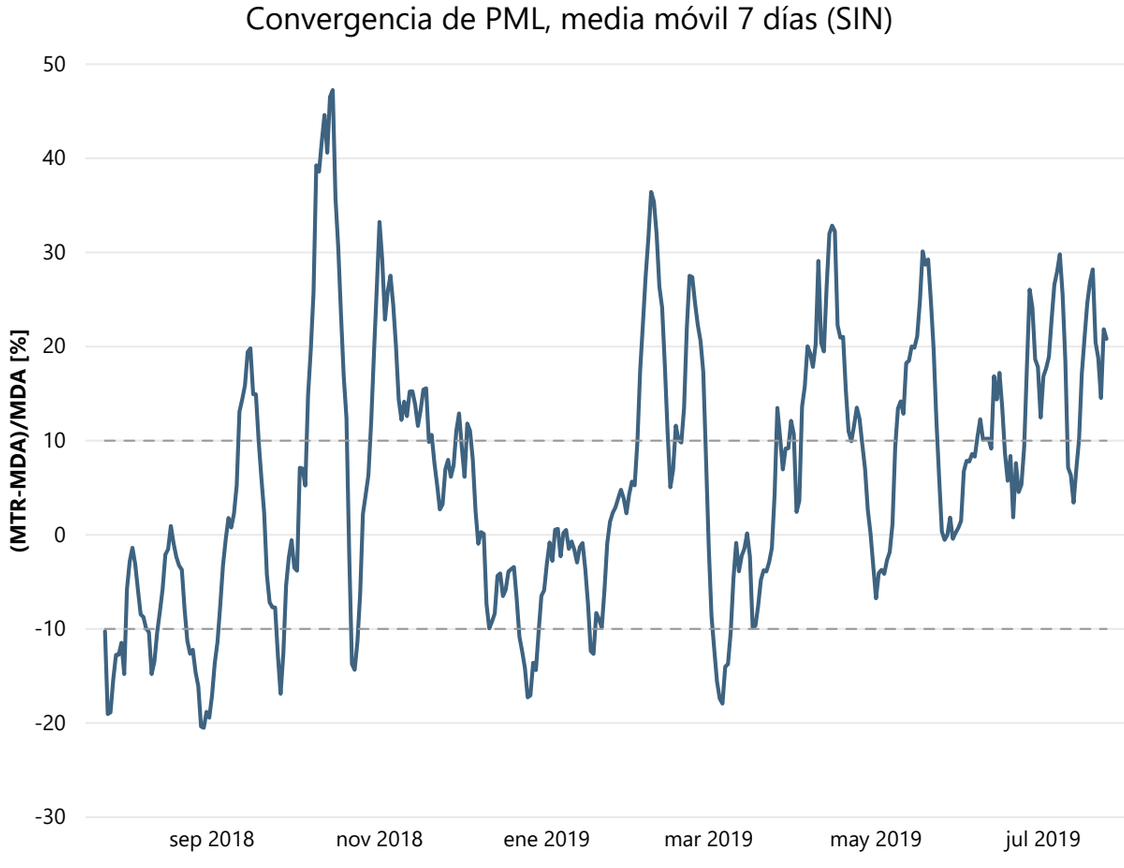
Análisis de largo plazo MDA [$/MWh y MW]





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

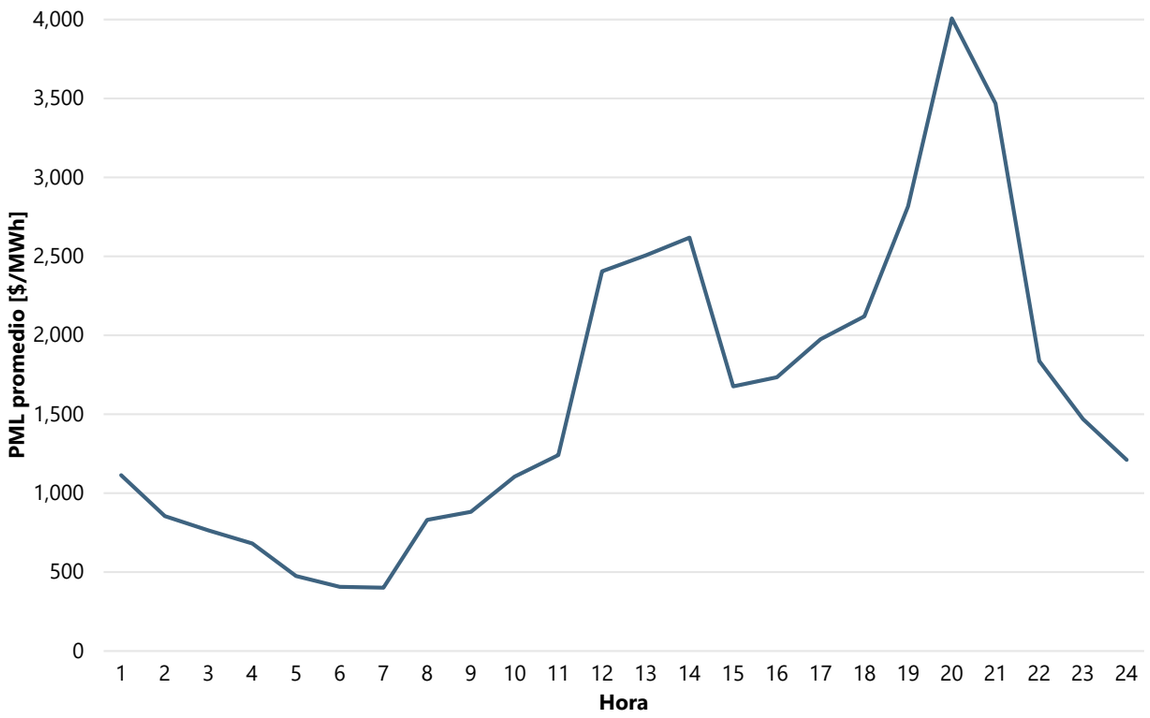
Día de operación: 24 jul 2019

PML máximo y mínimo [$/MWh]

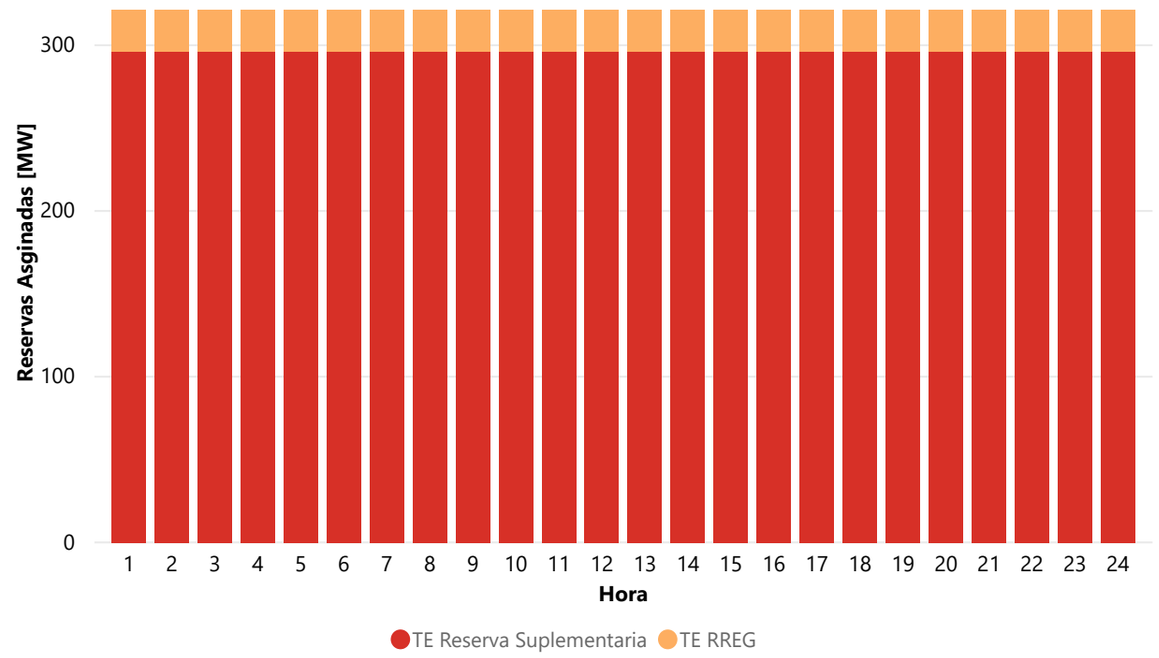
Descripcion	Estado	Localidad	PML [$/MWh]	Componentes del PML			Hora	Nodo	# Observaciones	# Horas	# Nodos
				Energía [$/MWh]	Pérdidas [$/MWh]	Congestión [$/MWh]					
PML MAX	BAJA CALIFORNIA	MEXICALI	7,494.00	2,268.38	371.61	4,854.26	21	07SAF-115	1	1	1
PML MIN	BAJA CALIFORNIA	ENSENADA	391.00	394.01	-3.27	0.00	7	07JOV-230	1	1	1

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

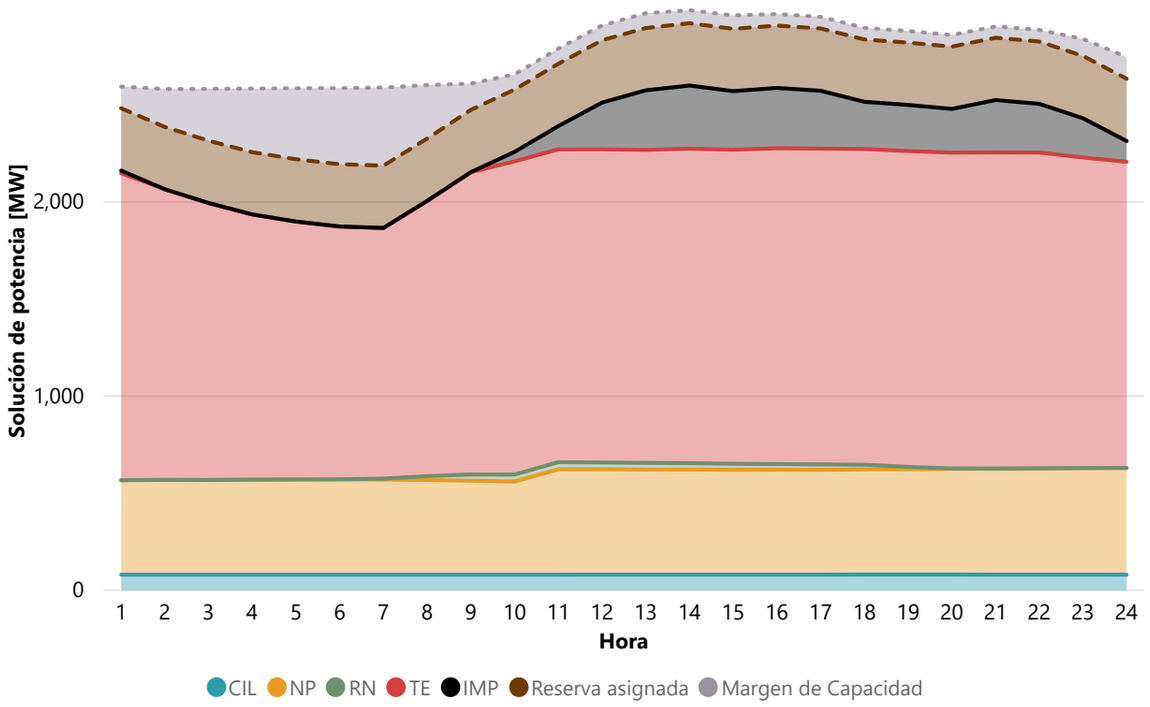
PML promedio, 24 horas (BCA)



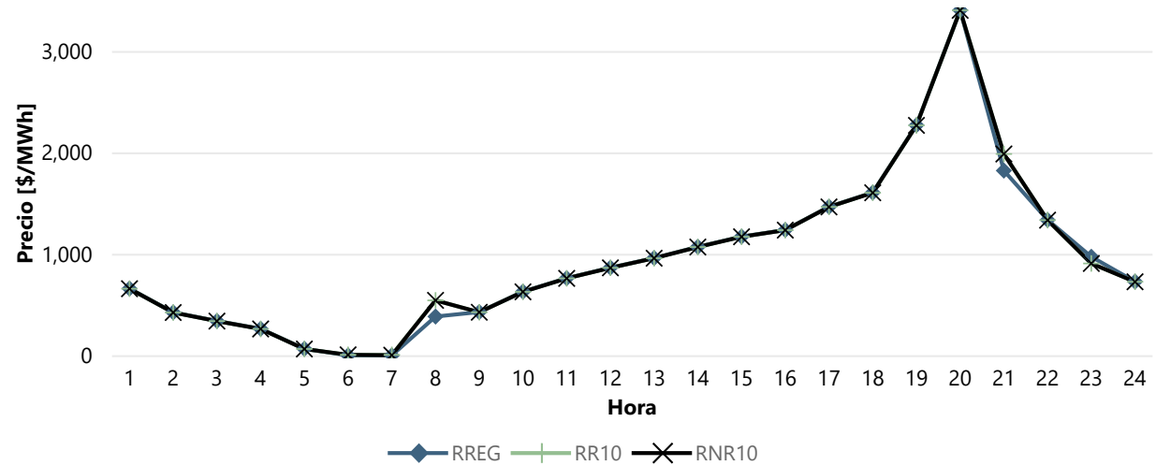
Asignación por tipo de reserva, 24 horas (BCA)



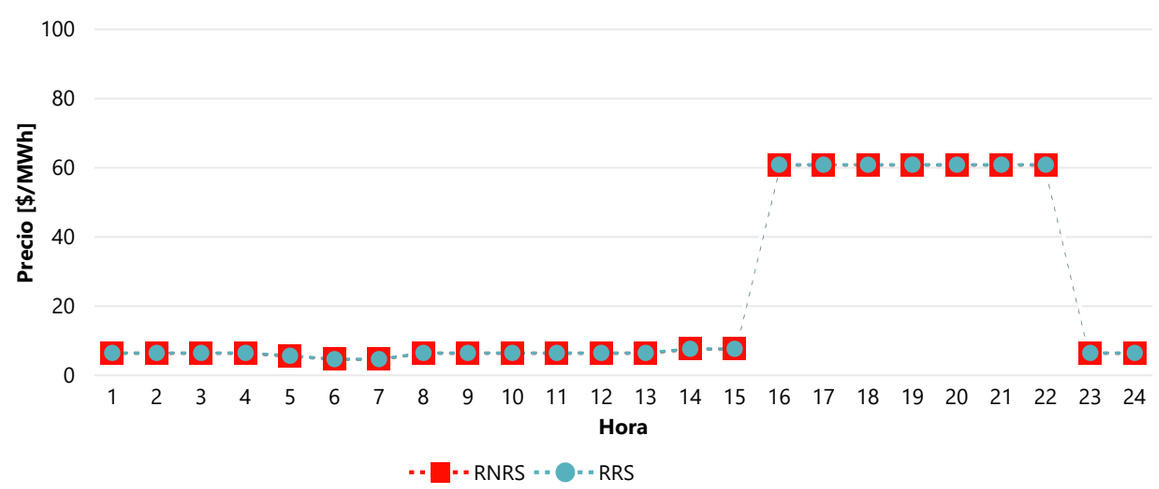
Despacho y asignación por tipo de generación, 24 horas (BCA)



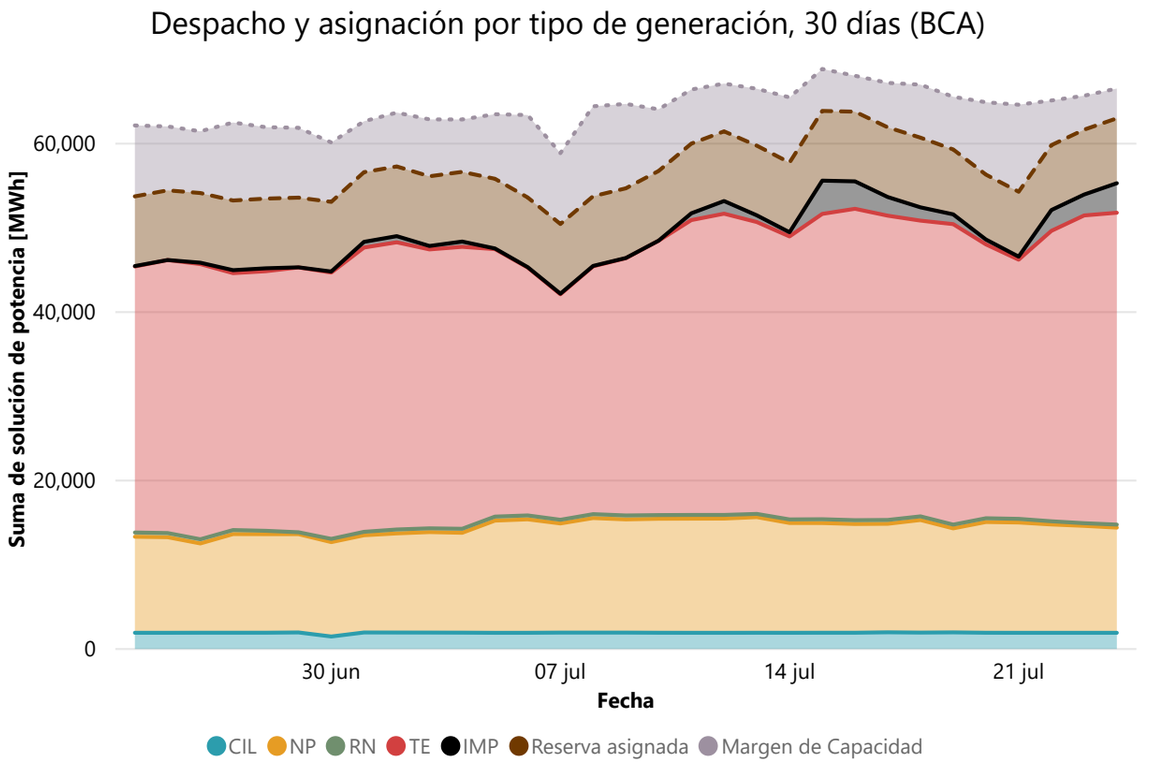
Precios de Servicios Conexos RREG, RR10, y RNR10, 24 horas (BCA)



Precios de otros Servicios Conexos, 24 horas (BCA)



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



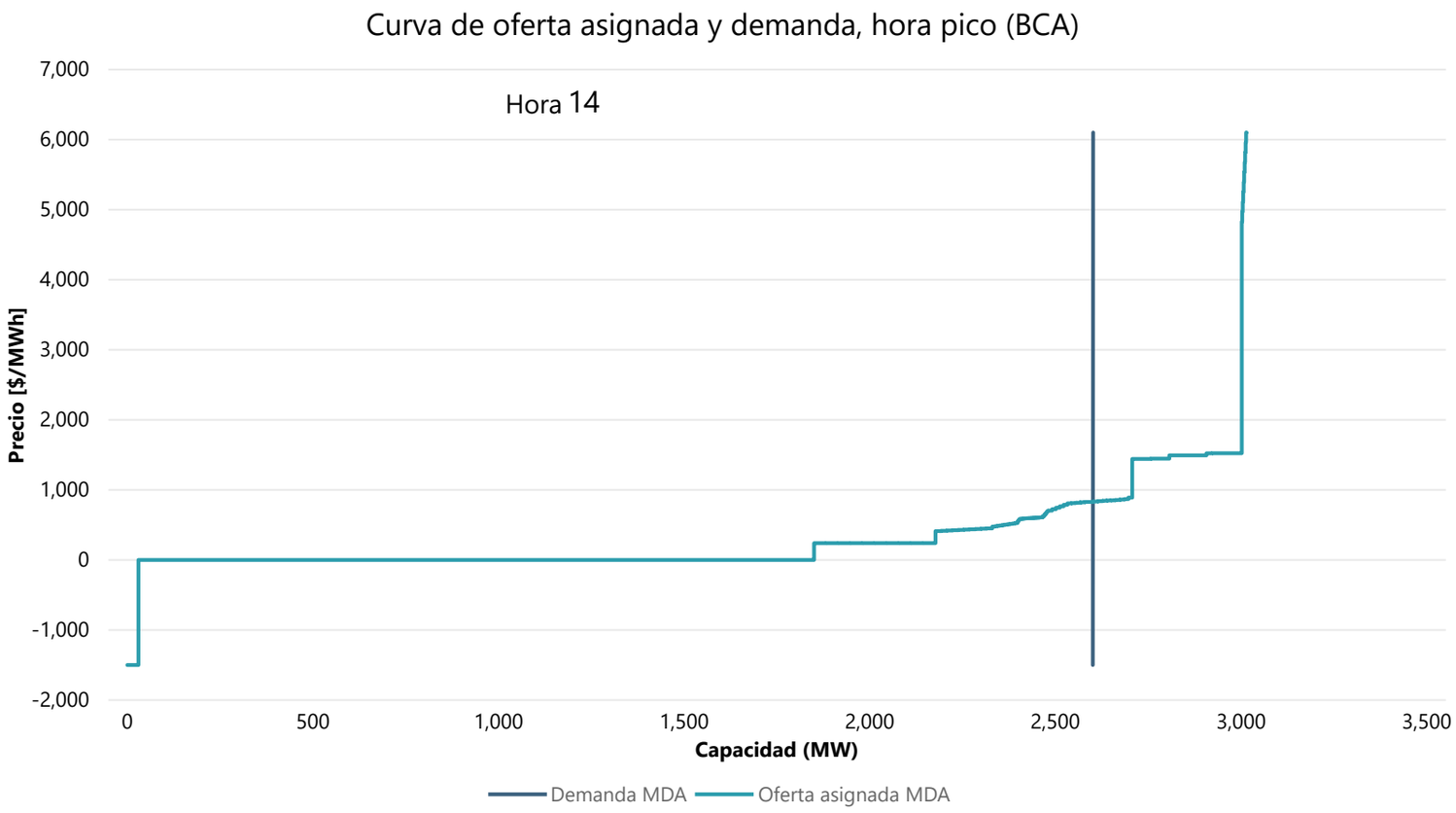
Distribución de PMLs para el día de operación (BCA)

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 2,562)	87.81	100.00	99.36	77.05
[2,562 a 5,124)	8.33	0.00	0.39	13.88
[5,124 a 7,686)	3.86	0.00	0.06	4.13
[7,686 a 10,248)	0.00	0.00	0.00	0.84
[10,248 a 12,810)	0.00	0.00	0.00	1.22
[12,810 a 15,372)	0.00	0.00	0.00	2.87
[15,372 a 17,934)	0.00	0.00	0.00	0.00
[17,934 a 20,496)	0.00	0.00	0.00	0.00
[20,496 a 23,055)	0.00	0.00	0.00	0.00

SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

Día de operación: 24 jul 2019

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



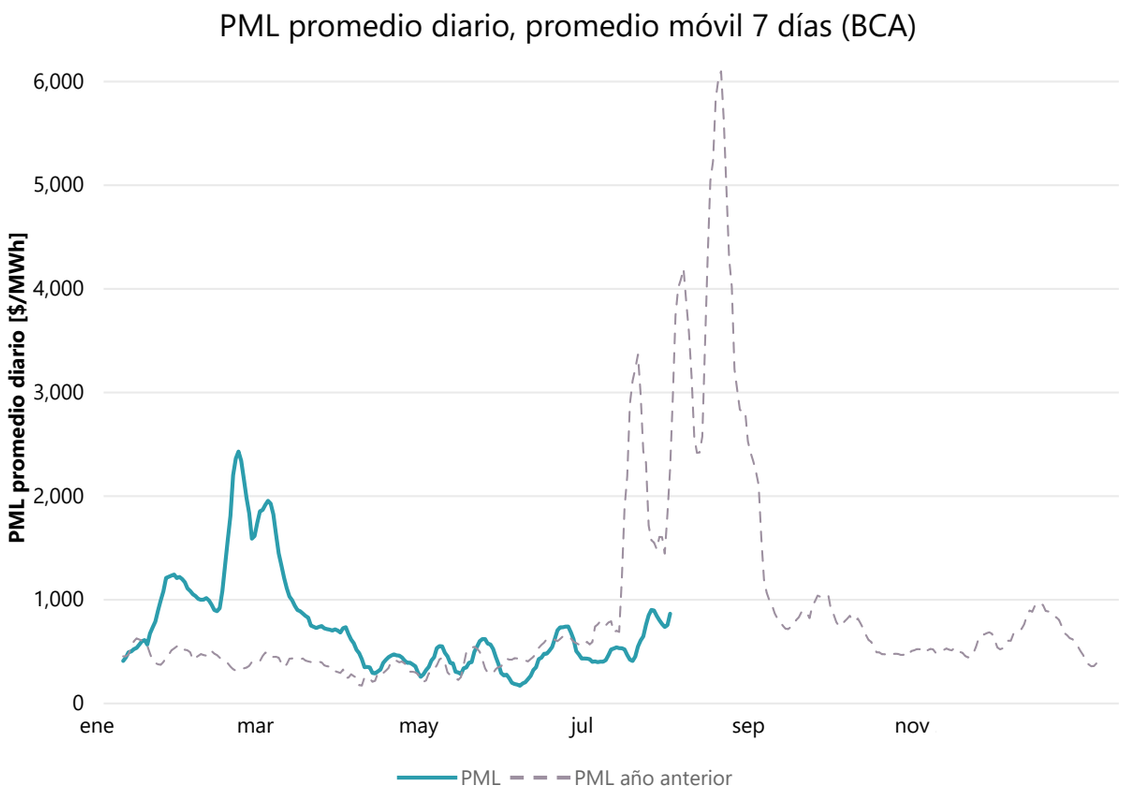
Unidades de Central Eléctrica despachadas parcialmente por tipo de tecnología

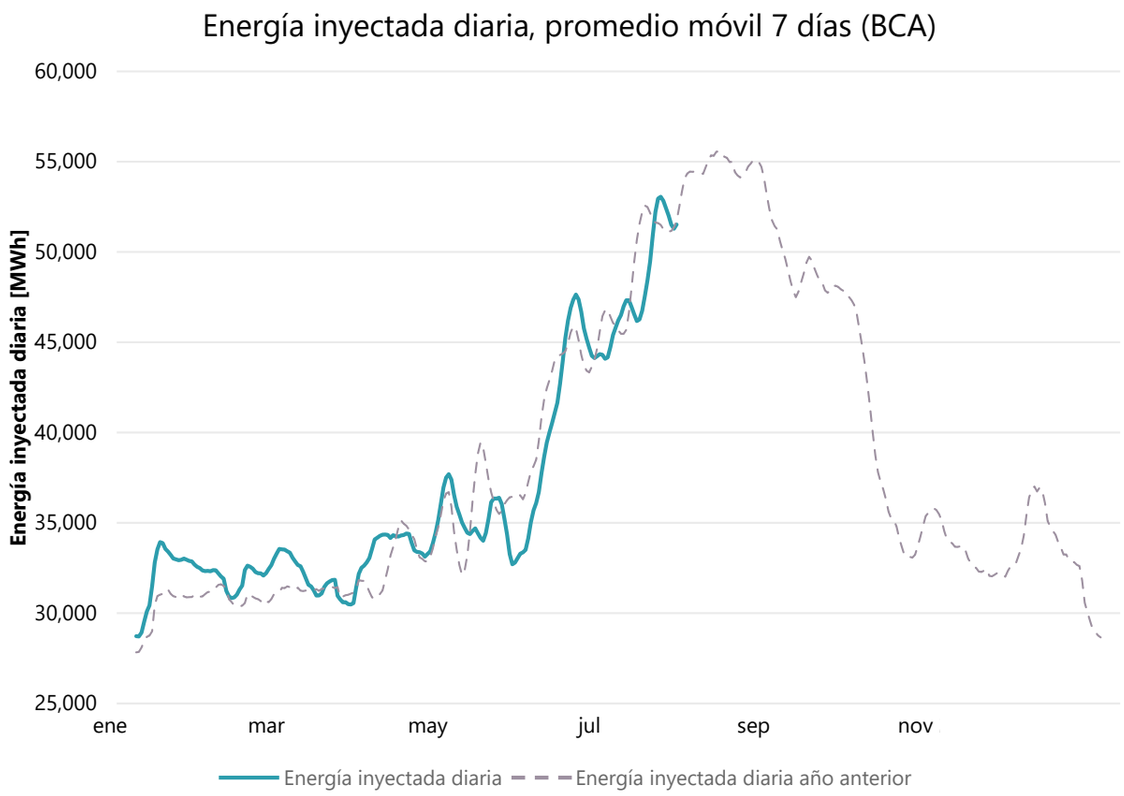
Tipo de Tecnología	Hora Pico	Proporción [%]
Ciclo Combinado	14	44.44
Importación	14	22.22
Térmica Convencional	14	22.22
Turbo Gas	14	11.11

Capacidad y energía ofertadas por tipo de generación [4]

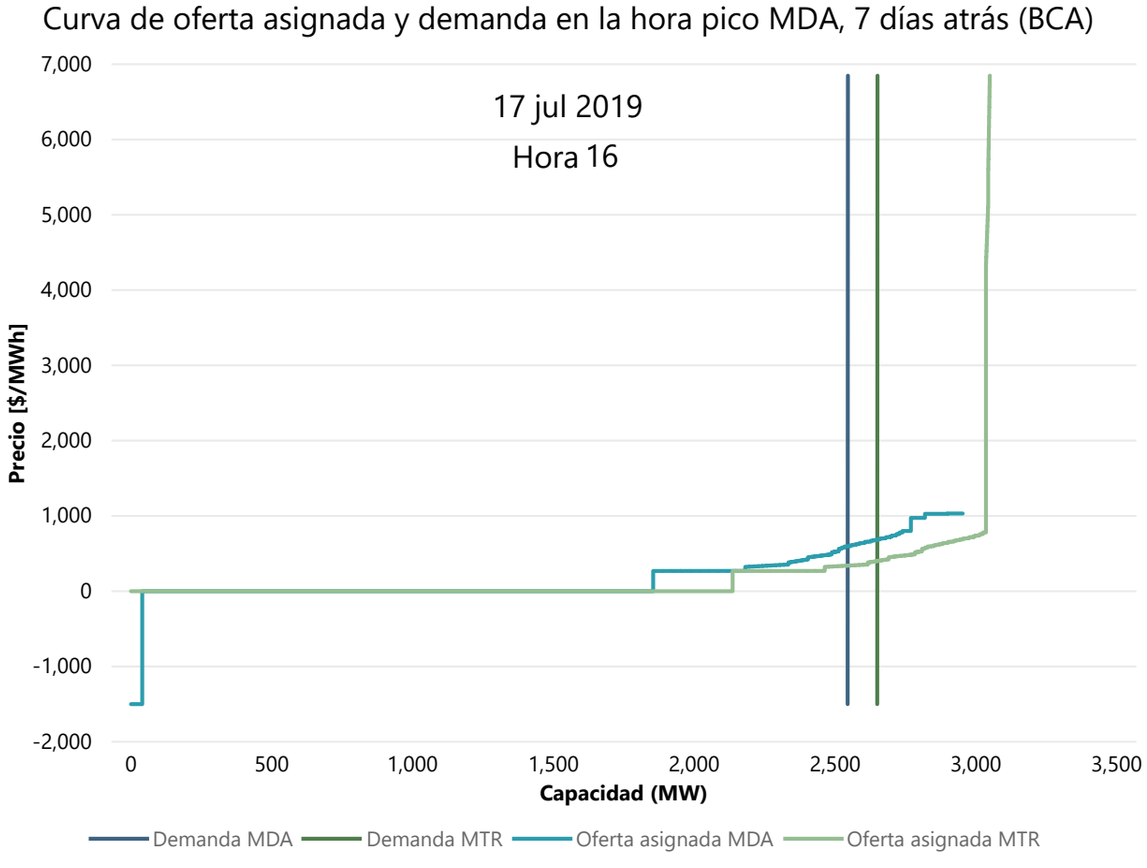
Tipo de generación	Hora Pico	Capacidad Hora Pico [MW]	Energía Diaria [MWh]
CIL	14	80.40	1,926.27
IMP	14	325.00	3,503.00
NP	14	541.10	12,487.69
RN	14	33.02	357.80
TE	14	2,009.00	48,271.00
Total	**14**	**2,988.52**	**66,545.76**

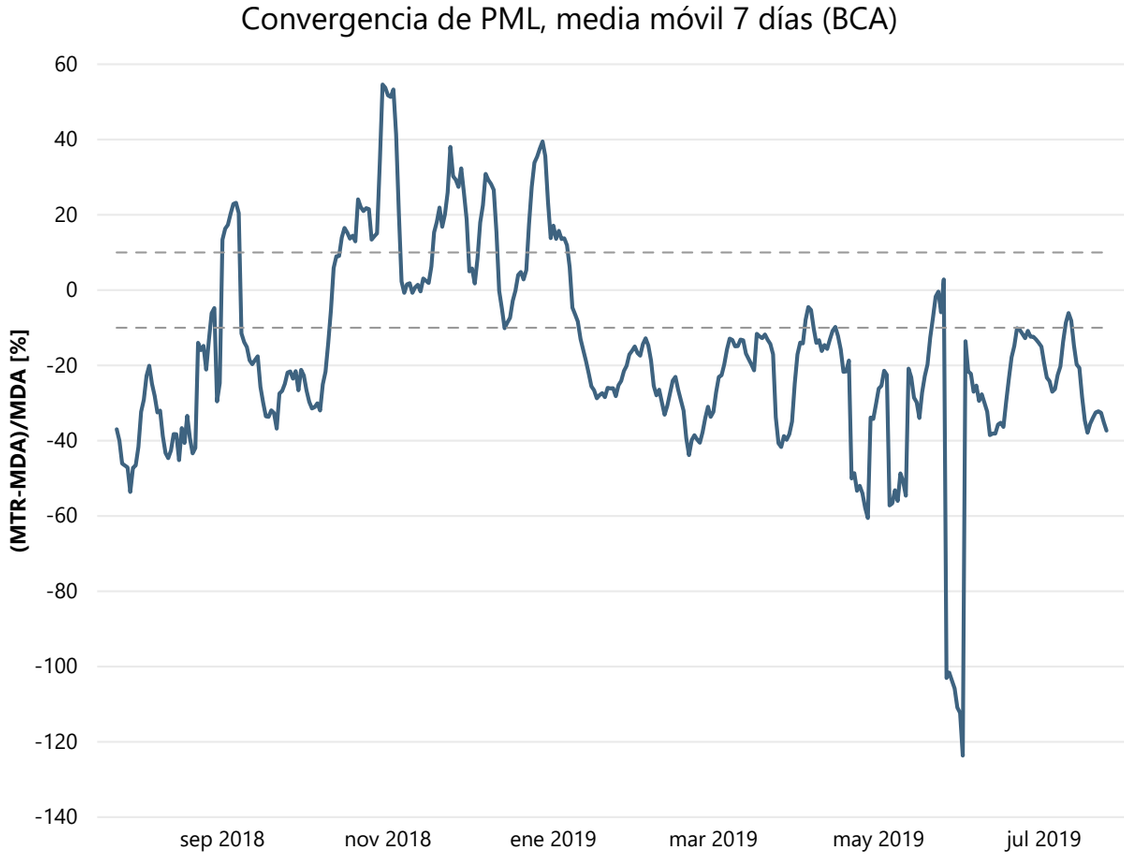
Análisis de largo plazo MDA [$/MWh y MW]





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.

SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR

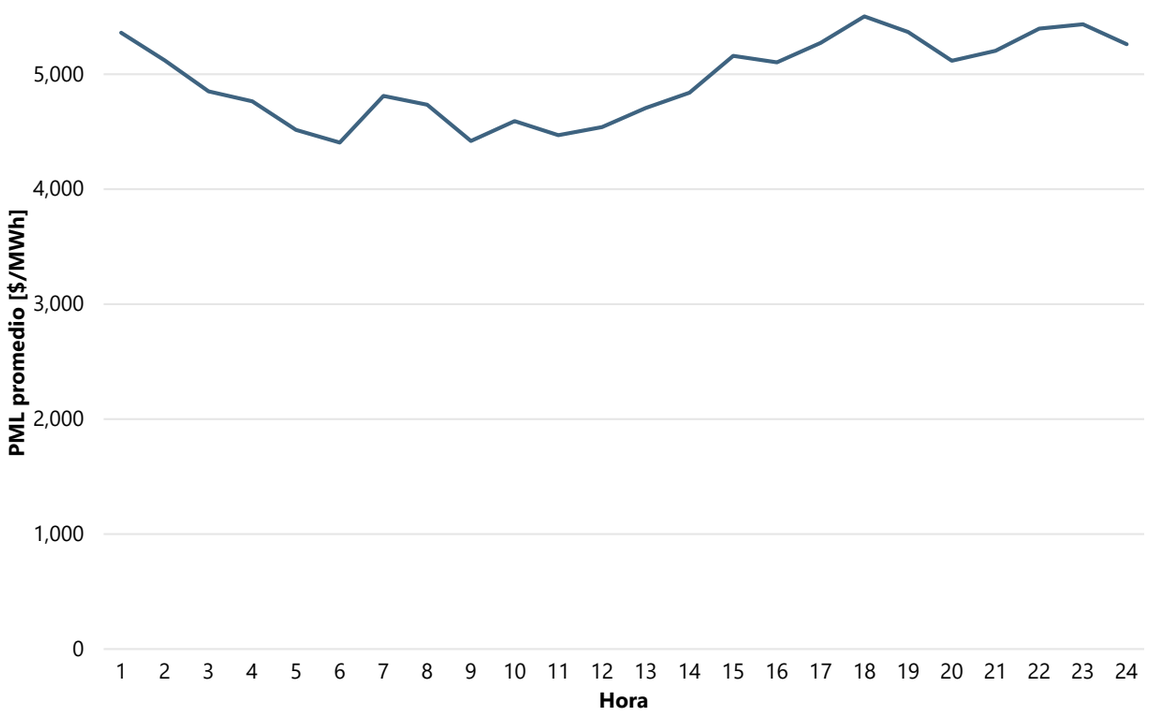
Día de operación: 24 jul 2019

PML máximo y mínimo [$/MWh]

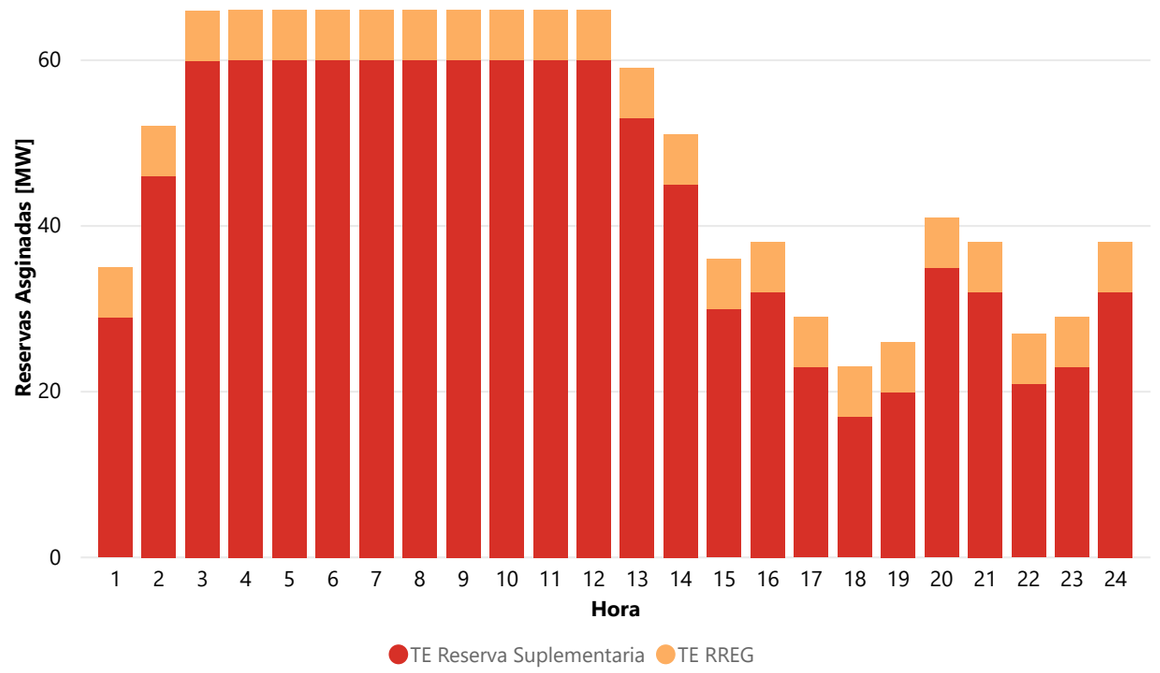
Descripcion	Estado	Localidad	PML [$/MWh]	Componentes del PML			Hora	Nodo	# Observaciones	# Horas	# Nodos
				Energía [$/MWh]	Pérdidas [$/MWh]	Congestión [$/MWh]					
PML MIN	BAJA CALIFORNIA SUR	COMONDU	3,932.00	4,442.98	-511.03	0.00	6	07GAO-115	1	1	1
PML MAX	BAJA CALIFORNIA SUR	LOS CABOS	5,693.00	5,511.91	180.85	0.00	18	07ASJ-115	1	1	1

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

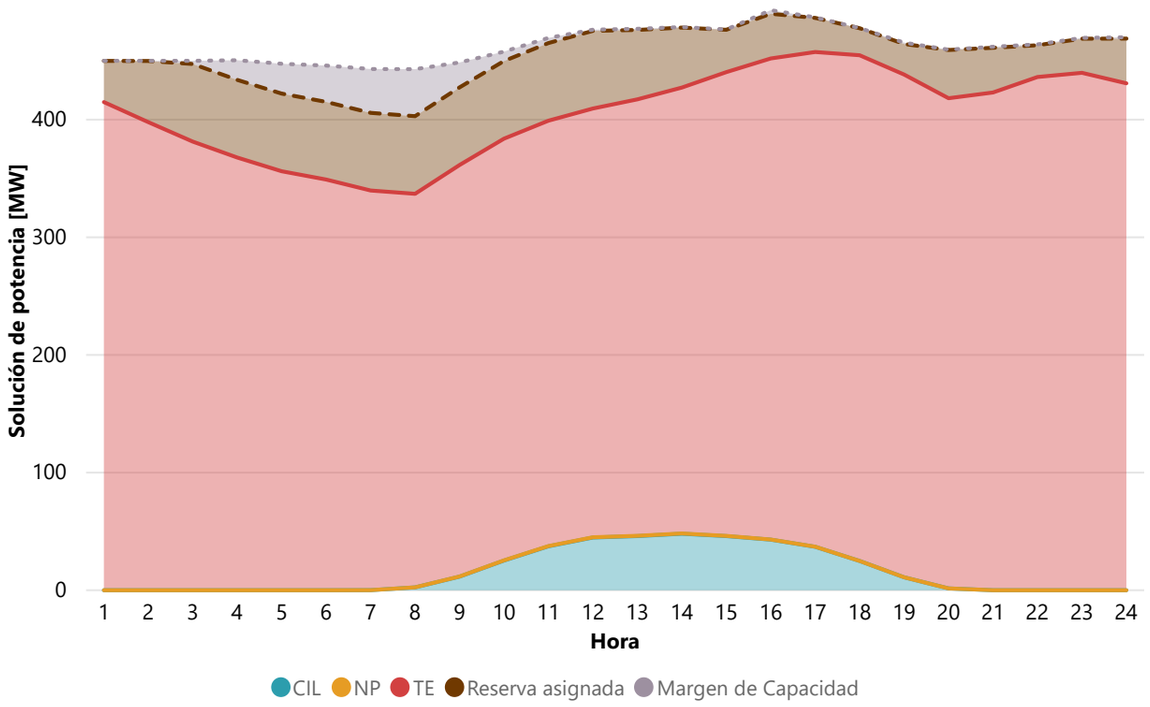
PML promedio, 24 horas (BCS)



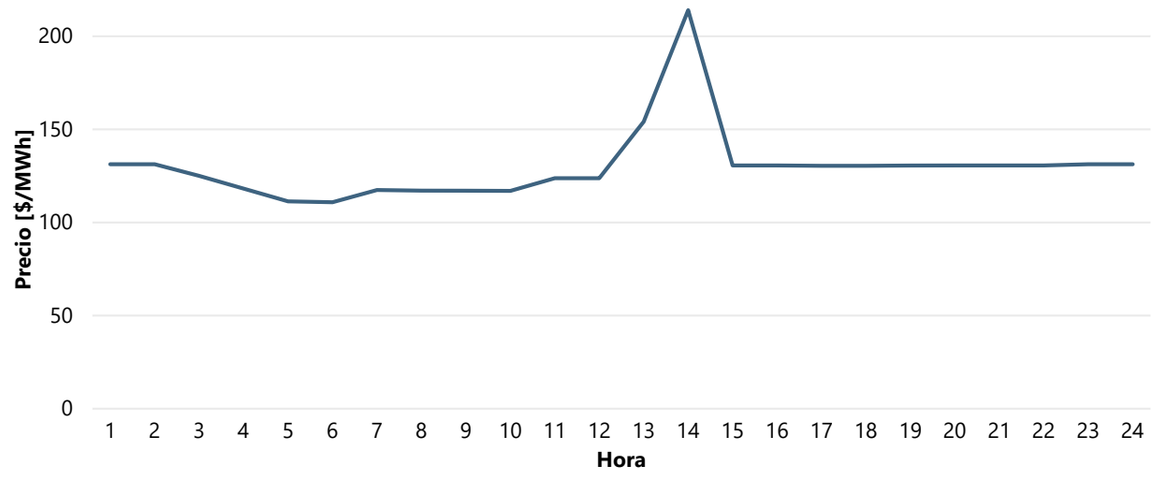
Asignación por tipo de reserva, 24 horas (BCS)



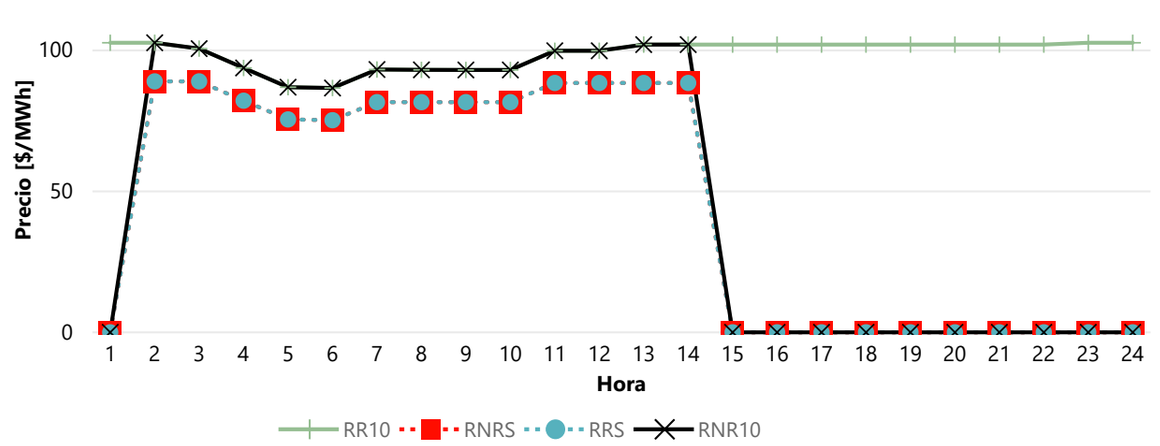
Despacho y asignación por tipo de generación, 24 horas (BCS)



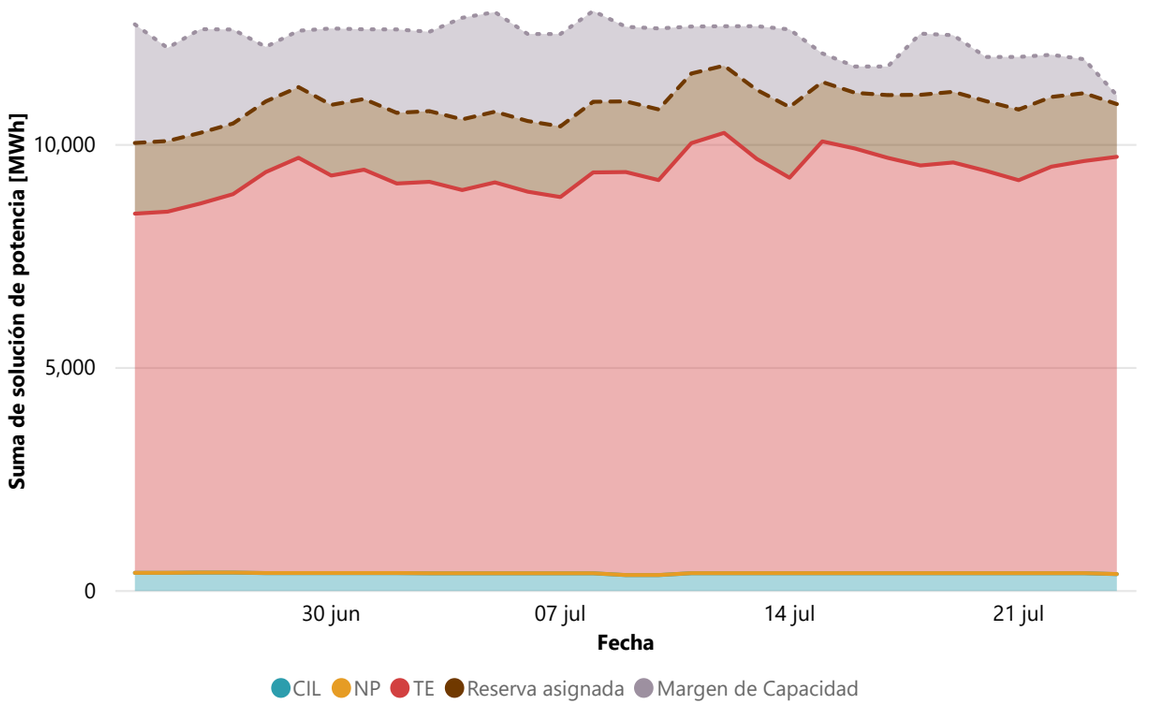
Precios de Servicios Conexos RREG, 24 horas (BCS)



Precios de otros Servicios Conexos, 24 horas (BCS)



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



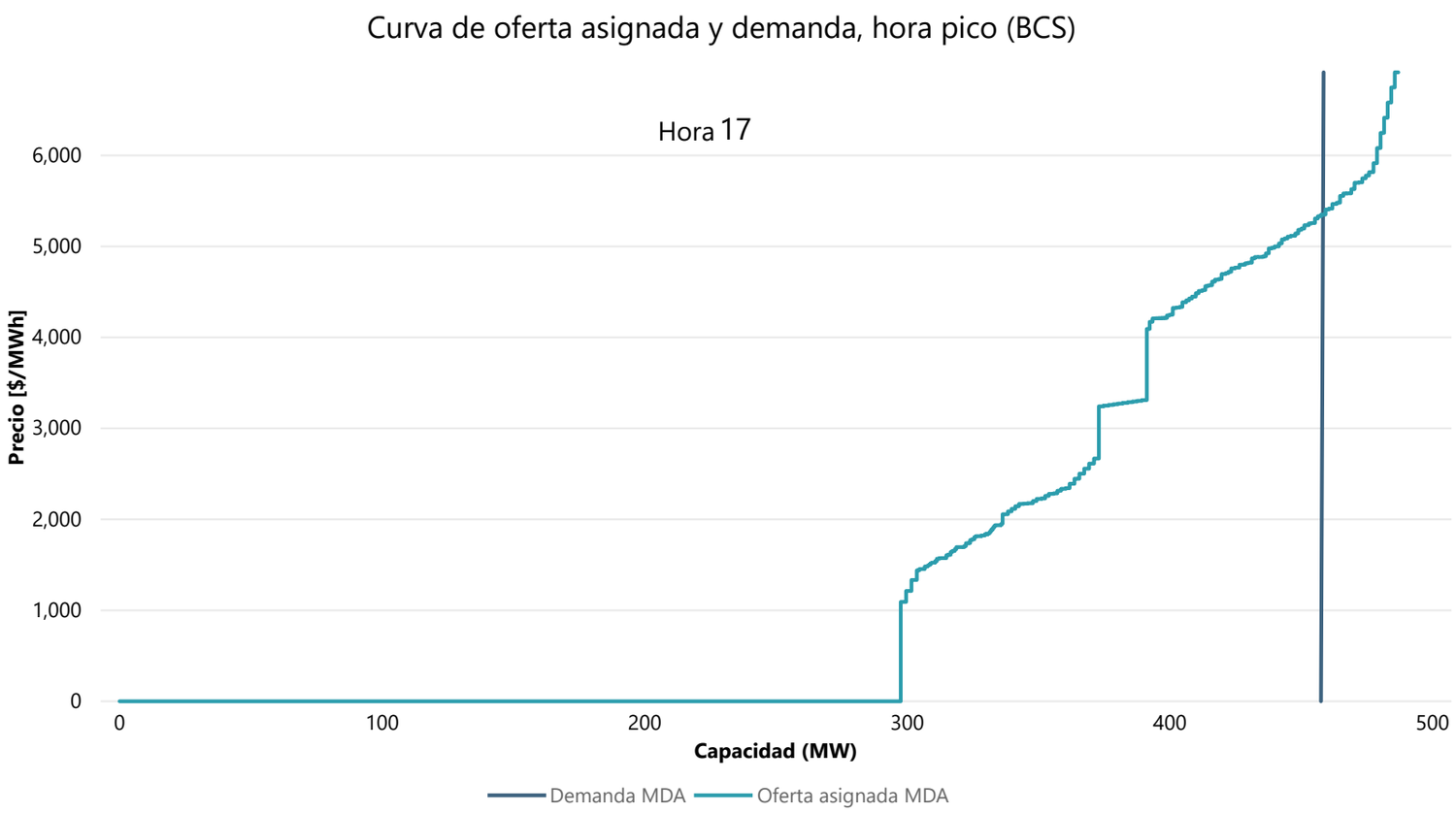
Distribución de PMLs para el día de operación (BCS)

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 2,562)	0.00	0.00	1.34	2.44
[2,562 a 5,124)	61.01	83.18	86.07	97.56
[5,124 a 7,686)	38.99	16.82	12.59	0.00
[7,686 a 10,248)	0.00	0.00	0.00	0.00
[10,248 a 12,810)	0.00	0.00	0.00	0.00
[12,810 a 15,372)	0.00	0.00	0.00	0.00
[15,372 a 17,934)	0.00	0.00	0.00	0.00
[17,934 a 20,496)	0.00	0.00	0.00	0.00
[20,496 a 23,055)	0.00	0.00	0.00	0.00

SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR

Día de operación: 24 jul 2019

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



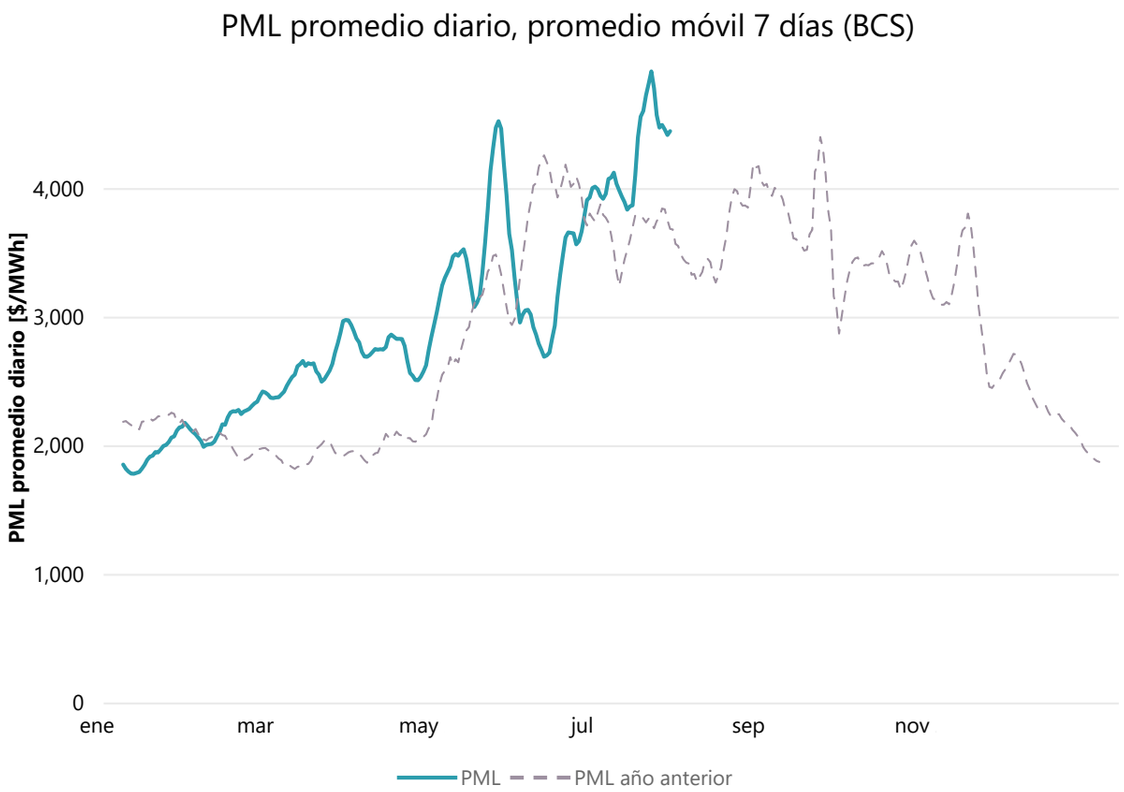
Unidades de Central Eléctrica despachadas parcialmente por tipo de tecnología

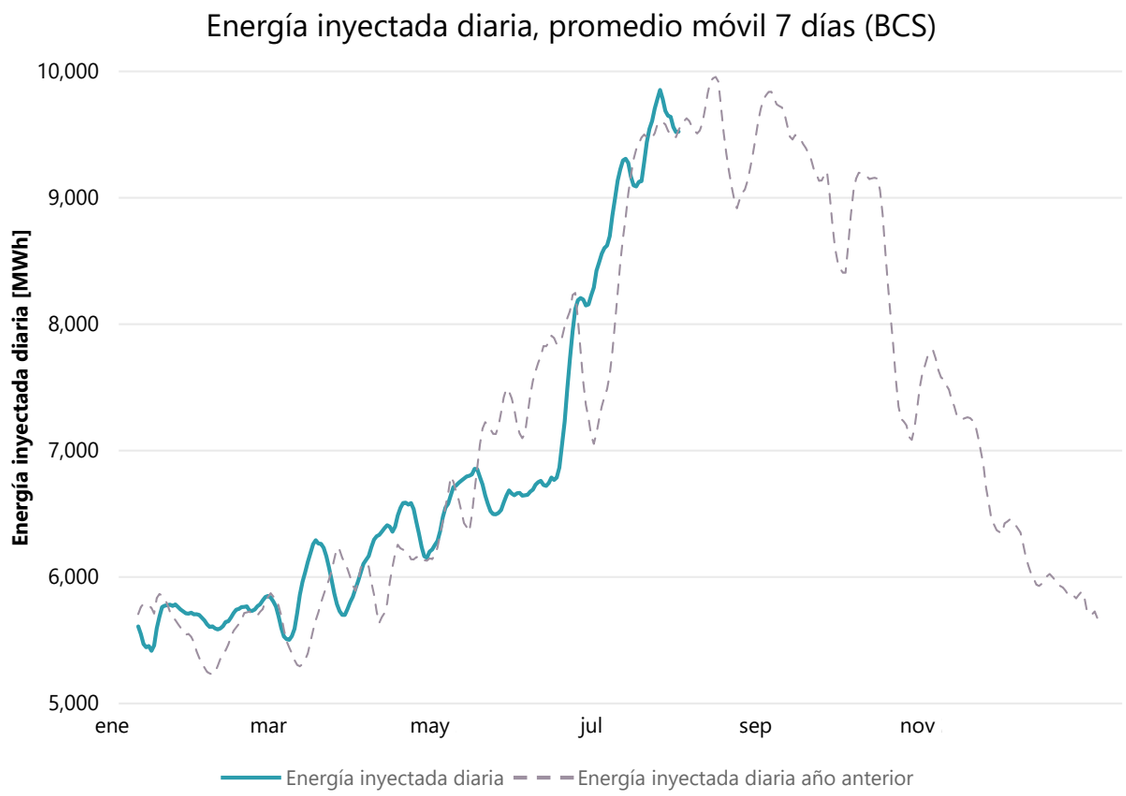
Tipo de Tecnología	Hora Pico	Proporción [%]
Combustión Interna	17	0.00
Térmica Convencional	17	0.00
Turbo Gas	17	100.00

Capacidad y energía ofertadas por tipo de generación [4]

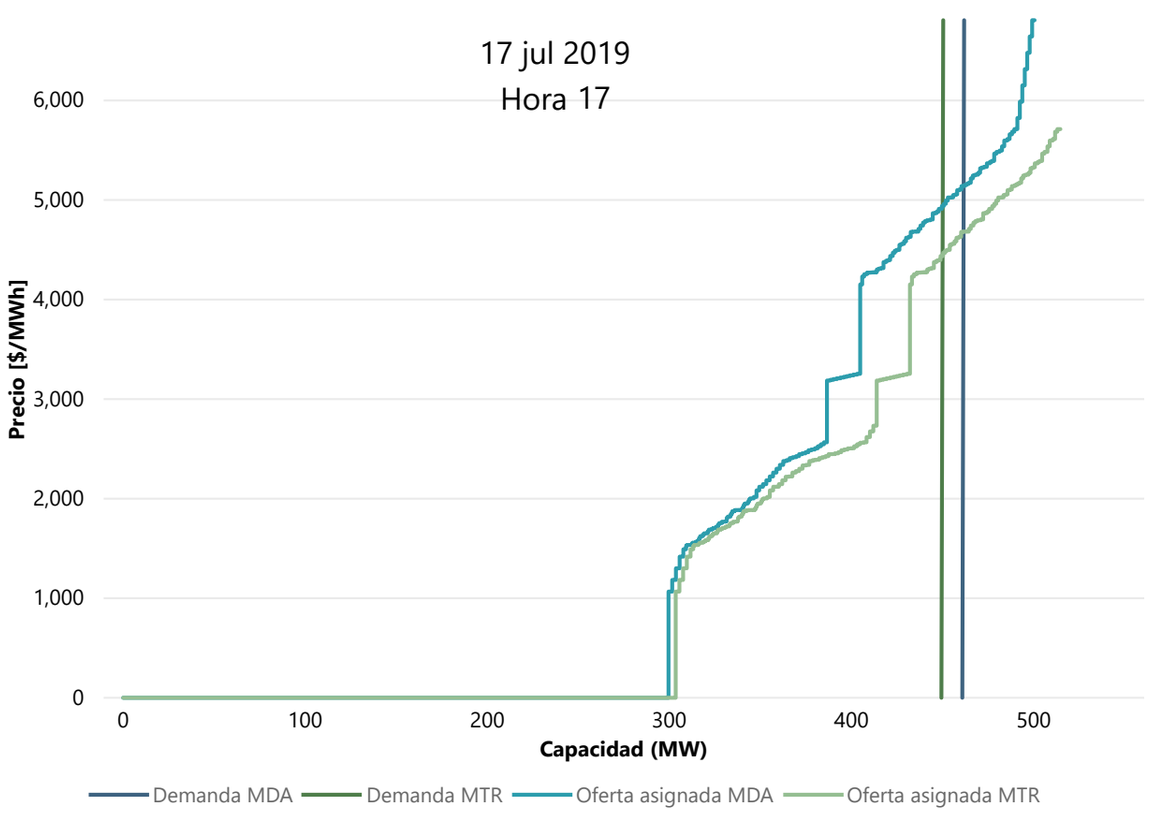
Tipo de generación	Hora Pico	Capacidad Hora Pico [MW]	Energía Diaria [MWh]
CIL	17	36.93	378.75
NP	17	0.06	1.50
TE	17	449.98	10,733.37
Total	**17**	**486.97**	**11,113.62**

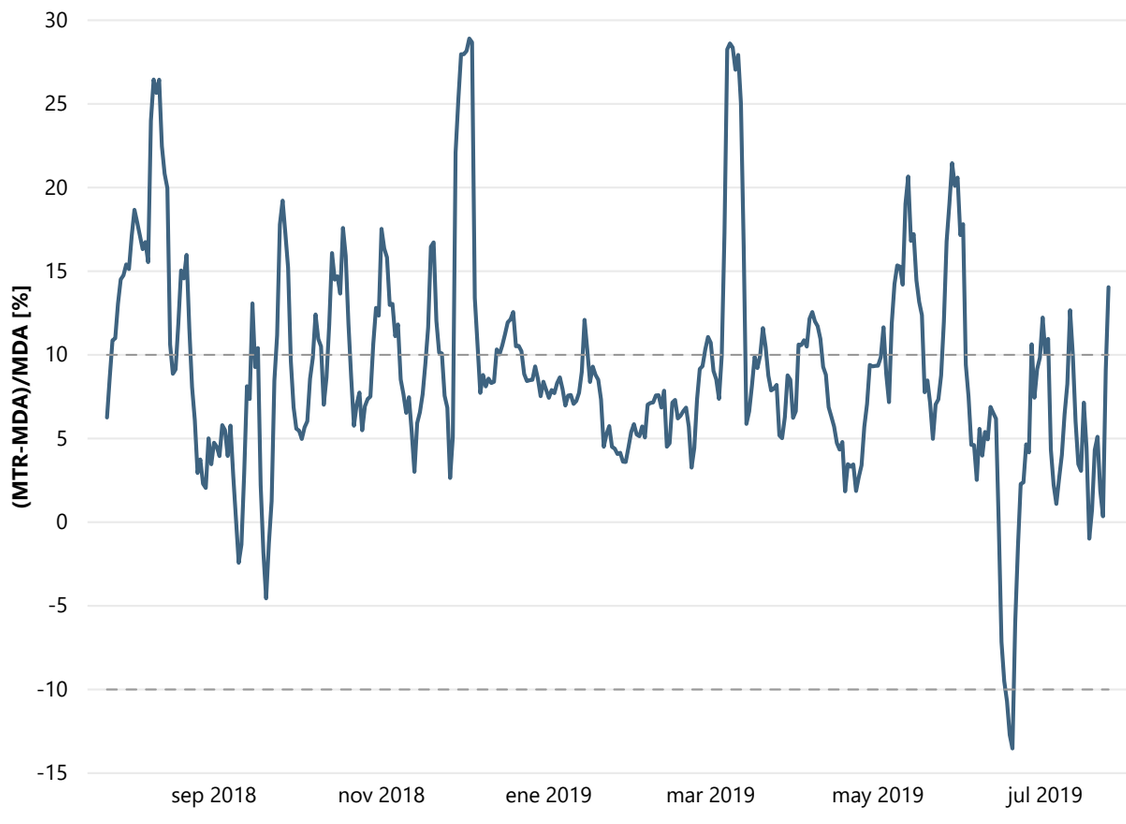
Análisis de largo plazo MDA [$/MWh y MW]





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.