REPORTE DIARIO DEL MERCADO DEL DÍA EN ADELANTO (MDA)

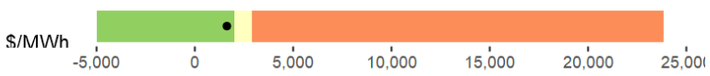
Monitor Independiente del Mercado (MIM)

Día de operación: 21 ago 2019

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

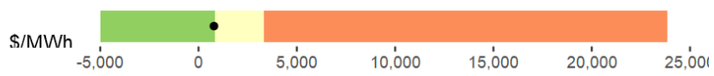
Sistema Interconectado Nacional (SIN)

1,630



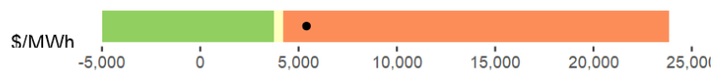
Sistema Interconectado Baja California (BCA)

785



Sistema Interconectado Baja California Sur (BCS)

5,404



Análisis preliminar

El margen de capacidad para el BCS, después de considerar requerimientos de reservas, registró un valor mínimo de 0.02% en la hora 2. Se presentaron PML entre $5,004/MWh y $6,813/MWh durante 18 horas.

El margen de capacidad para el BCA, después de considerar requerimientos de reservas, registró un valor mínimo de 2.65% en la hora 16. Las importaciones máximas asignadas fueron de 232 MW en la hora 14.

Se presentaron PML menores a $100/MWh en la GCR Noroeste en el 25% de sus nodos, durante 2 horas.

Noticias relevantes

El 20 de agosto se presentaron 13 Estados Operativos de Alerta en Tiempo Real: 4 en la GCR Peninsular, 2 en la GCR Oriental, 2 en la GCR Norte, 2 en la GCR Noroeste, 1 en la GCR Noreste y 2 en el BCS.

De las 15:58 h del 20 de agosto, a las 01:29 h del 21 de agosto de 2019, el BCS estuvo en 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. Enlace

El 20 de agosto de las 13:26 h a las 15:08 h, el BCS estuvo en 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. Enlace

De las 21:26 h del 19 de agosto, a las 00:39 h del 20 de agosto de 2019, el BCS estuvo en Estado Operativo de Emergencia por requerir afectación de carga de forma manual, al contar con un margen de reserva operativa menor al 4% y no soportar la contingencia sencilla más severa Enlace

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

SIN

8,674

BCA

302

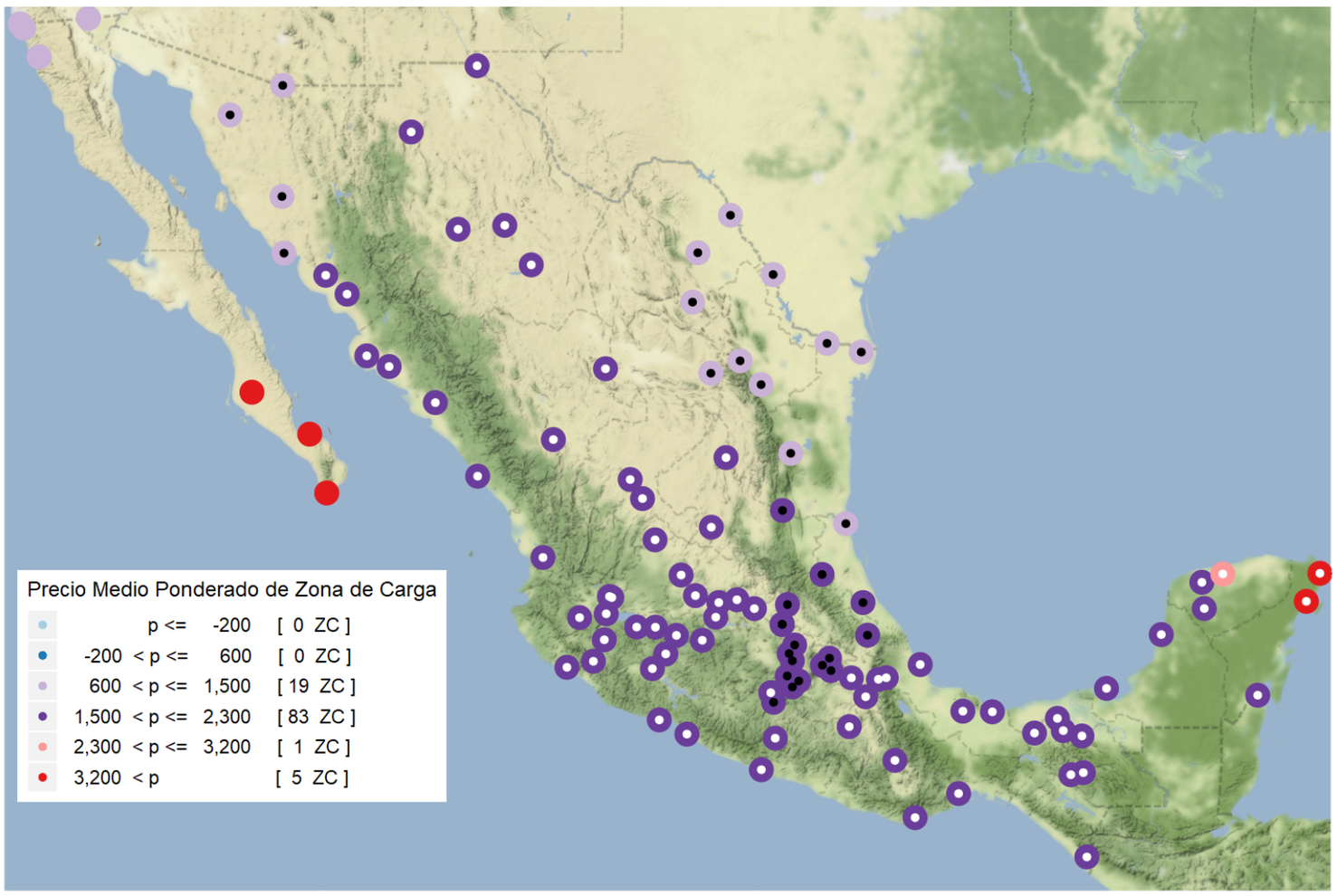
BCS

10

Margen de capacidad mínimo después de reservas [%]

Sistema	Hora	Día de operación (%)	Promedio 21 días (%)
BCA	16	2.65	2.86
BCS	2	0.02	0.06
SIN	22	12.56	12.26

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

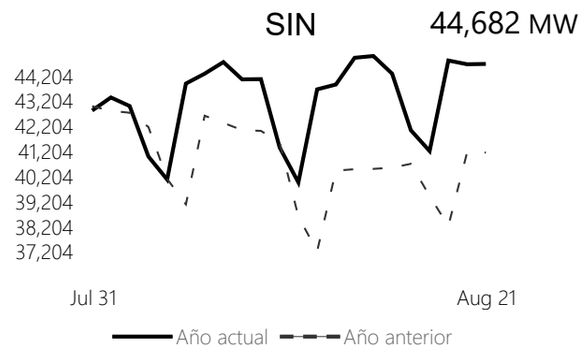


Congestión positiva **(Centros blancos)** indica que el costo de entrega de energía en este punto es mayor que el costo de la entrega en el nodo de referencia.

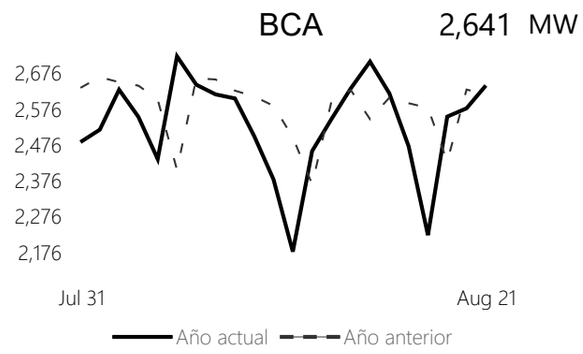
Congestión negativa **(Centros negros)** indica que el costo de entrega de energía en este punto es menor que el costo de la entrega en el nodo de referencia.

Demanda pico [MW] [2]

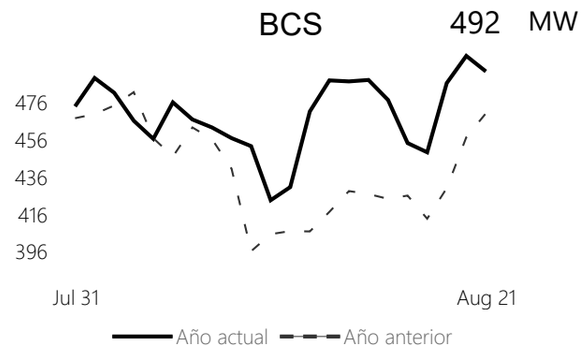
SIN 44,682 MW



BCA 2,641 MW

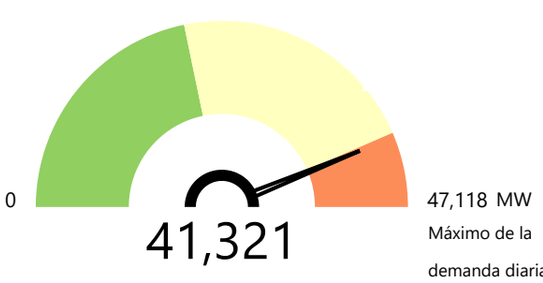


BCS 492 MW



Demanda promedio del día [MW] [3]

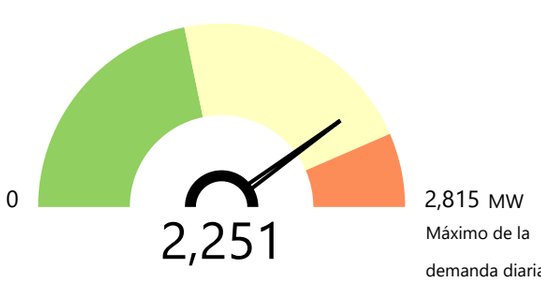
SIN



41,321

Máximo de la demanda diaria del año anterior +15%

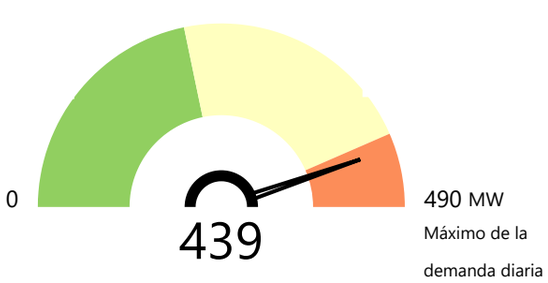
BCA



2,251

Máximo de la demanda diaria del año anterior +15%

BCS



439

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%

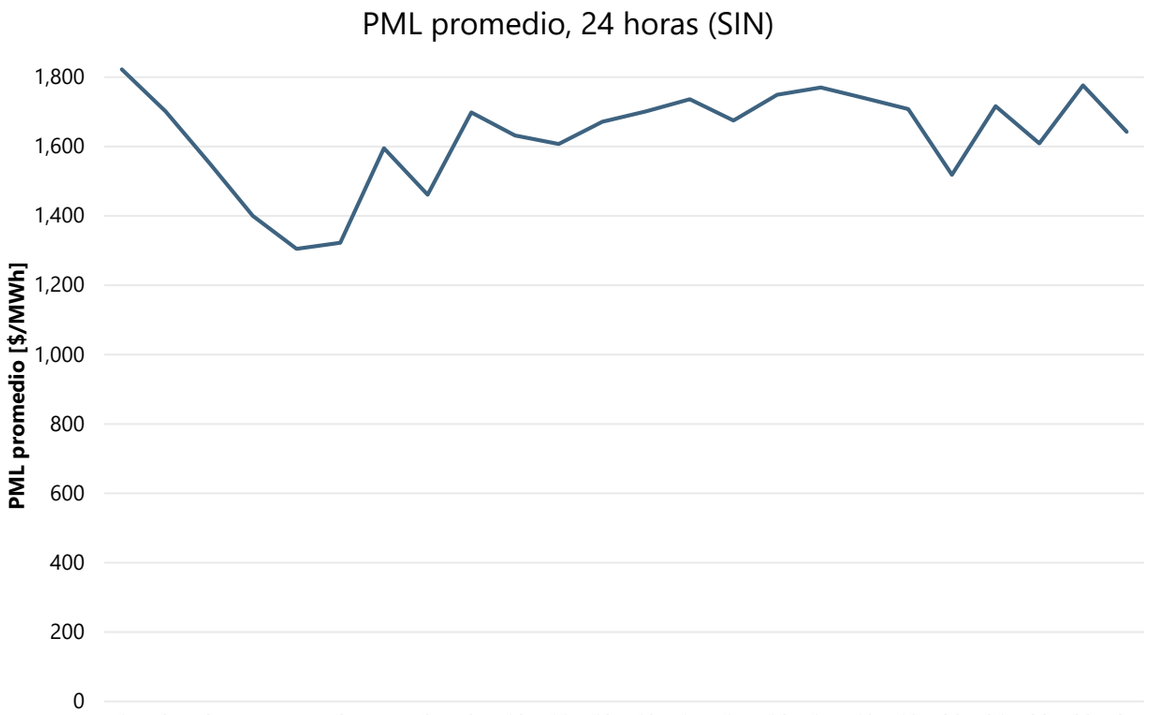
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

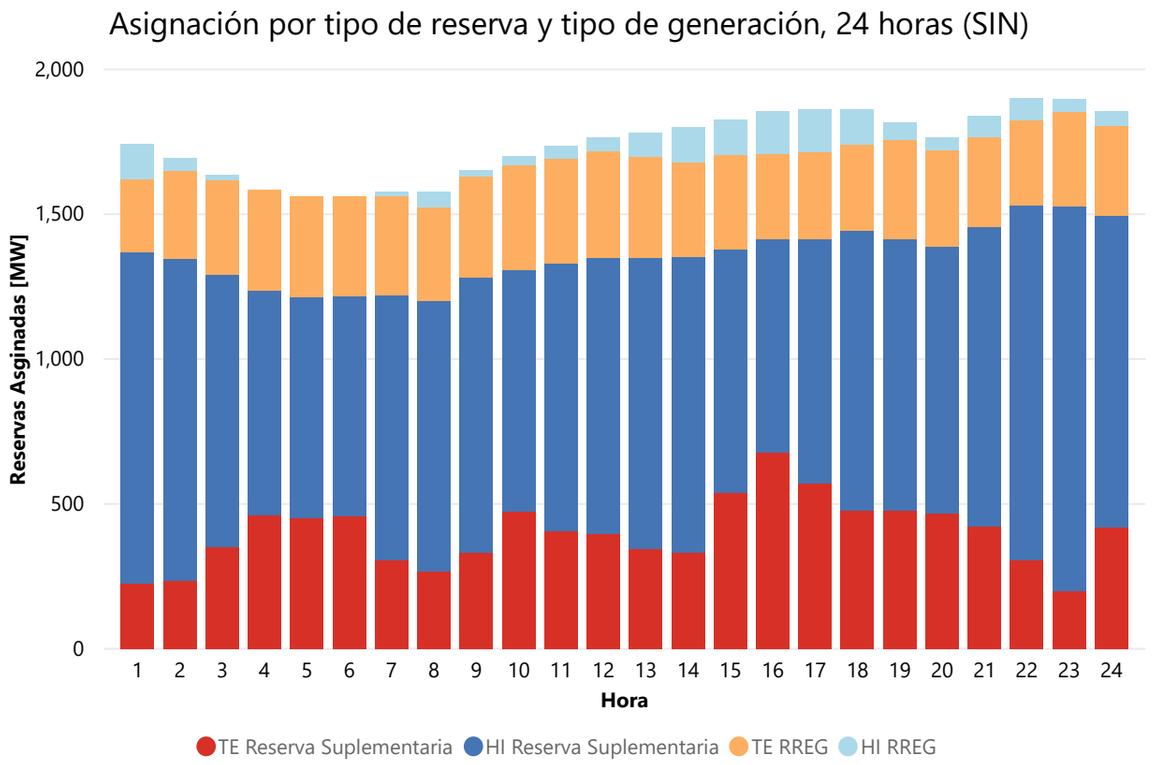
Día de operación: 21 ago 2019

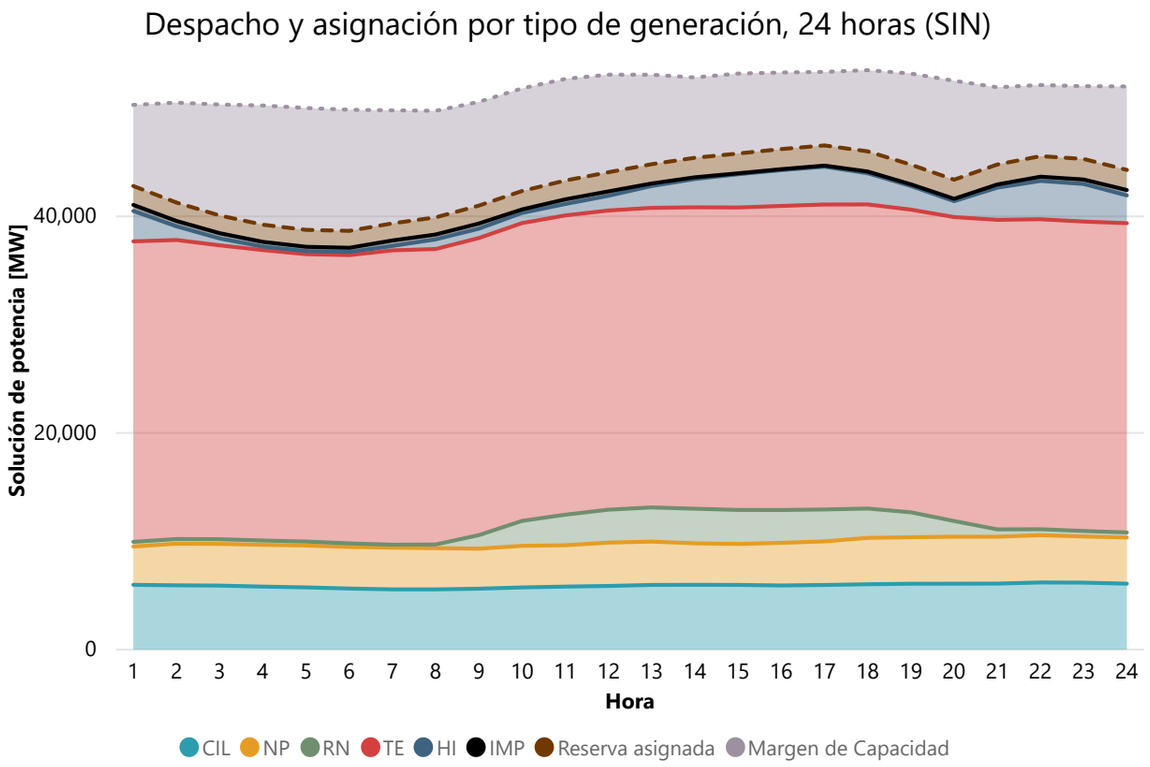
PML máximo y mínimo [$/MWh]

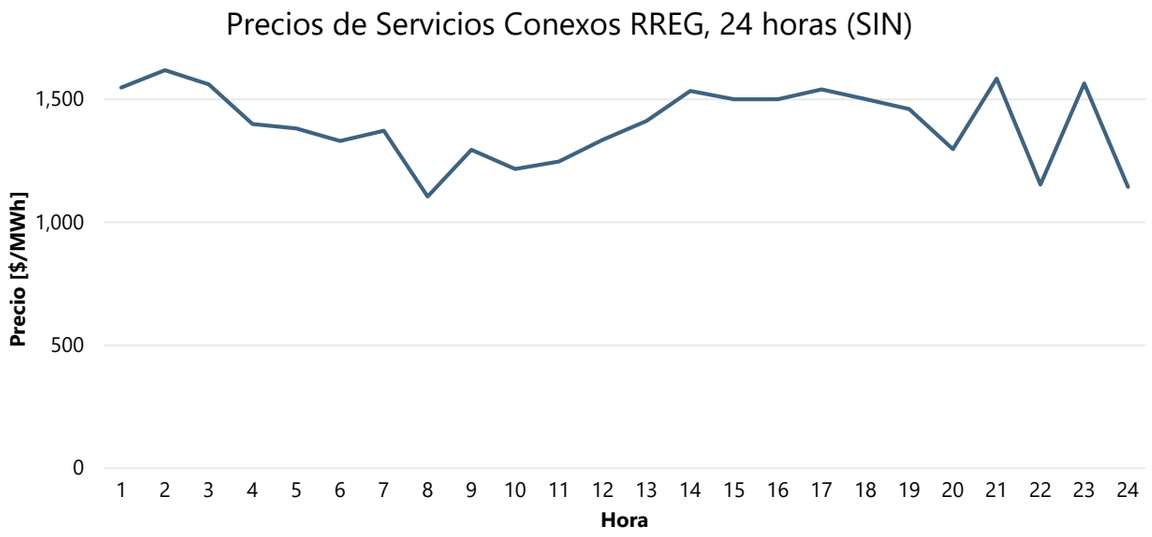
				Componentes del PML						
Descripcion	Estado	Localidad	PML [$/MWh]	Energía [$/MWh]	Pérdidas [$/MWh]	Congestión [$/MWh]	Hora	Nodo	# Observaciones	# Horas	# Nodos
PML MAX	QUINTANA ROO	SOLIDARIDAD	4,760.00	1,459.86	358.74	2,941.34	20	08XLC-115	1	1	1
PML MIN	NO DISPONIBLE	PITIQUITO	8.00	1,629.99	12.06	-1,634.11	15	04MNV-230	1	1	1

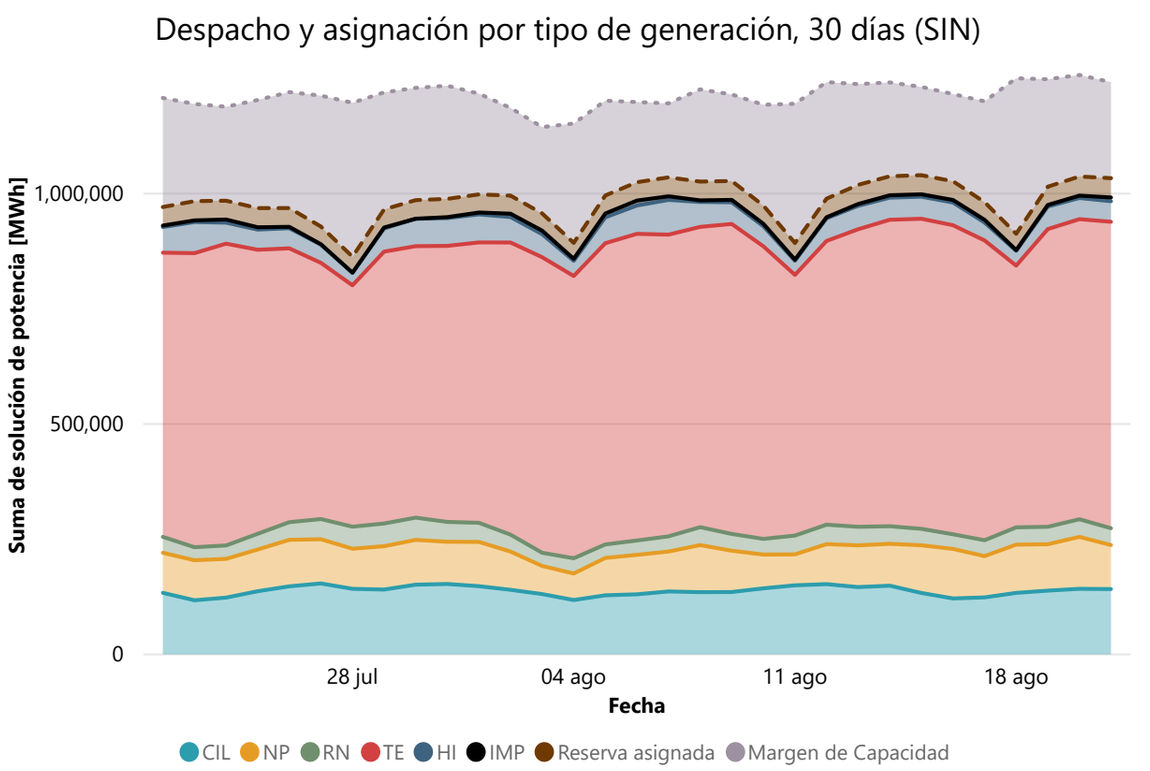
PML, precios de servicios conexos, asignación y despacho [$/MWh, MW y %]

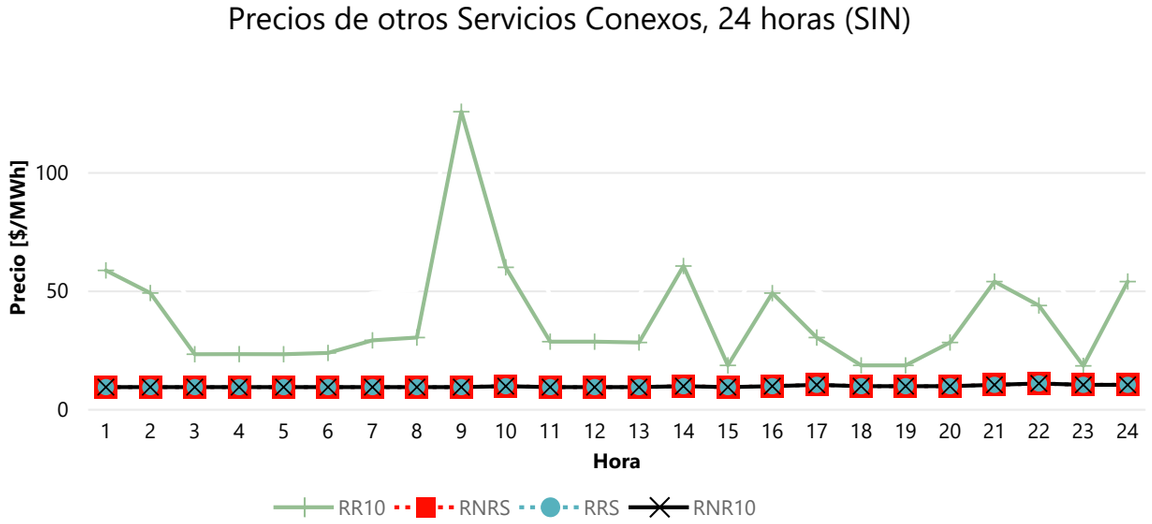












Distribución de PMLs para el día de operación (SIN)

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 2,650)	98.53	98.04	94.77	89.29
[2,650 a 5,300)	1.47	1.96	5.07	10.48
[5,300 a 7,950)	0.00	0.00	0.16	0.22
[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: 21 ago 2019

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

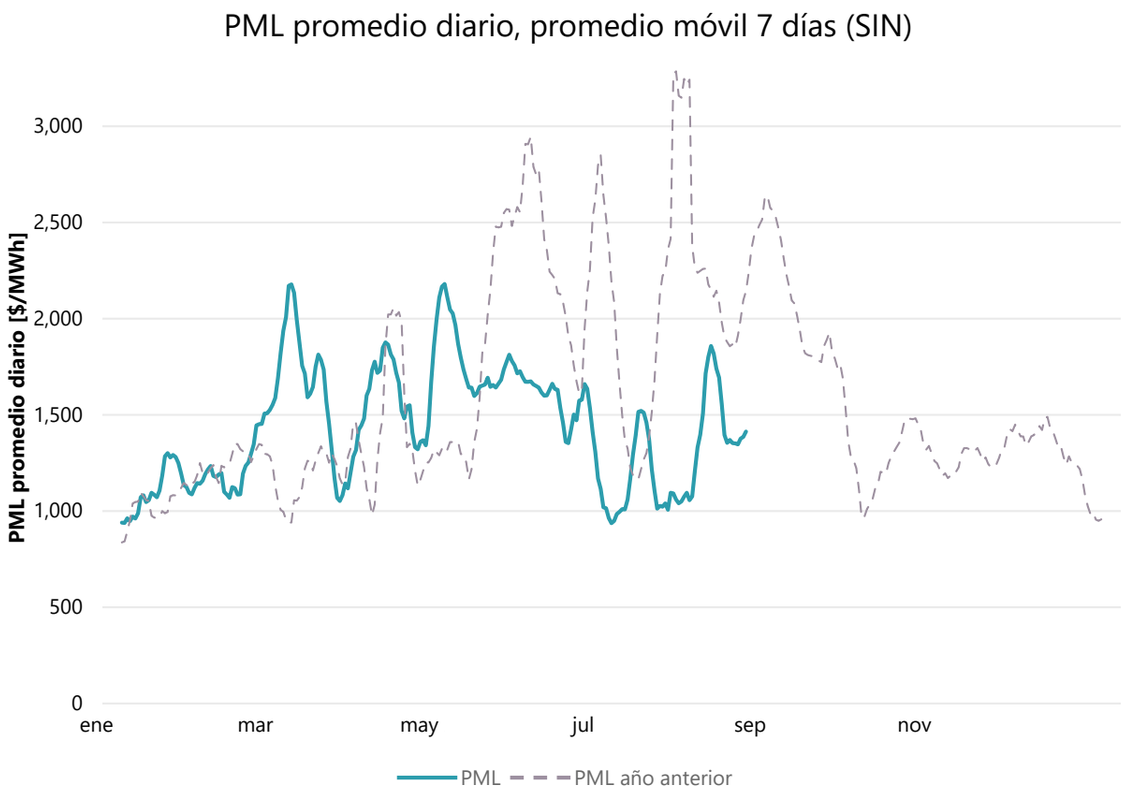
Unidades de Central Eléctrica despachadas parcialmente por tipo de tecnología

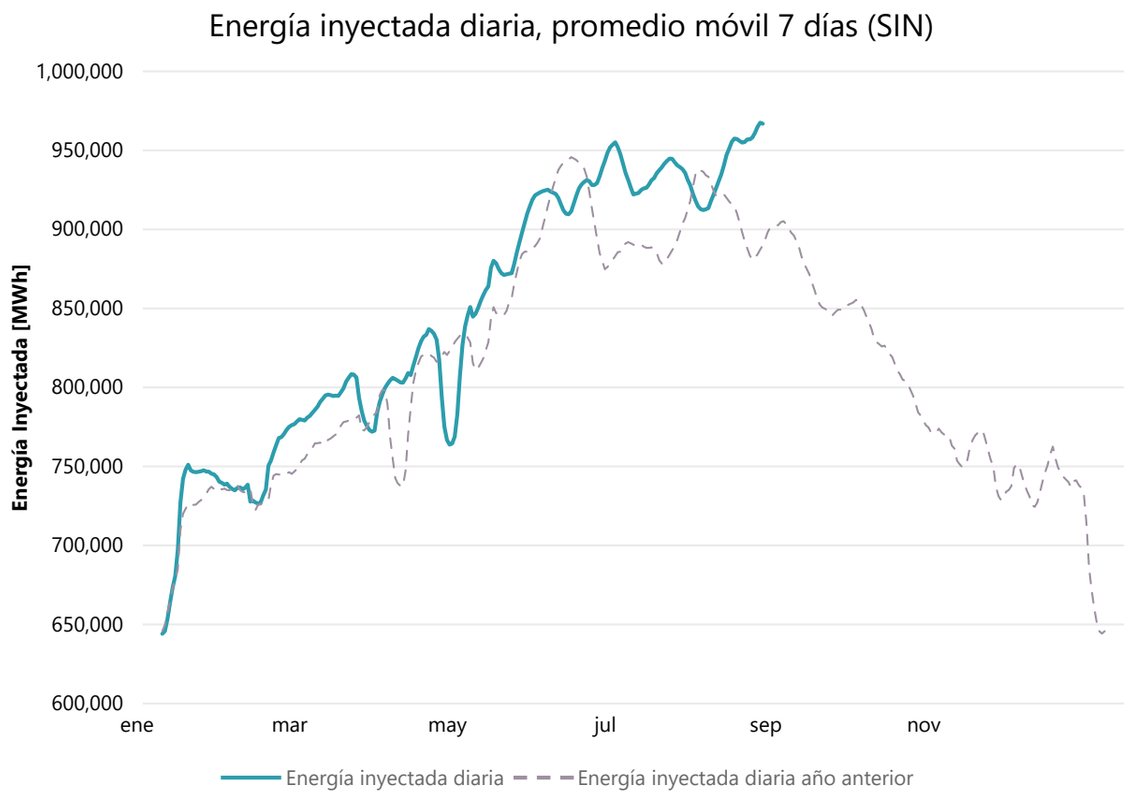
Tipo de Tecnología	Hora Pico	Proporción [%]
Carboeléctrica	17	17.39
Ciclo Combinado	17	30.43
Combustión Interna	17	0.00
Importación	17	8.70
Térmica Convencional	17	43.48
Turbo Gas	17	0.00

Capacidad y energía ofertadas por tipo de generación [4]

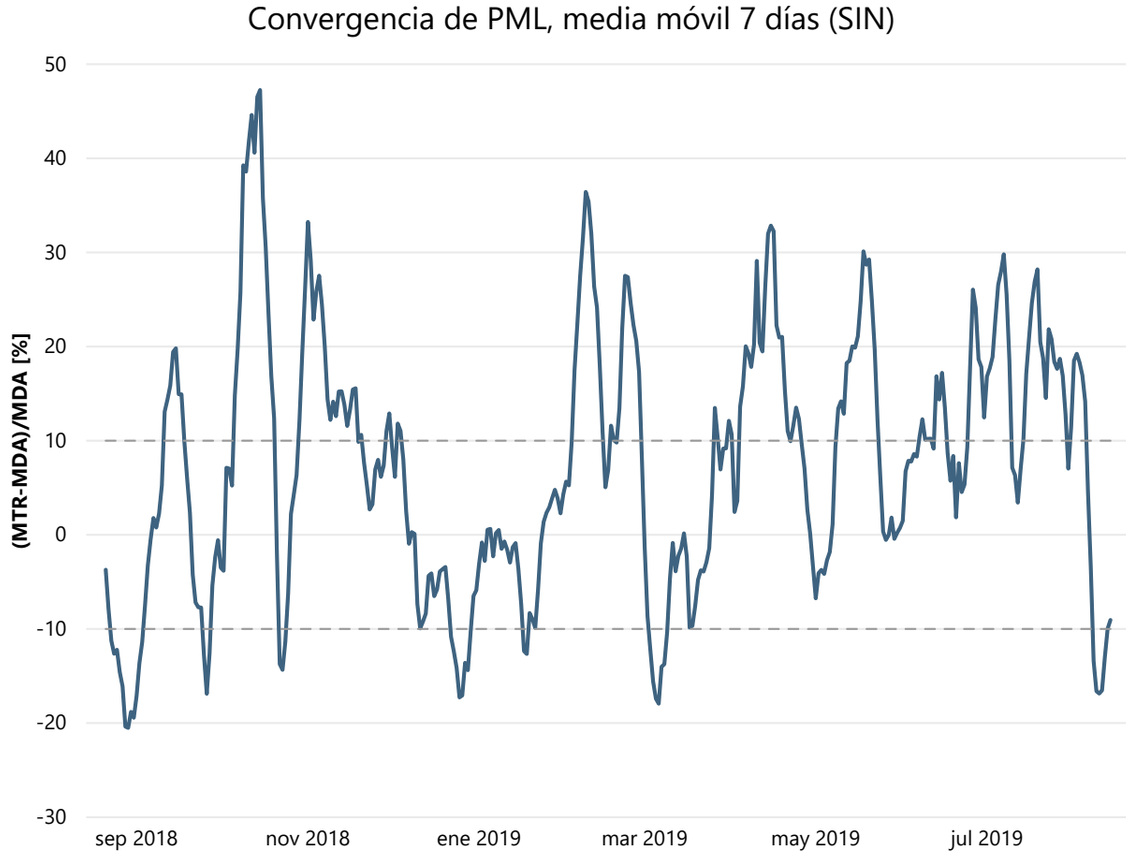
Tipo de generación	Hora Pico	Capacidad Hora Pico [MW]	Energía Diaria [MWh]
CIL	17	5,968.54	141,808.67
HI	17	9,217.04	221,116.96
IMP	17	99.00	8,177.00
NP	17	4,023.98	95,482.05
RN	17	2,945.67	36,542.25
TE	17	31,079.72	738,594.06
Total	**17**	**53,333.95**	**1,241,720.99**

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.

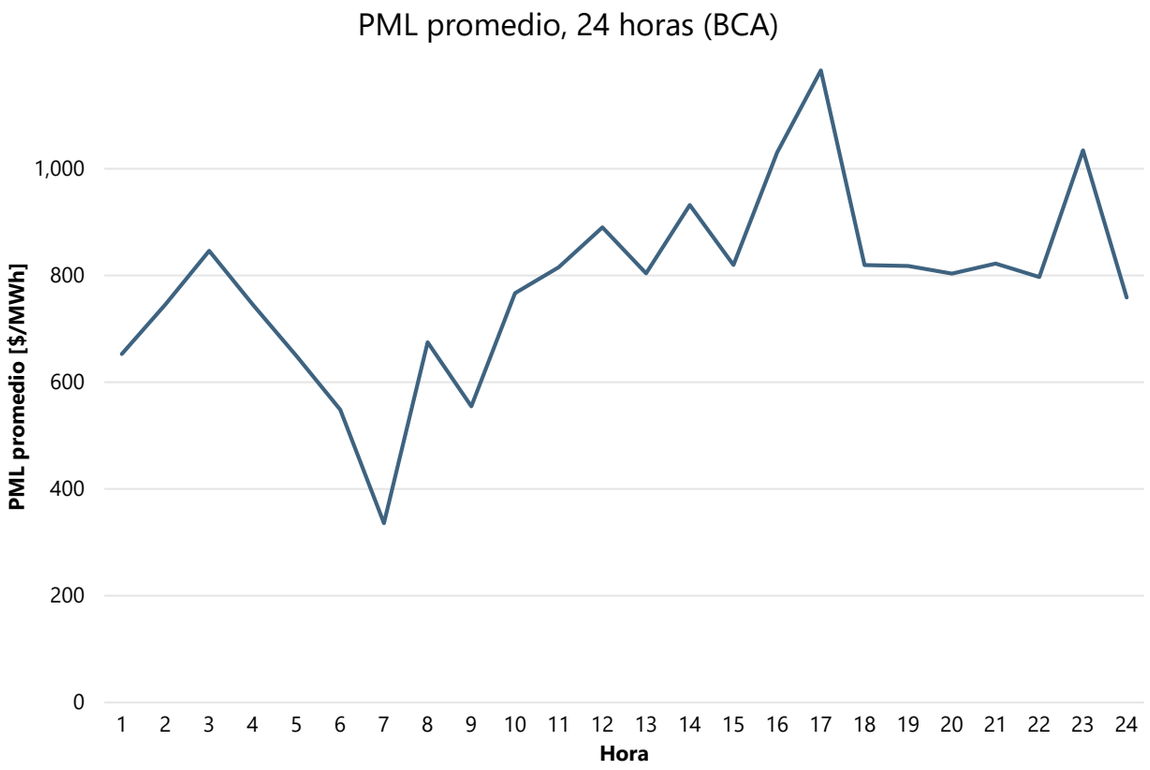
SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

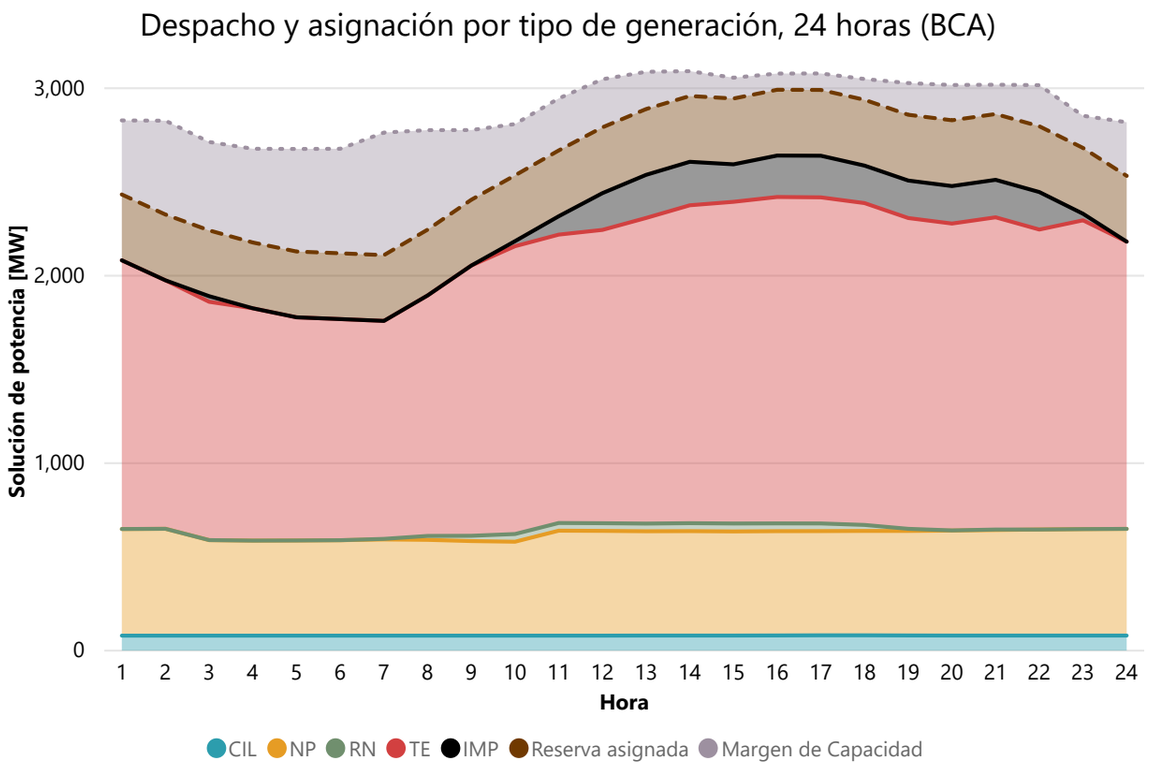
Día de operación: 21 ago 2019

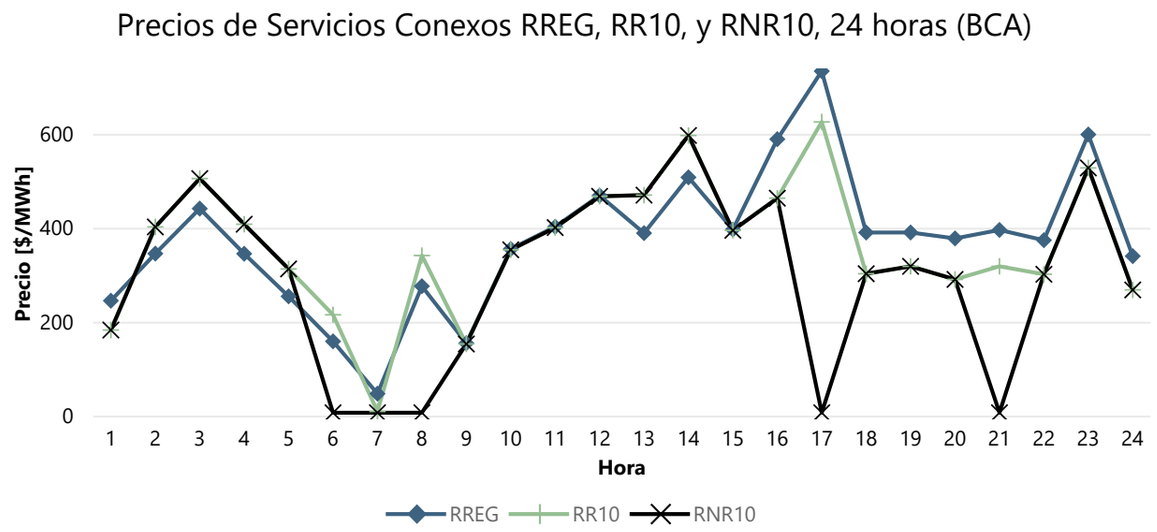
PML máximo y mínimo [$/MWh]

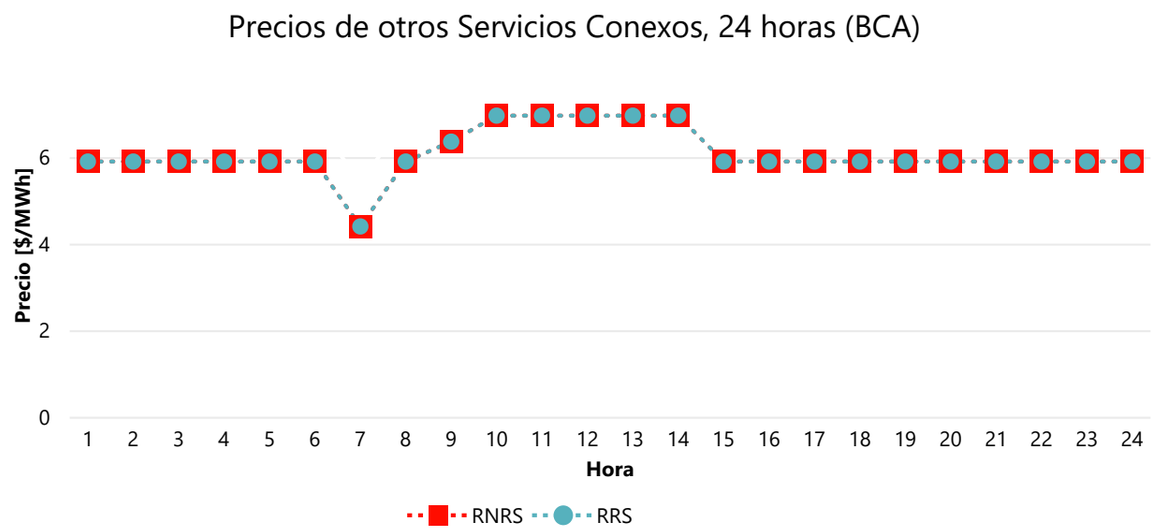
Descripcion	Estado	Localidad	PML [$/MWh]	Componentes del PML						
				Energía [$/MWh]	Pérdidas [$/MWh]	Congestión [$/MWh]	Hora	Nodo	# Observaciones	# Horas	# Nodos
PML MAX	BAJA CALIFORNIA	MEXICALI	1,306.00	1,136.98	168.71	0.00	17	07SAF-115	1	1	1
PML MIN	BAJA CALIFORNIA	ENSENADA	326.00	330.06	-3.90	0.00	7	07JOV-230	1	1	1

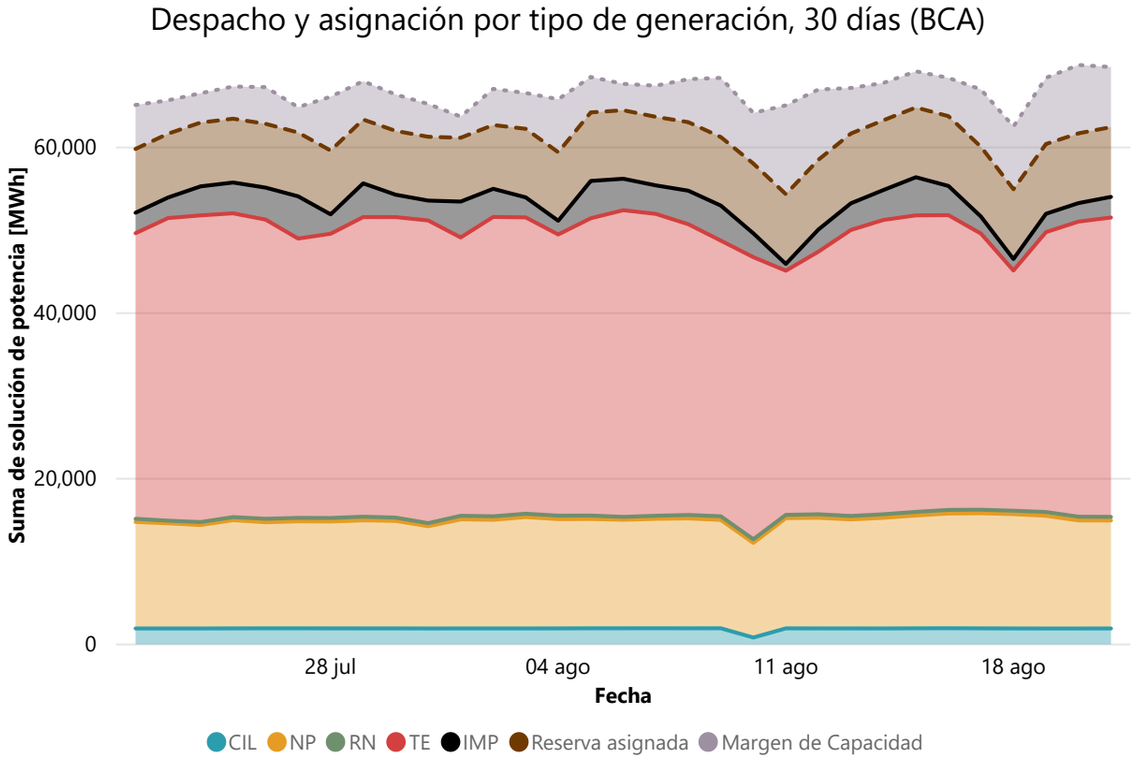
PML, precios de servicios conexos, asignación y despacho [$/MWh, MW y %]











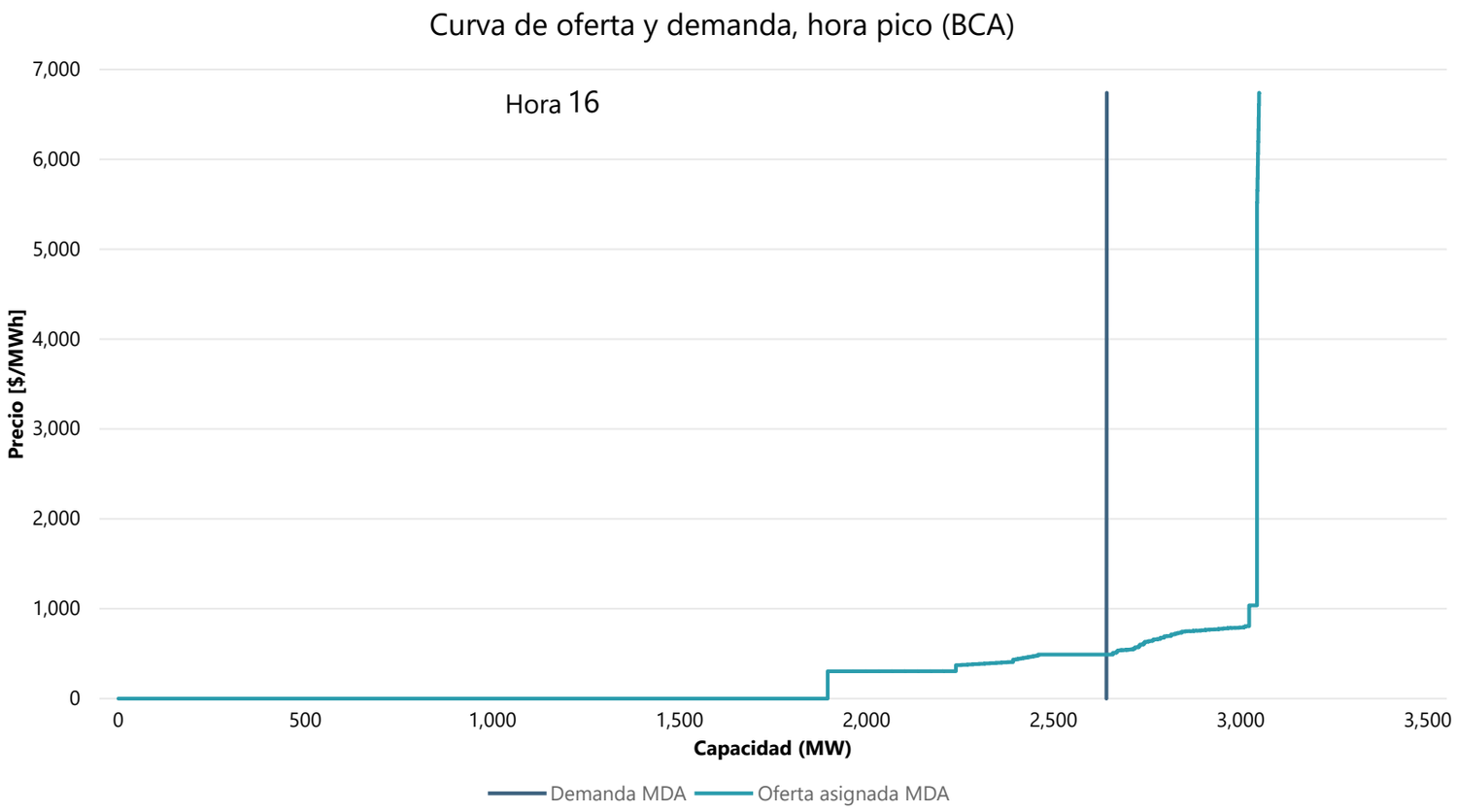
Distribución de PMLs para el día de operación (BCA)

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	99.85	98.44	62.48
[2,650 a 5,300)	0.00	0.15	0.27	16.77
[5,300 a 7,950)	0.00	0.00	0.30	6.58
[7,950 a 10,600)	0.00	0.00	0.03	2.26
[10,600 a 13,250)	0.00	0.00	0.00	2.13
[13,250 a 15,900)	0.00	0.00	0.00	9.77
[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	0.77	0.00

SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

Día de operación: 21 ago 2019

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



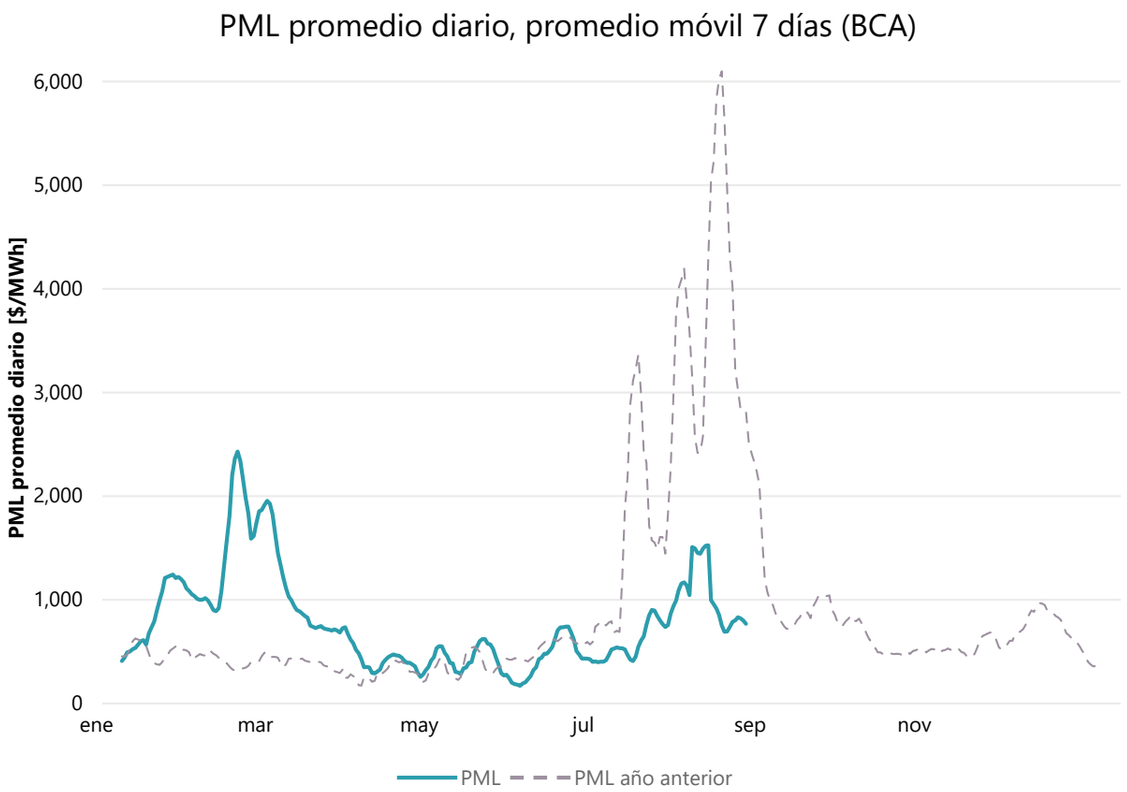
Unidades de Central Eléctrica despachadas parcialmente por tipo de tecnología

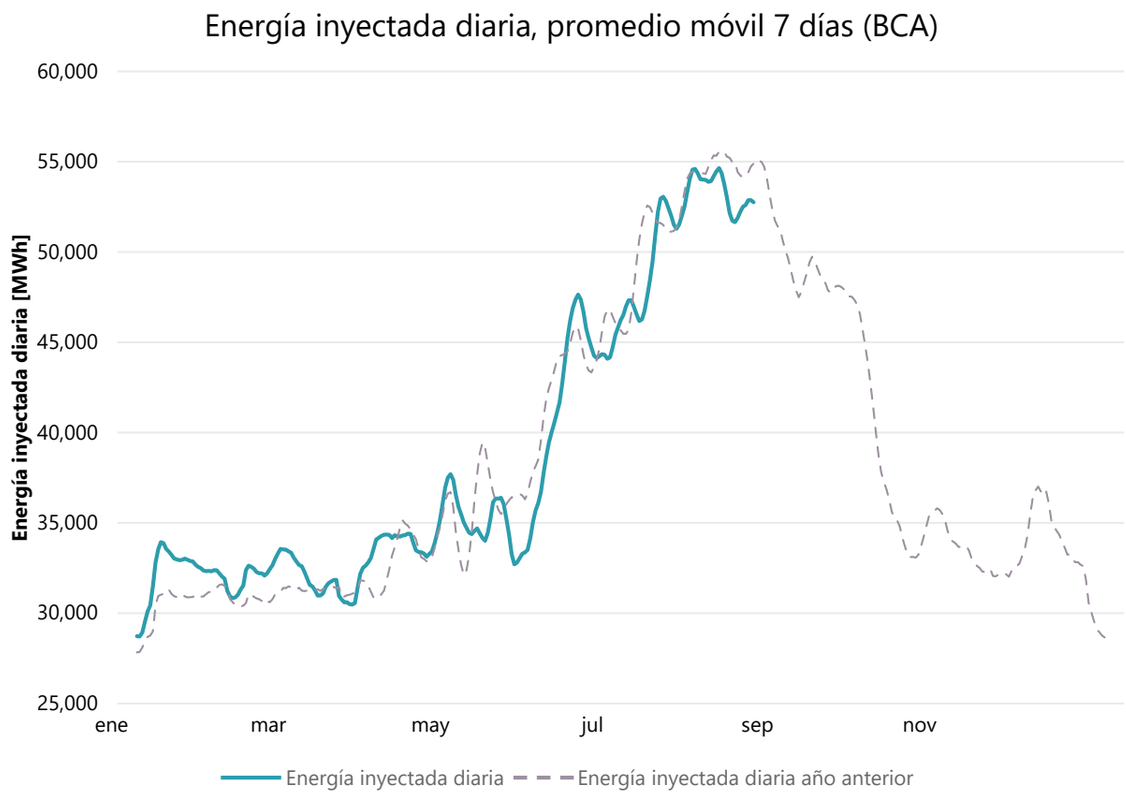
Tipo de Tecnología	Hora Pico	Proporción [%]
Ciclo Combinado	16	30.00
Importación	16	30.00
Térmica Convencional	16	20.00
Turbo Gas	16	20.00

Capacidad y energía ofertadas por tipo de generación [4]

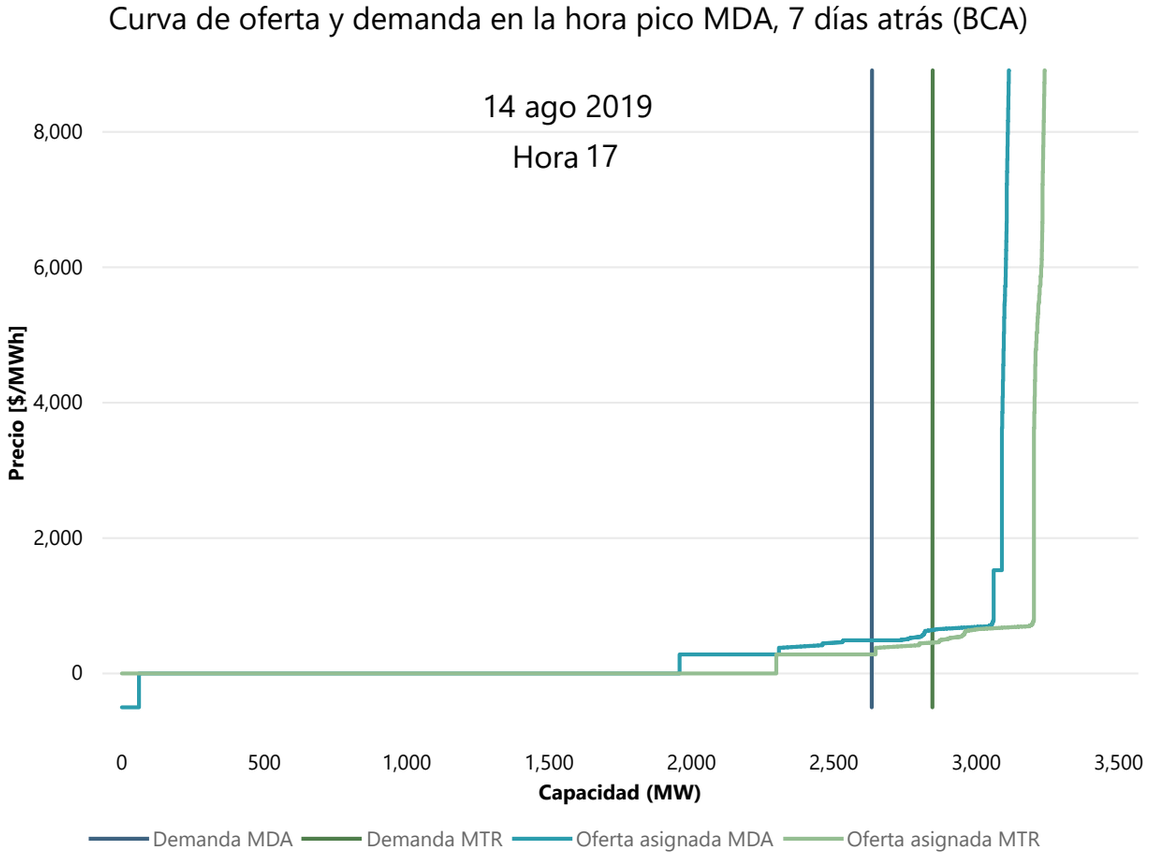
Tipo de generación	Hora Pico	Capacidad Hora Pico [MW]	Energía Diaria [MWh]
CIL	16	80.91	1,928.32
IMP	16	221.00	2,491.00
NP	16	556.33	13,040.14
RN	16	41.52	430.67
TE	16	2,178.68	51,822.53
Total	**16**	**3,078.44**	**69,712.66**

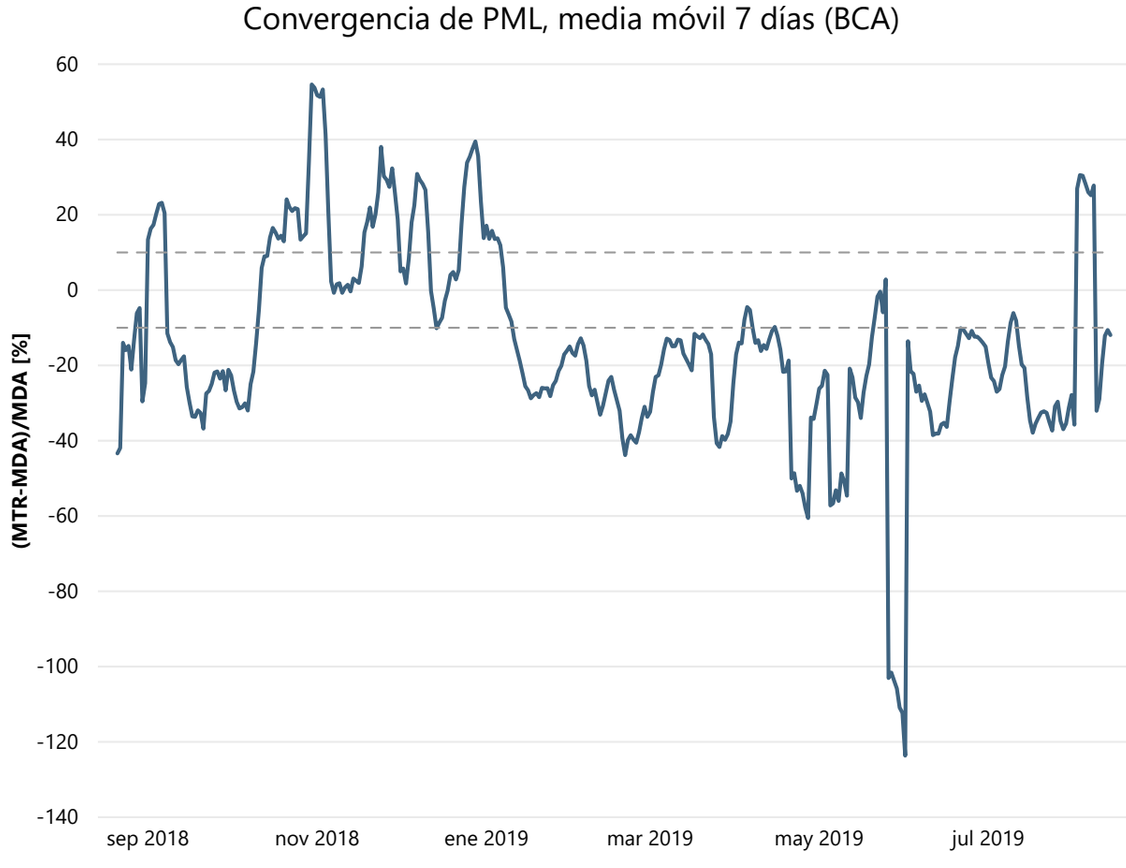
Análisis de largo plazo MDA [$/MWh y MW]





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

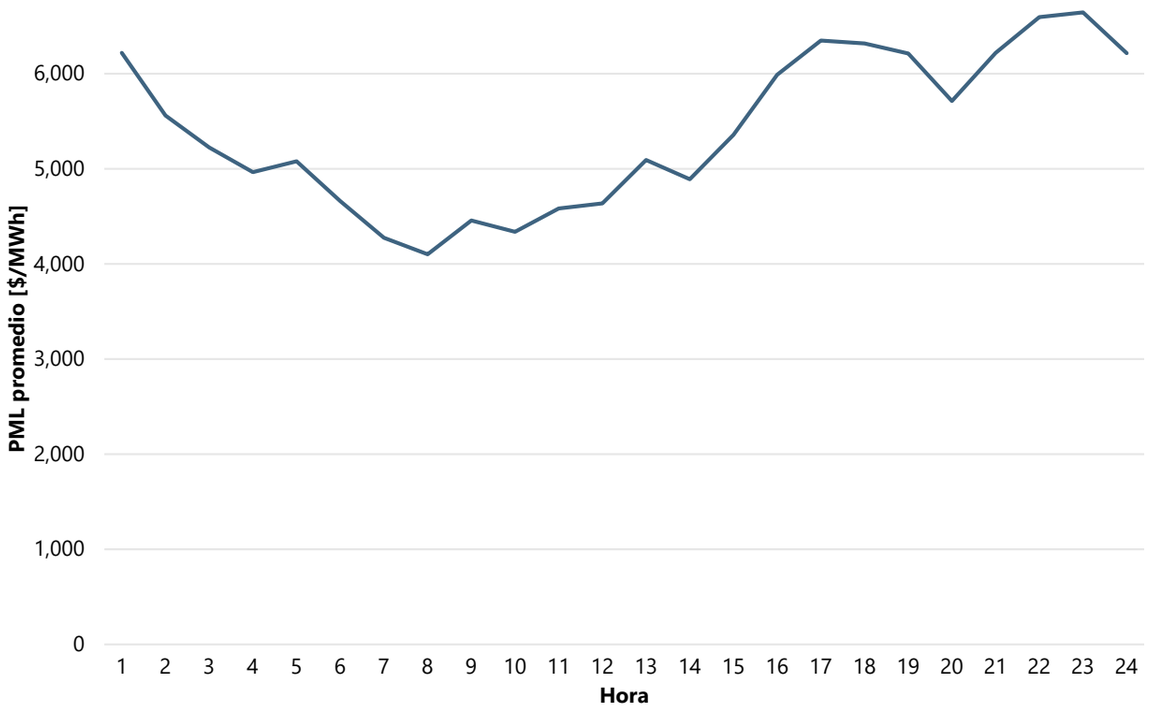
Día de operación: 21 ago 2019

PML máximo y mínimo [$/MWh]

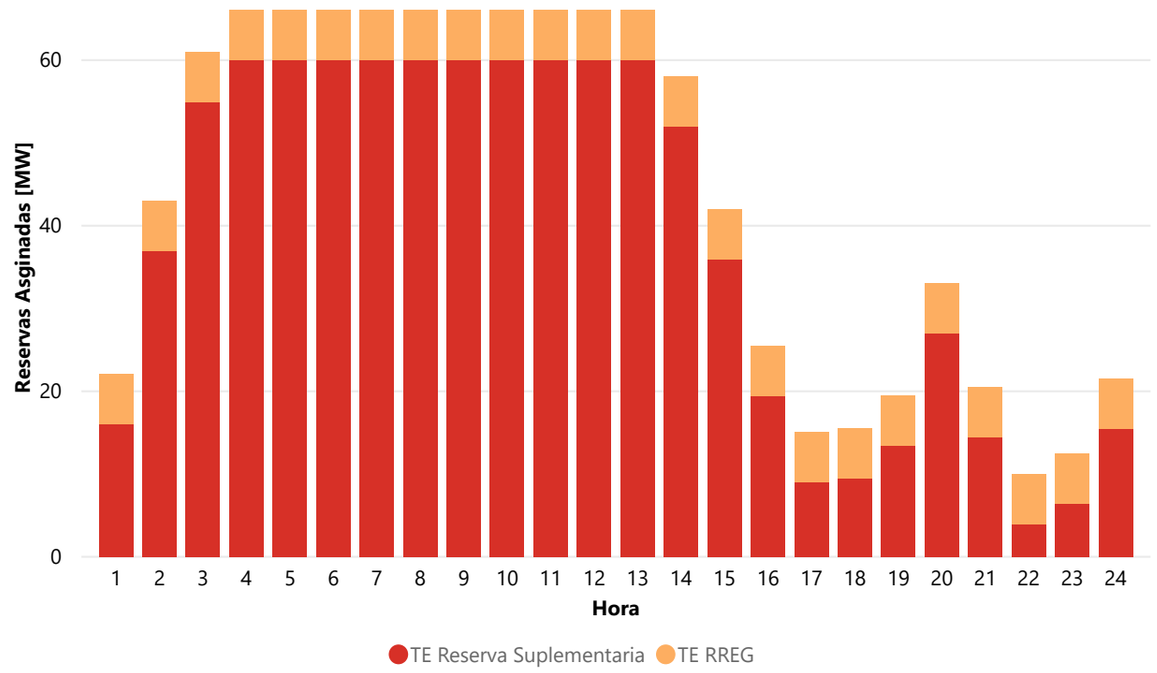
Descripcion	Estado	Localidad	PML [$/MWh]	Componentes del PML							
				Energía [$/MWh]	Pérdidas [$/MWh]	Congestión [$/MWh]	Hora	Nodo	# Observaciones	# Horas	# Nodos
PML MAX	BAJA CALIFORNIA SUR	LOS CABOS	6,813.00	6,594.28	218.71	0.00	23	07SNT-115	1	1	1
PML MIN	BAJA CALIFORNIA SUR	COMONDU	3,775.00	4,085.01	-310.40	0.00	8	07GAO-115	1	1	1

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

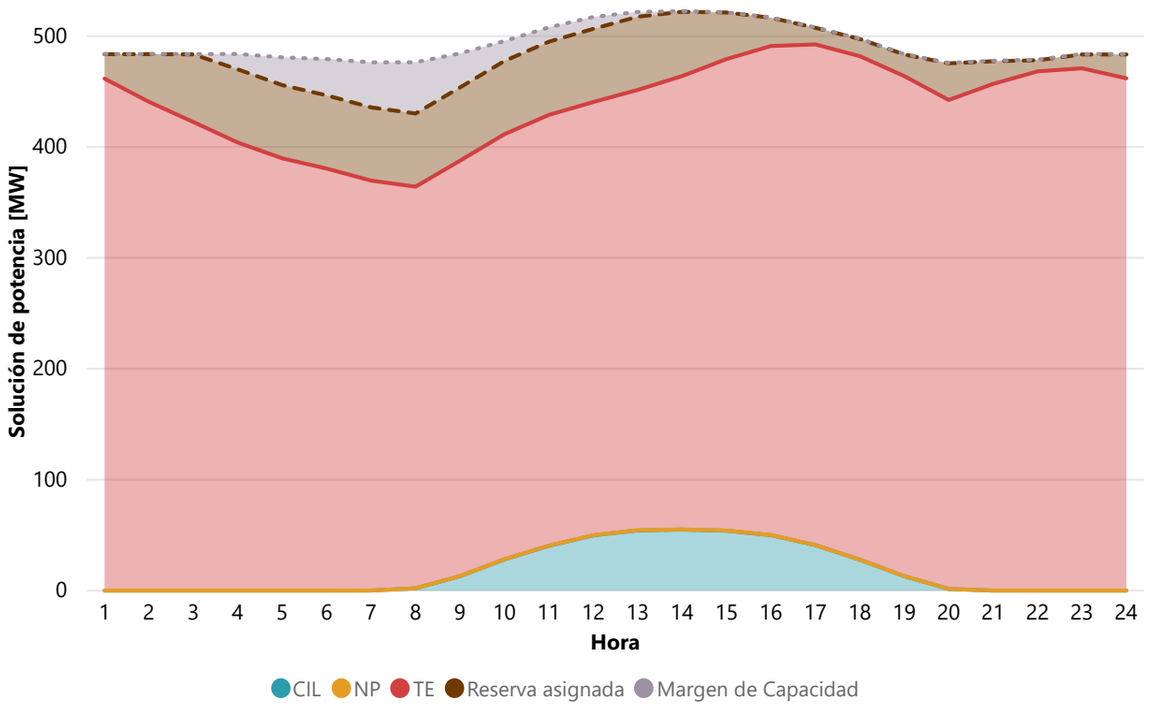
PML promedio, 24 horas (BCS)



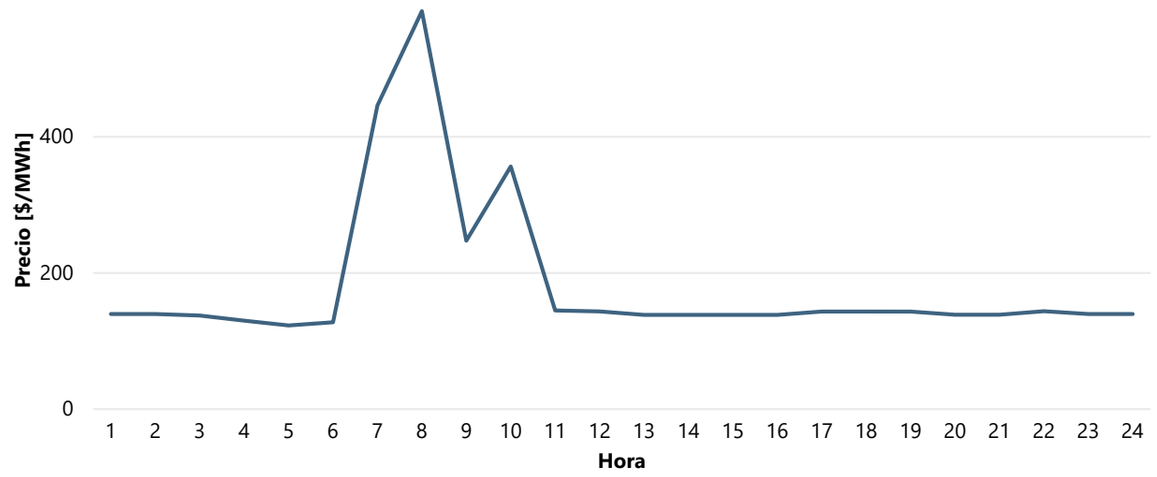
Asignación por tipo de reserva, 24 horas (BCS)



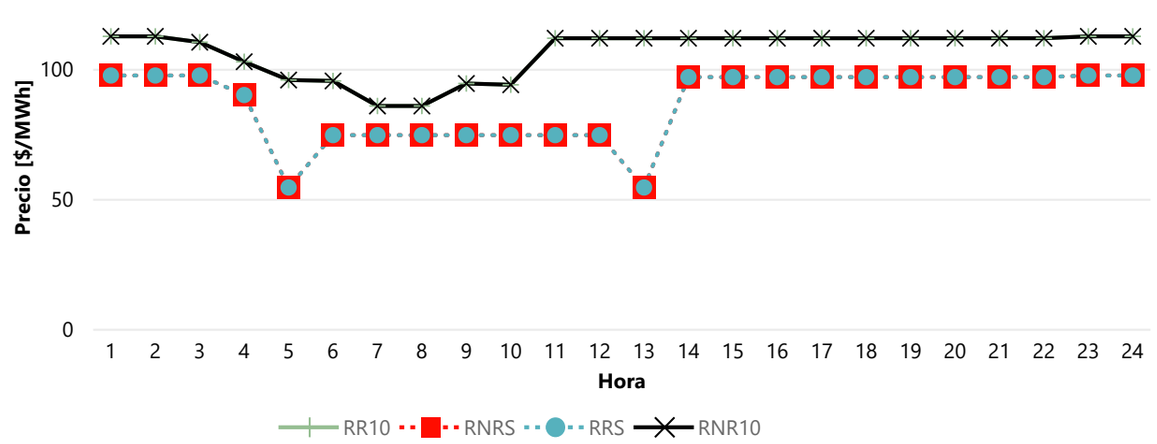
Despacho y asignación por tipo de generación, 24 horas (BCS)



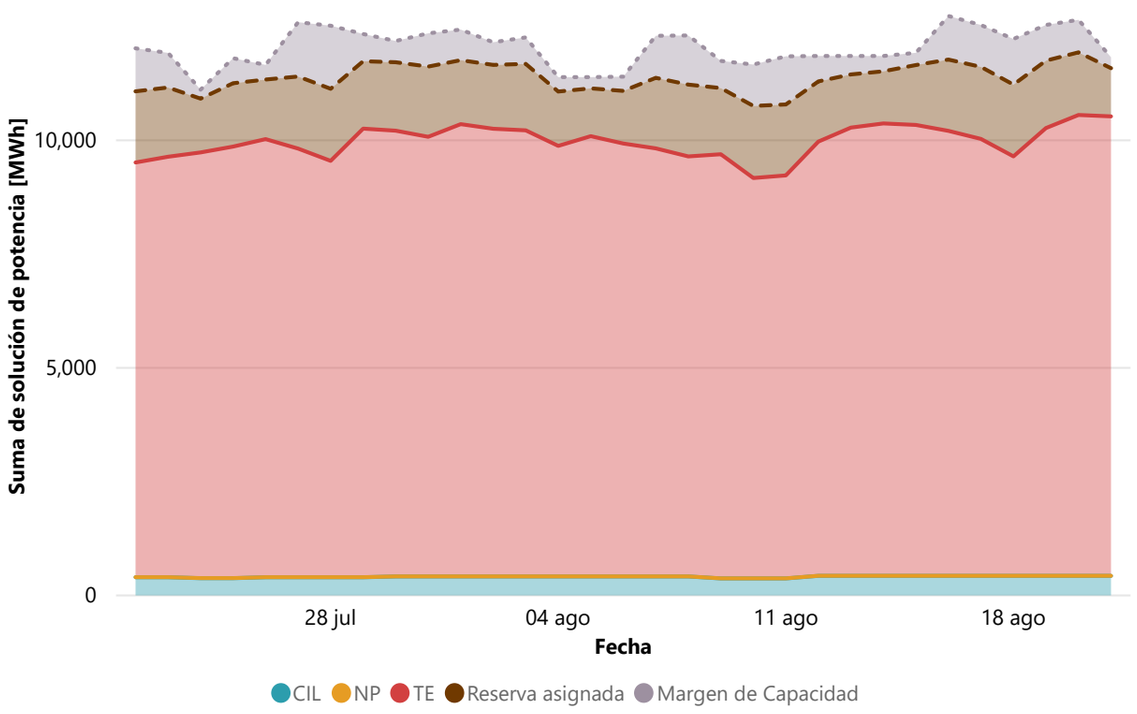
Precios de Servicios Conexos RREG, 24 horas (BCS)



Precios de otros Servicios Conexos, 24 horas (BCS)



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



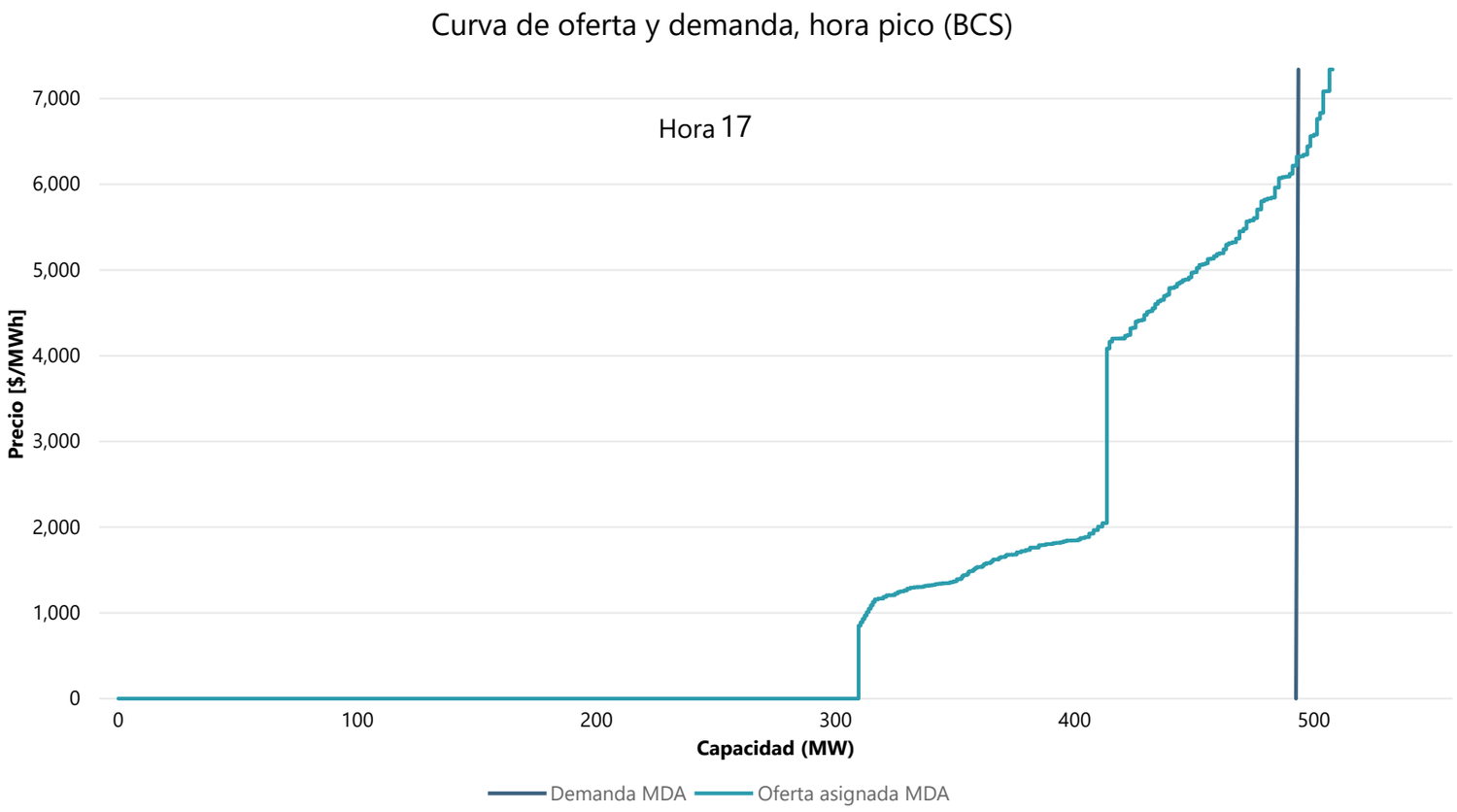
Distribución de PMLs para el día de operación (BCS)

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)	0.00	0.00	0.95	15.29
[2,650 a 5,300)	50.15	68.30	88.55	83.75
[5,300 a 7,950)	49.85	31.70	10.50	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: 21 ago 2019

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



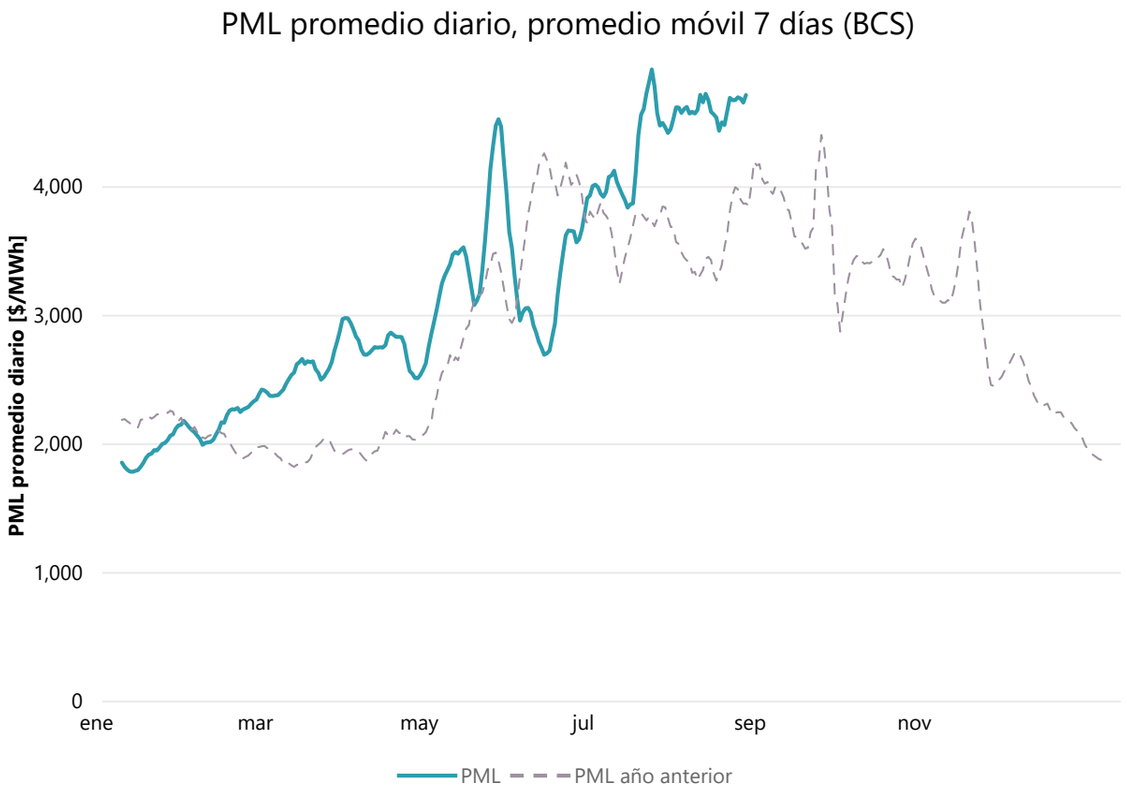
Unidades de Central Eléctrica despachadas parcialmente por tipo de tecnología

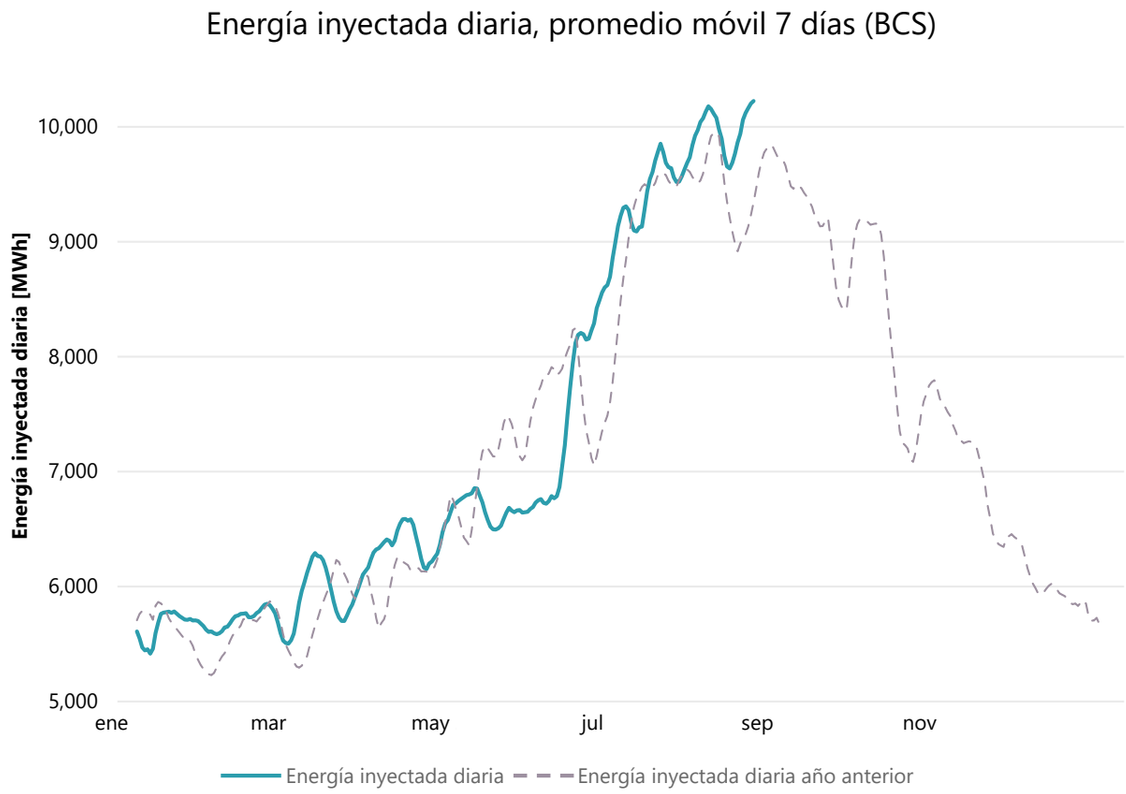
Tipo de Tecnología	Hora Pico	Proporción [%]
Combustión Interna	17	0.00
Térmica Convencional	17	0.00
Turbo Gas	17	100.00

Capacidad y energía ofertadas por tipo de generación [4]

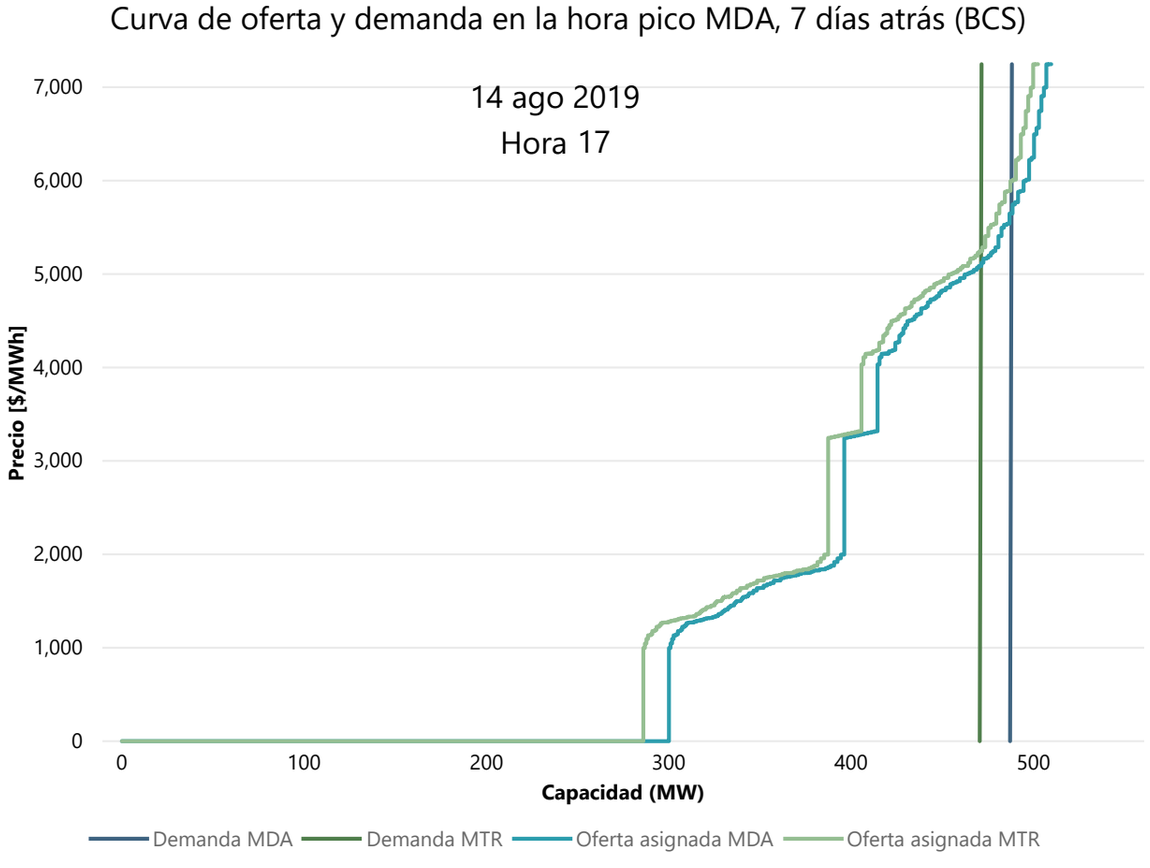
Tipo de generación	Hora Pico	Capacidad Hora Pico [MW]	Energía Diaria [MWh]
CIL	17	41.00	430.17
NP	17	0.05	1.19
TE	17	466.79	11,393.81
Total	**17**	**507.84**	**11,825.16**

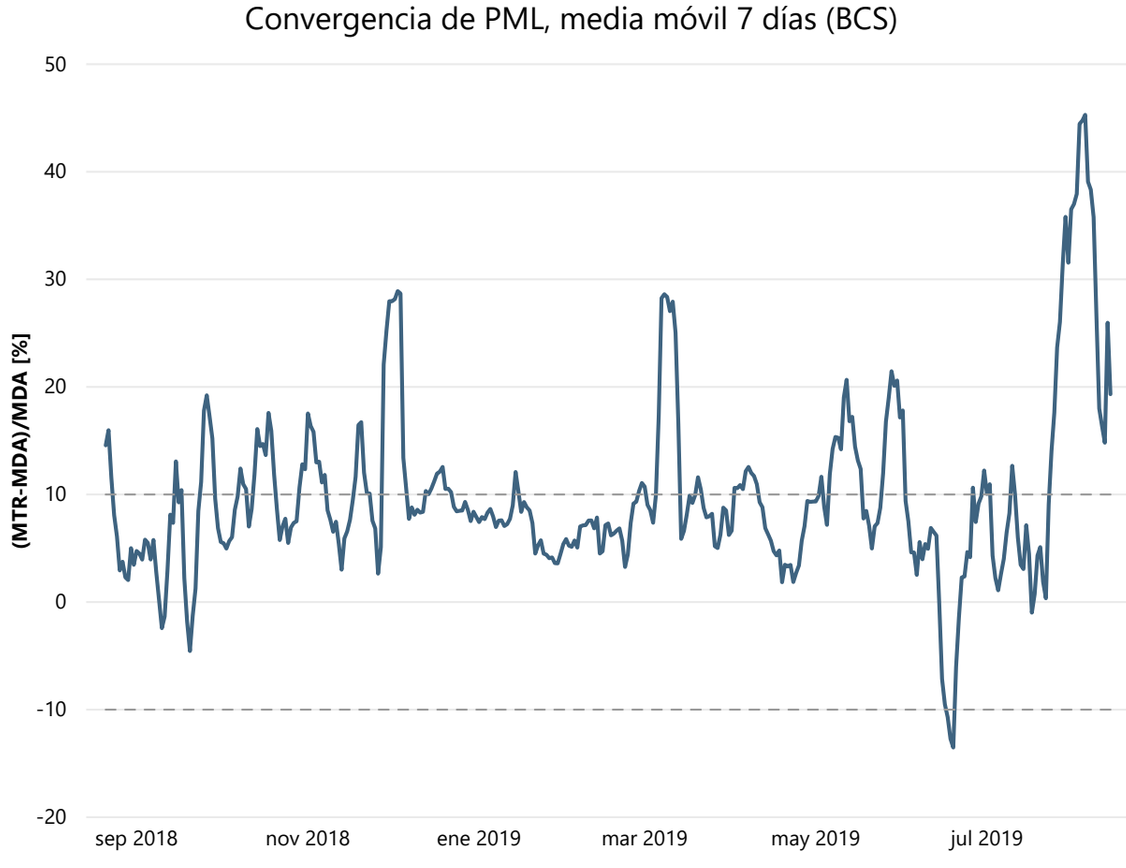
Análisis de largo plazo MDA [$/MWh y MW]





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.