



vinken

Reporte Semanal de Mercados

Lunes 07/07/2025

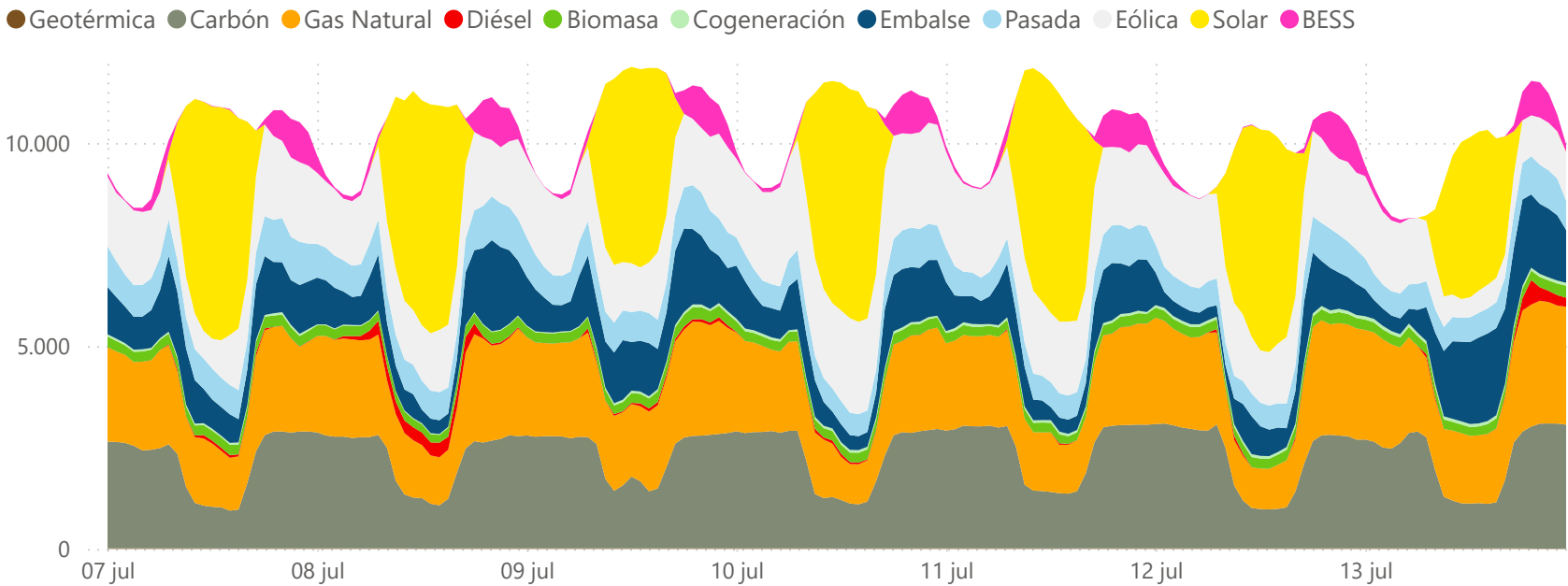
-

Domingo 13/07/2025

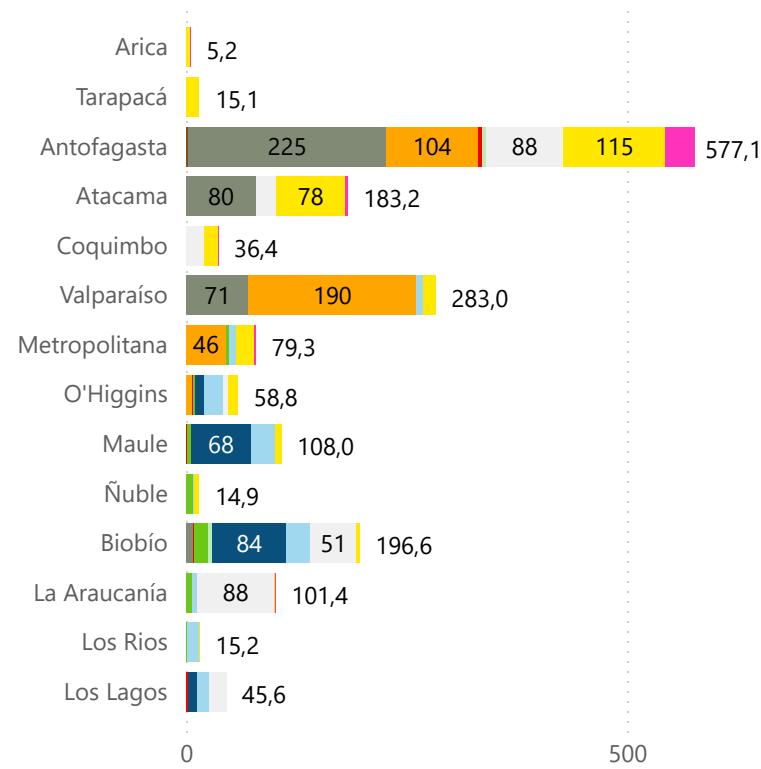
Generación Semanal

Periodo lun 07/07/2025 - dom 13/07/2025

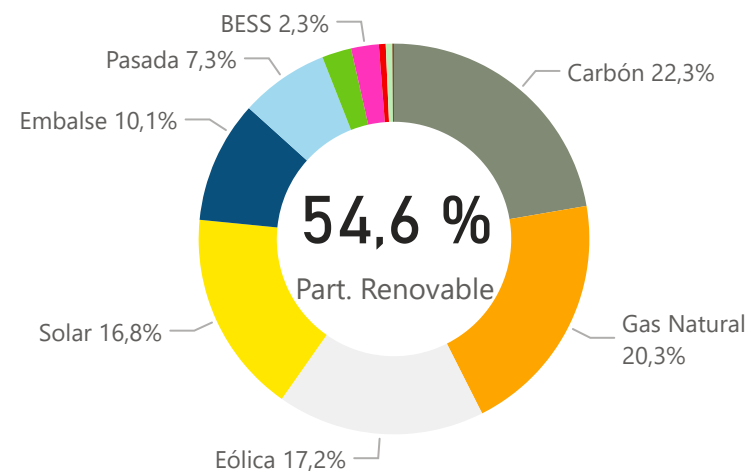
Generación Horaria por Tecnología (MWh)



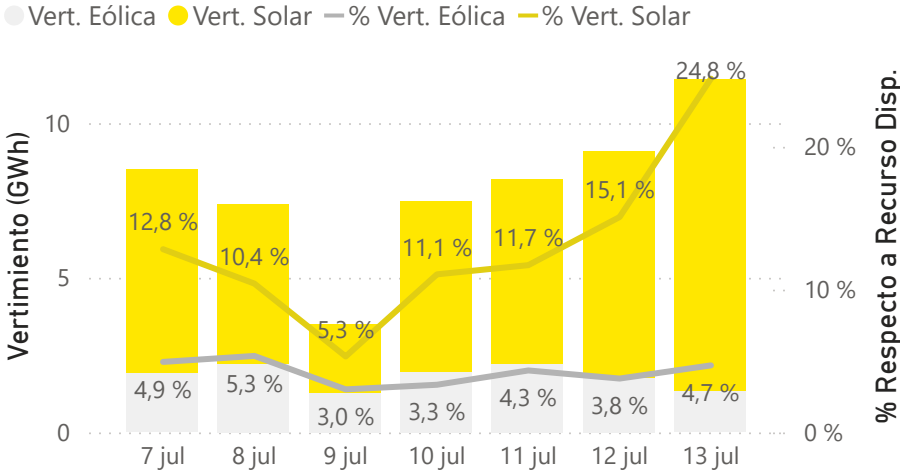
Generación por Región (GWh)



Mix de Generación Semanal



Vertimientos de Energía Renovable (GWh)



Máx. Part. Renewable

10-07-2025 14:00:00

80,6 %

Máx. Participación ERV

10-07-2025 14:00:00

70,5 %

Máx. Participación PMGD

11-07-2025 15:00:00

16,3 %

Demanda Máx. (MWh/h)

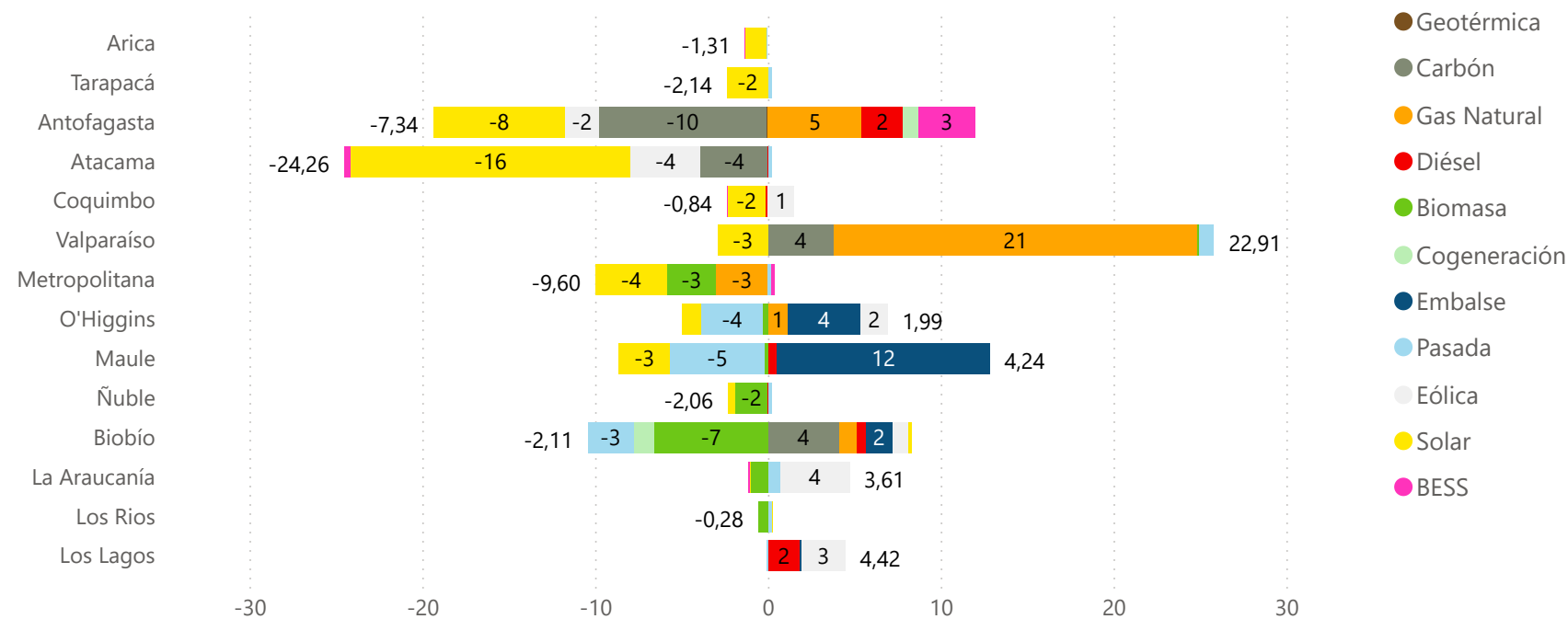
09-07-2025 12:00:00

11872

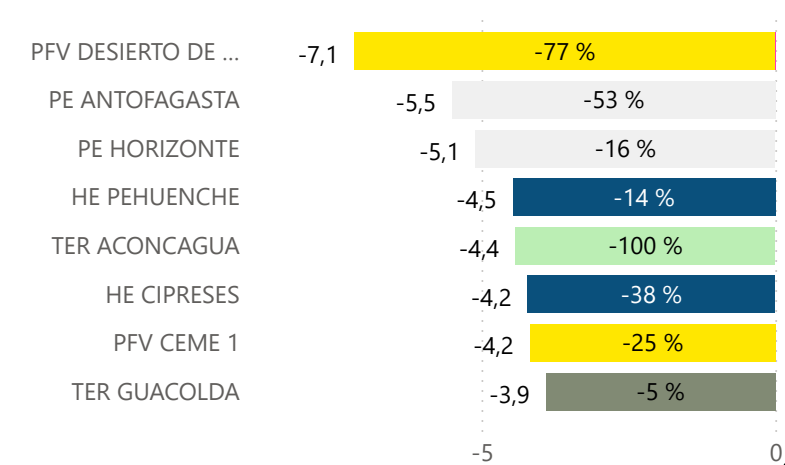
Desviaciones de Generación

Periodo lun 07/07/2025 - dom 13/07/2025

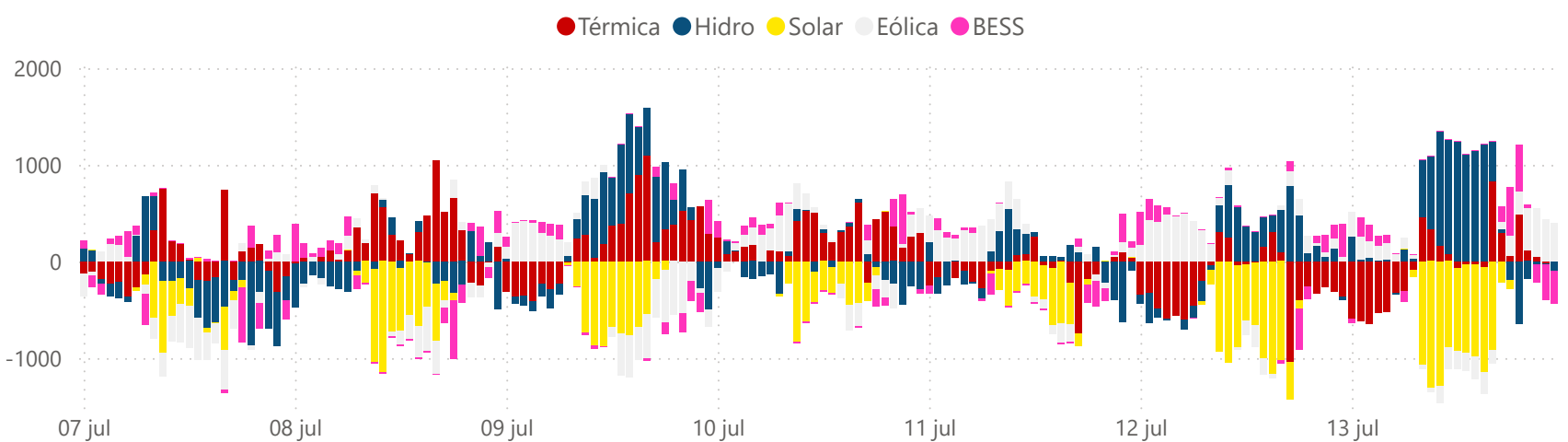
Desviación de Generación por Región (GWh)



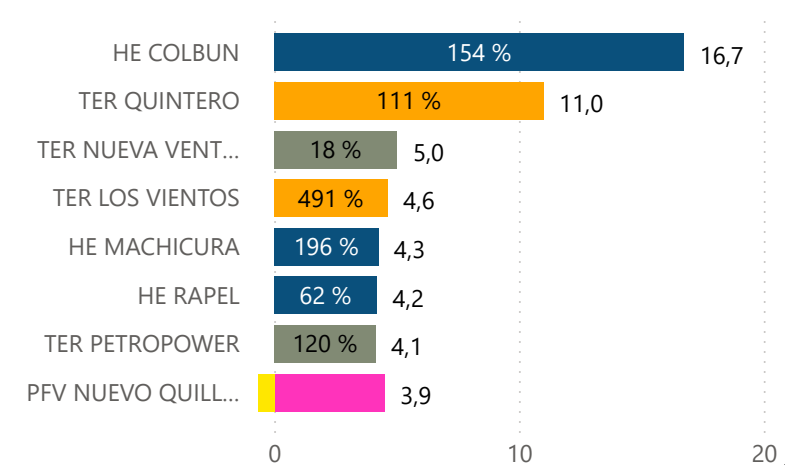
Menor Generación que en el Programa (GWh)



Desviación de Generación Horaria por Tecnología (MWh)



Mayor Generación que en el Programa (GWh)



Mayor Desvío (MWh/h)

Eólica
09-07-2025 19:00:00
-553,1

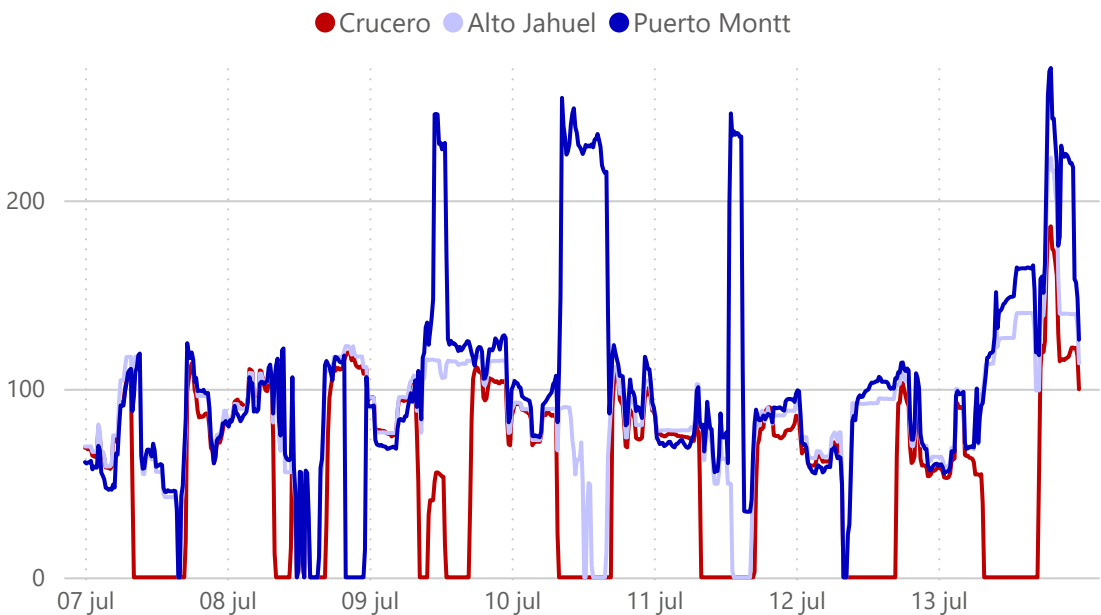
Mayor Desvío (MWh/h)

Solar
13-07-2025 9:00:00
-1306,5

Costos Marginales

Periodo lun 07/07/2025 - dom 13/07/2025

Costos Marginales Reales (USD/MWh)



CMg Promedio (USD/MWh)

Subestación	Progr.	Real	Hrs. CMg Real 0 (%)
Pozo Almonte	72,5	58,3	35,4 %
Crucero	71,1	55,1	33,5 %
Cardones	71,2	56,4	33,5 %
Pan de Azúcar	72,0	57,3	33,5 %
Quillota	82,5	79,2	10,3 %
Alto Jahuel	83,5	85,9	5,4 %
Ancoa	82,9	83,7	5,4 %
Charrúa	82,5	82,8	5,4 %
Temuco	57,3	93,5	4,2 %
Nueva Pichirropulli	62,2	98,7	3,9 %
Puerto Montt	100,8	100,8	3,9 %

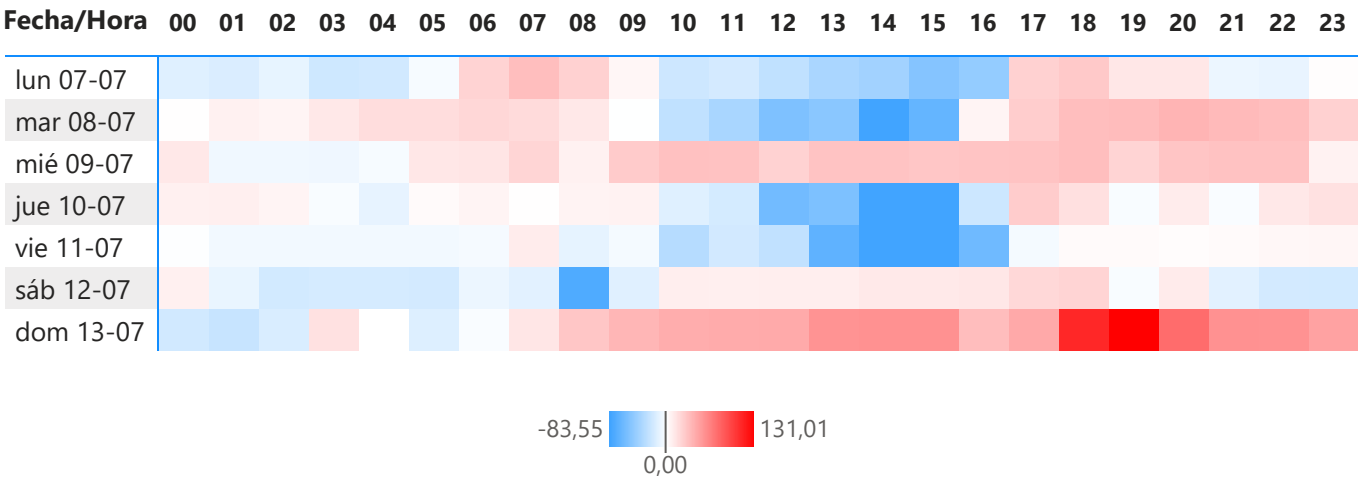
Nota: Se consideran barras de 220 kV.

Congestiones Promedio entre Zonas

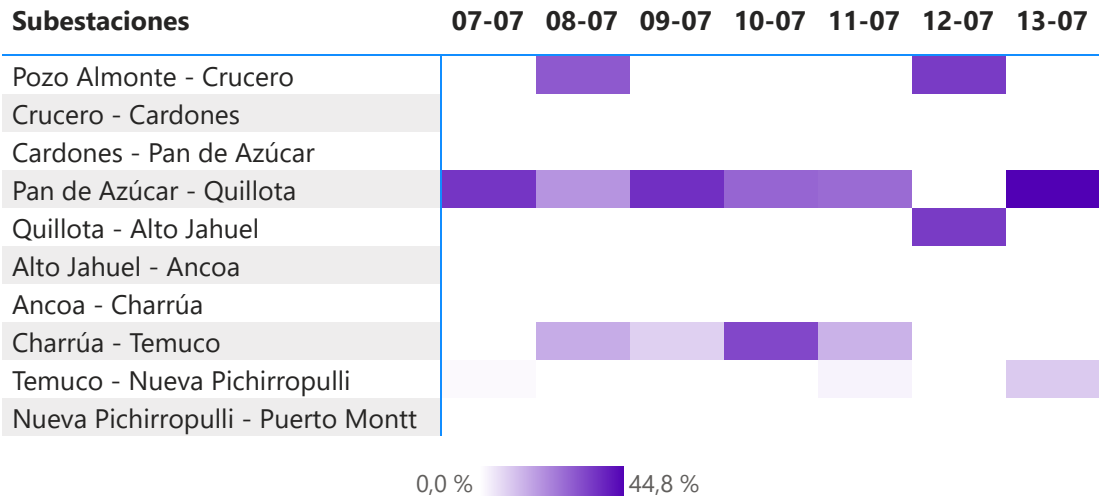
Subestaciones	Congestión (USD/MWh)	Duración (%)
Pozo Almonte - Crucero	-8,8	9,1 %
Crucero - Cardones	-	0,0 %
Cardones - Pan de Azúcar	-	0,0 %
Pan de Azúcar - Quillota	-78,7	26,9 %
Quillota - Alto Jahuel	-88,5	4,9 %
Alto Jahuel - Ancoa	-	0,0 %
Ancoa - Charrúa	-	0,0 %
Charrúa - Temuco	-96,7	9,8 %
Temuco - Nueva Pichirropulli	-60,6	1,8 %
Nueva Pichirropulli - Puerto Montt	-	0,0 %

Nota: Se considera congestión entre zonas cuando alguno de los tramos que conectan las subestaciones se encuentra en su límite según el CEN, no necesariamente correspondiendo a una línea directa entre ambas.

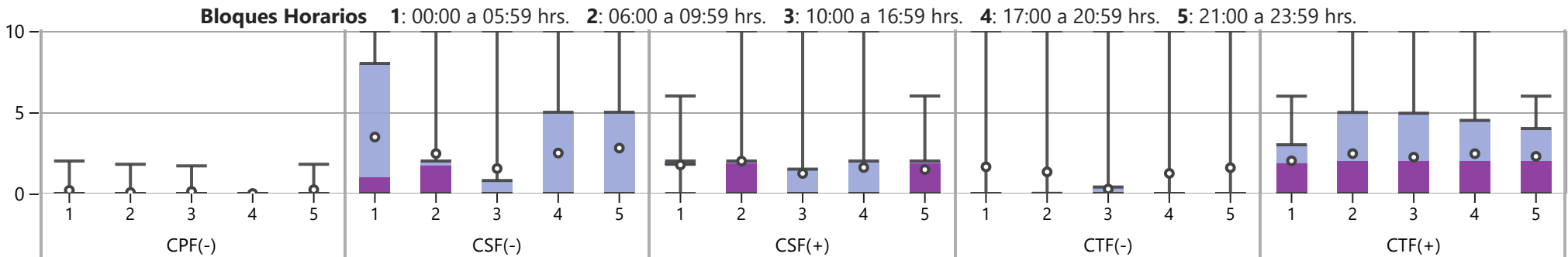
Desviaciones CMg Real Respecto a Programado Alto Jahuel (USD/MWh)



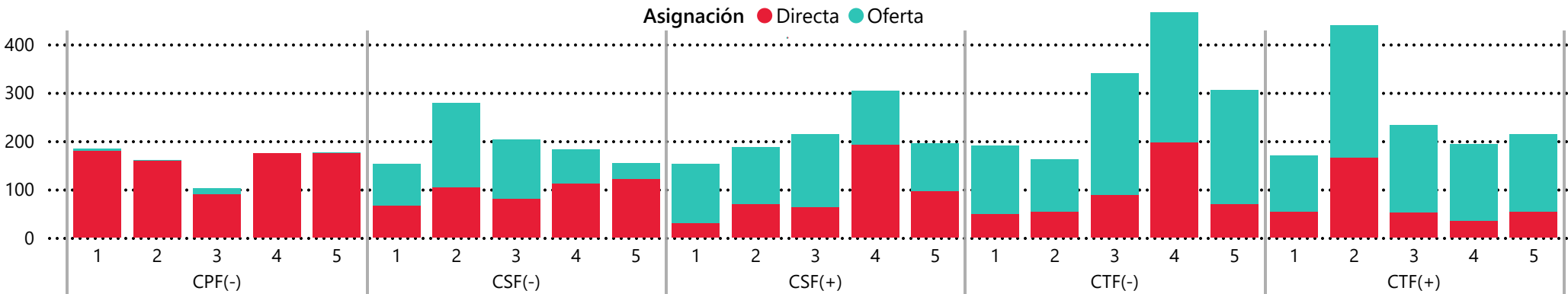
Duración de Congestiones entre Zonas (%)



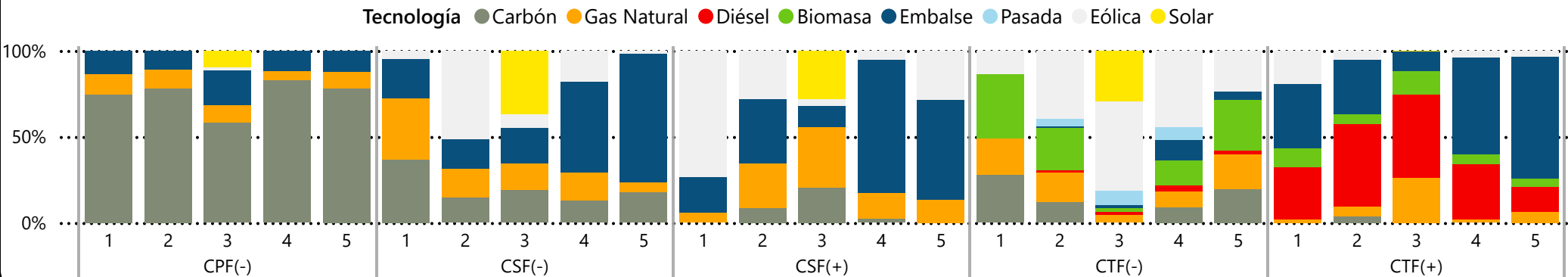
Distribución de Ofertas Asignadas por SSCC (USD/MW)



Tipo de Asignación por SSCC (MW/h por Bloque Horario)



Asignación de SSCC por Tecnología (%)



Asignación por Ofertas y Mayor Tecnología Asignada por SSCC

CPF(-)

Asignación Ofertas | Carbón

3,0 % | 74,0 %

CSF(+)

Asignación Ofertas | Hidro Embalse

60,5 % | 39,1 %

CSF(-)

Asignación Ofertas | Hidro Embalse

52,7 % | 30,8 %

CTF(+)

Asignación Ofertas | Diésel

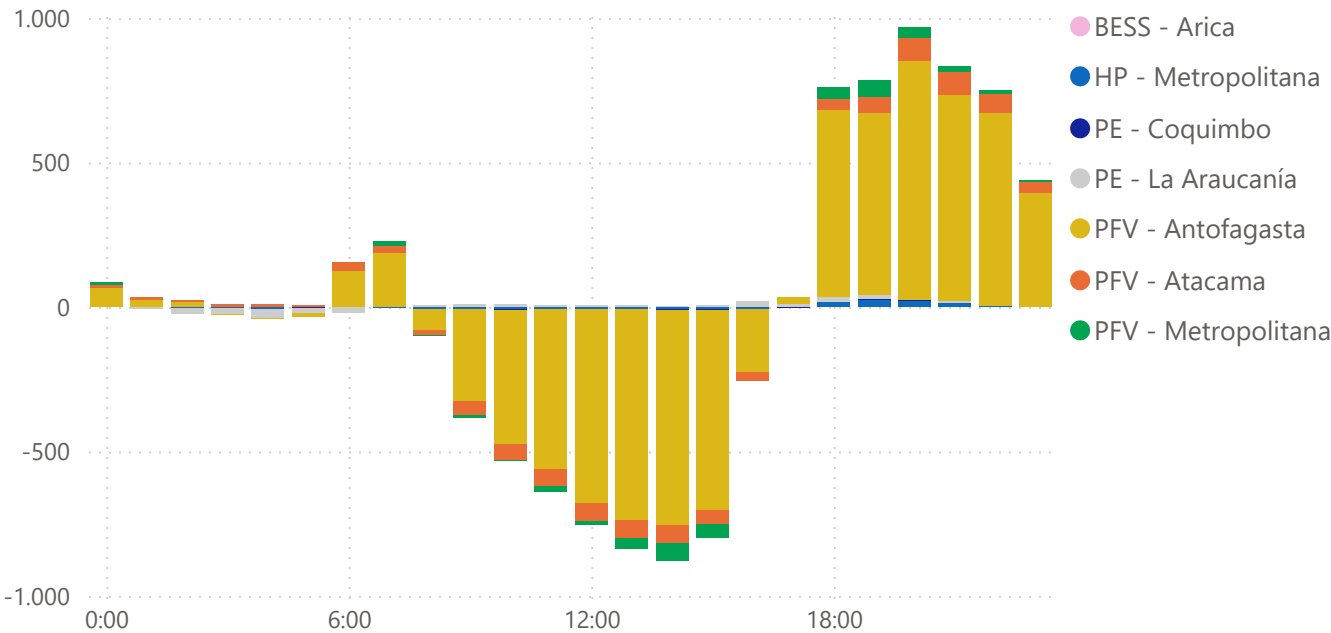
71,4 % | 39,4 %

CTF(-)

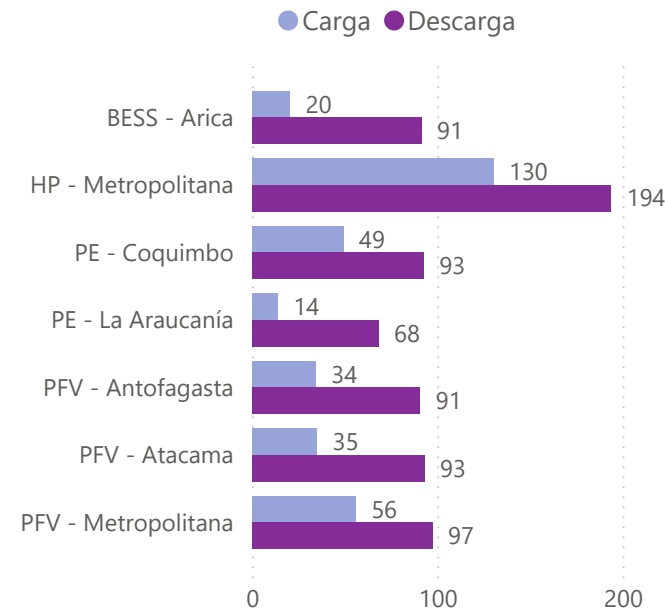
Asignación Ofertas | Eólica

69,3 % | 38,6 %

Perfil Diario Promedio del Programa BESS (MWh)



CMg Programado Promedio Ciclos (USD/MWh)



Diferencia CMg Real Noche - Día (USD/MWh)

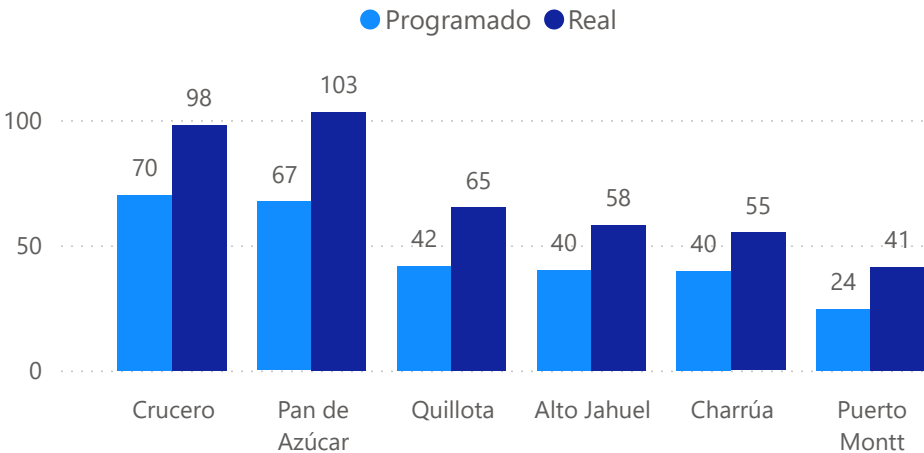


Arbitraje Programado Promedio (USD/MWh)

BESS	USD/MWh	BESS	USD/MWh
BESS ARICA	70,6	HP ALFALFAL	43,7
PE LA CABAÑA	54,5	PFV DON HUMBERTO	34,2
PE PUNTA SIERRA	43,5	PFV MARIA ELENA	55,8
PFV ANDES SOLAR II	59,2	PFV NUEVO QUILLAGUA	54,7
PFV ANDES SOLAR II-B	53,9	PFV SALVADOR	57,3
PFV ANDES SOLAR IV	58,1	PFV SAN ANDRES	57,8
PFV CAPRICORNIO	59,5	PFV SOL DEL DESIERTO	49,7
PFV COYA	59,4	PFV TAMAYA SOLAR	50,2
PFV D. ALMAGRO SUR	64,8	PFV URIBE SOLAR	70,8

Nota: Se refiere al arbitraje como el beneficio por unidad de energía inyectada a la red, considerando cargas y descargas valorizadas a CMg.

Arbitraje Ideal (4 Hrs.) (USD/MWh)



Nota: Se considera una batería de 4 hrs. de duración, que carga en las horas de menor CMg durante el día, y se descarga en las horas de mayor CMg durante la noche.



vinken

¡Gracias!

¿Te gustaría contactarnos?
Hazlo a través de los siguientes canales:

contacto@vinken.cl
www.vinken.cl