



vinken

Reporte Semanal de Mercados

Lunes 06/01/2025

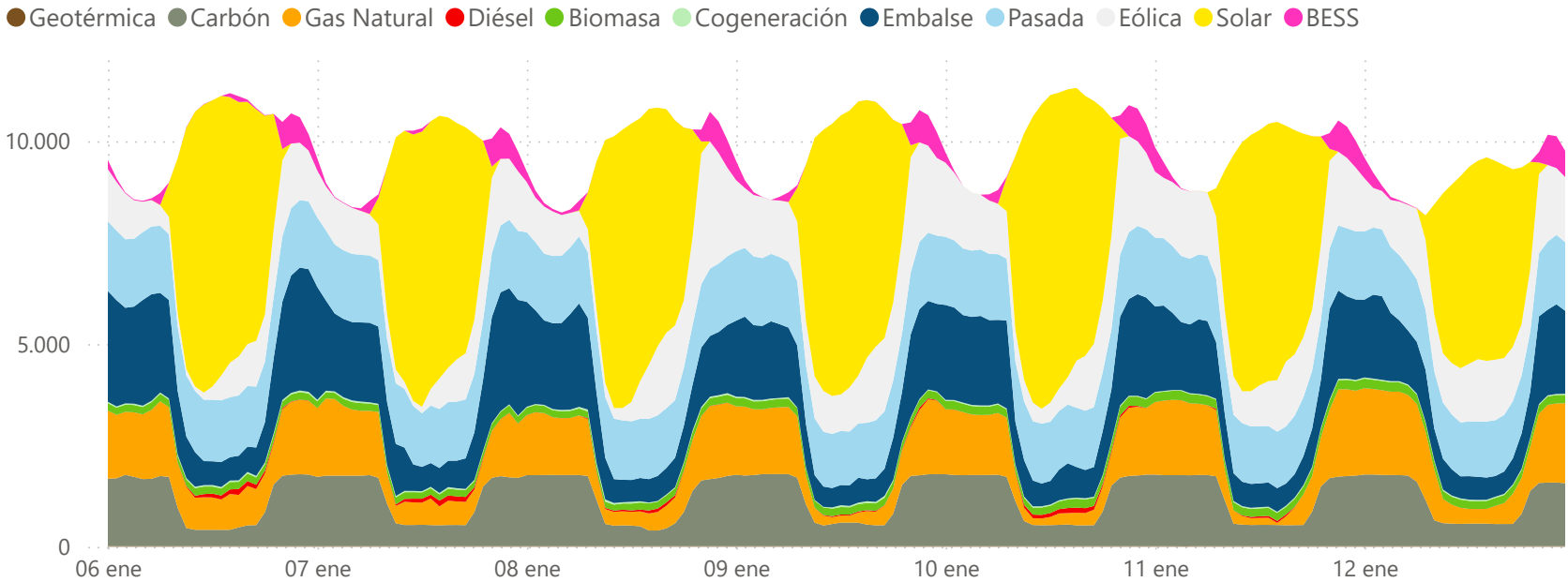
-

Domingo 12/01/2025

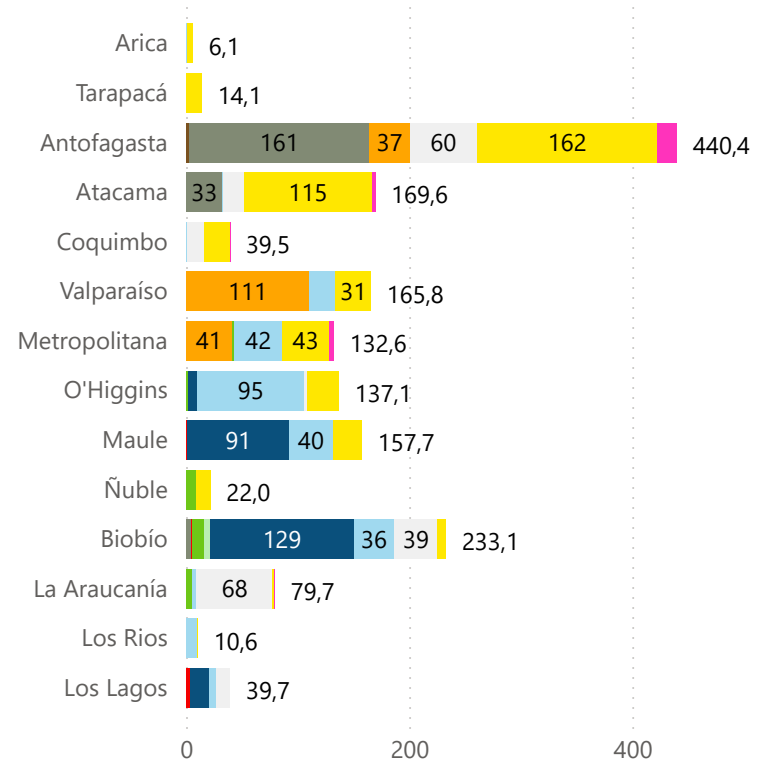
Generación Semanal

Periodo lun. 06/01/2025 - dom. 12/01/2025

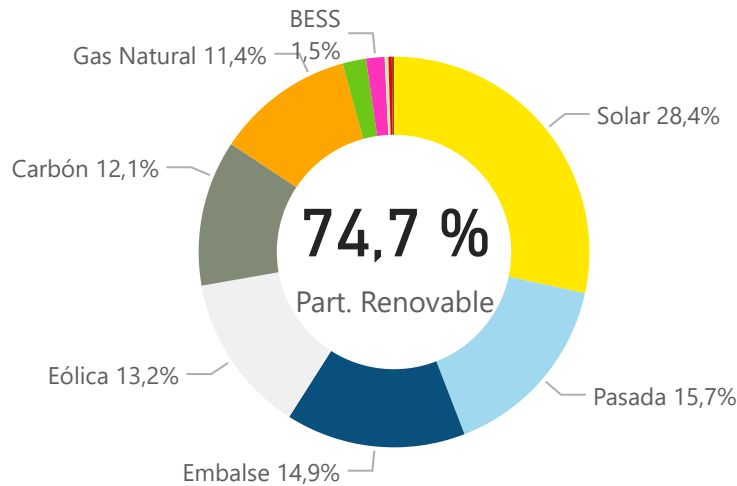
Generación Horaria por Tecnología (MWh)



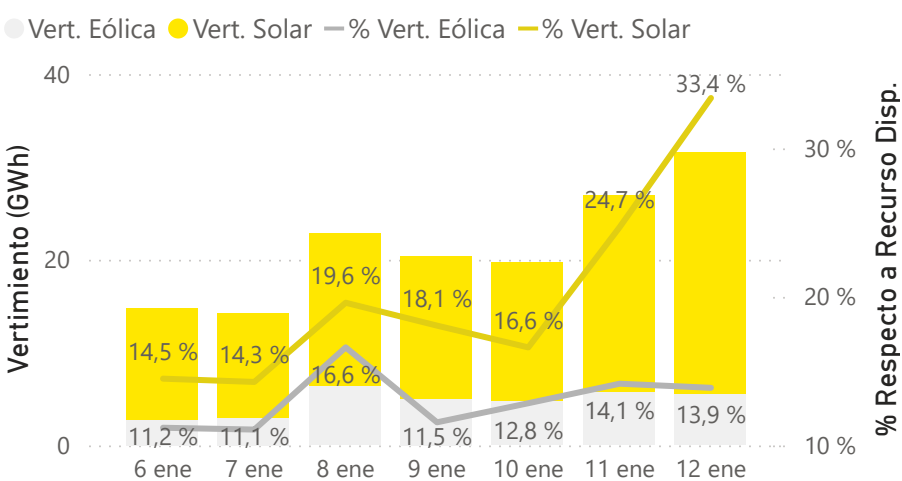
Generación por Región (GWh)



Mix de Generación Semanal



Vertimientos de Energía Renovable (GWh)



Máx. Part. Renovable

11/01/2025 14:00:00

93,6 %

Máx. Participación ERV

09/01/2025 13:00:00

73,5 %

Máx. Participación PMGD

12/01/2025 15:00:00

21,2 %

Demanda Máx. (MWh/h)

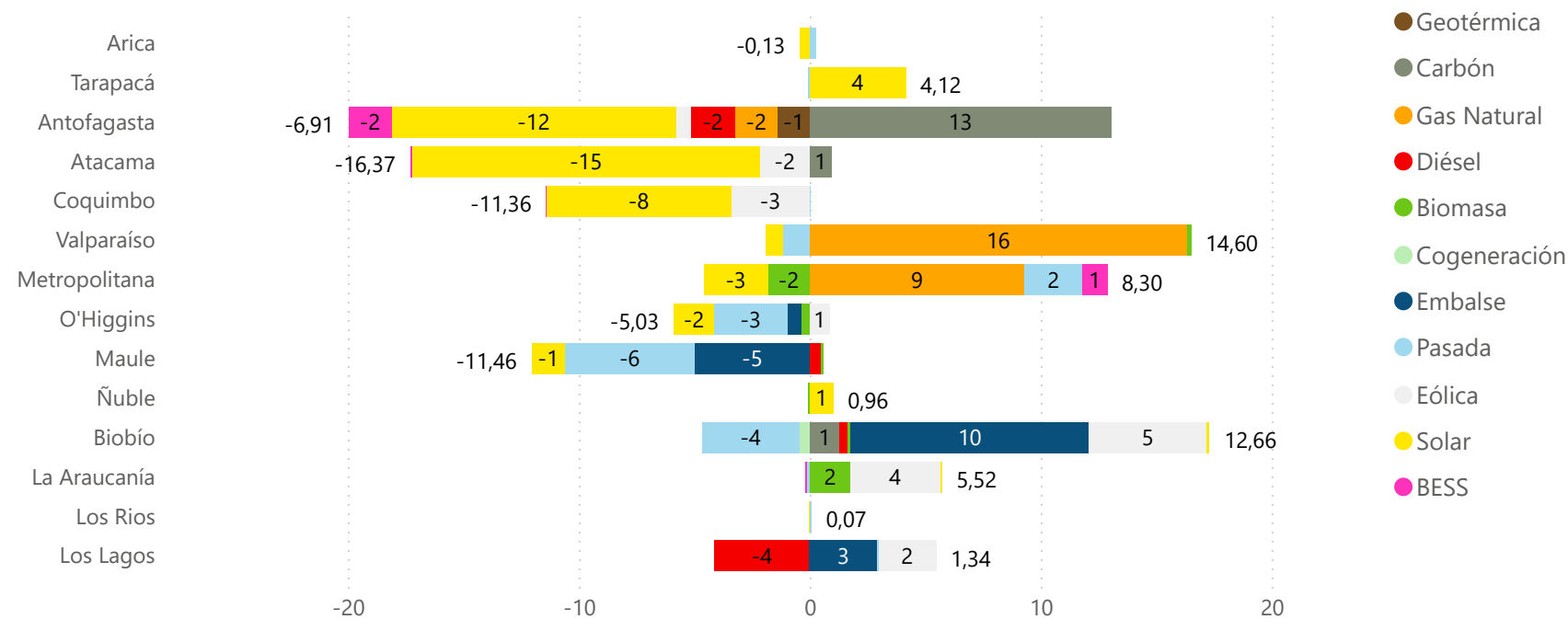
10/01/2025 15:00:00

11328

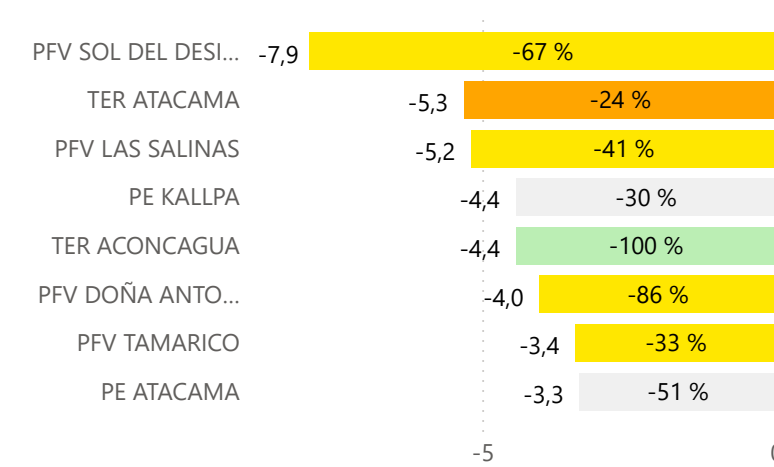
Desviaciones de Generación

Periodo lun. 06/01/2025 - dom. 12/01/2025

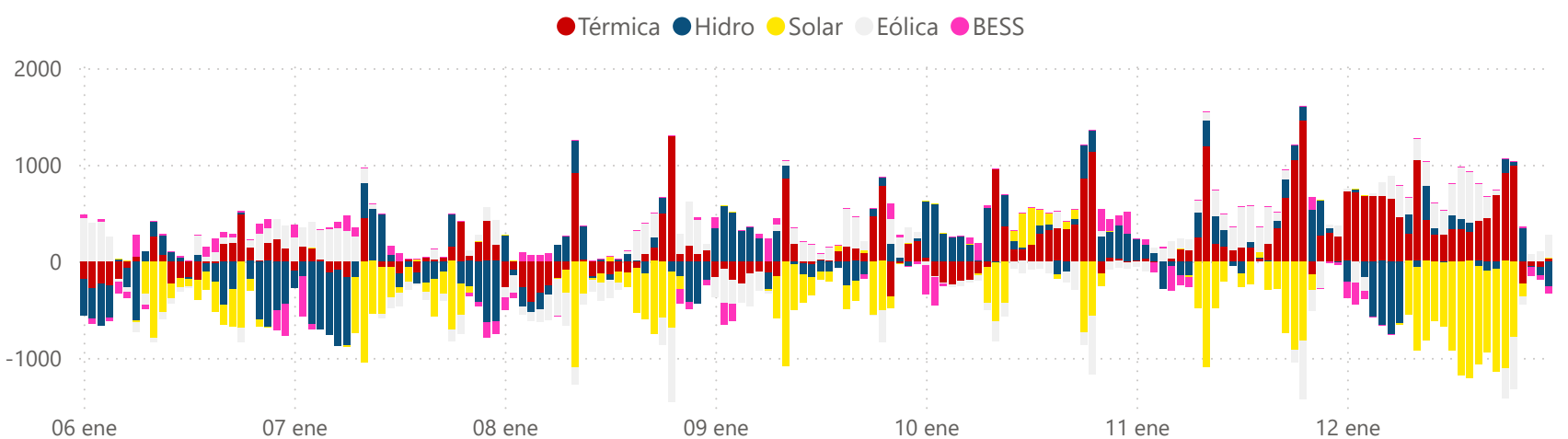
Desviación de Generación por Región (GWh)



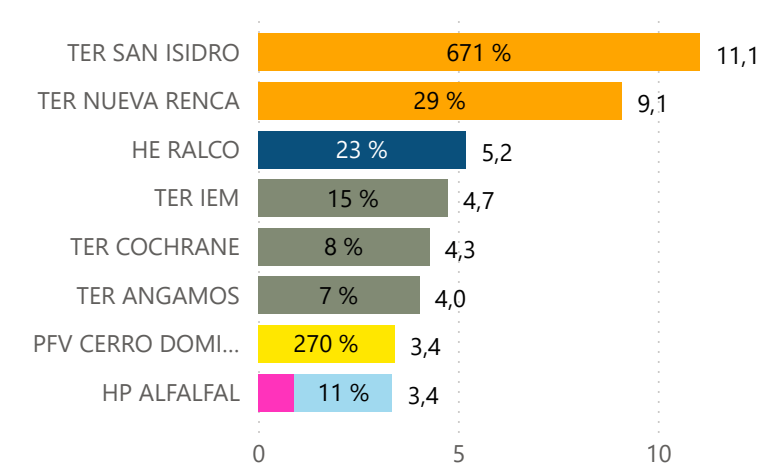
Menor Generación que en el Programa (GWh)



Desviación de Generación Horaria por Tecnología (MWh)



Mayor Generación que en el Programa (GWh)



Mayor Desvío (MWh/h)

Eólica
08/01/2025 19:00:00
-769,8

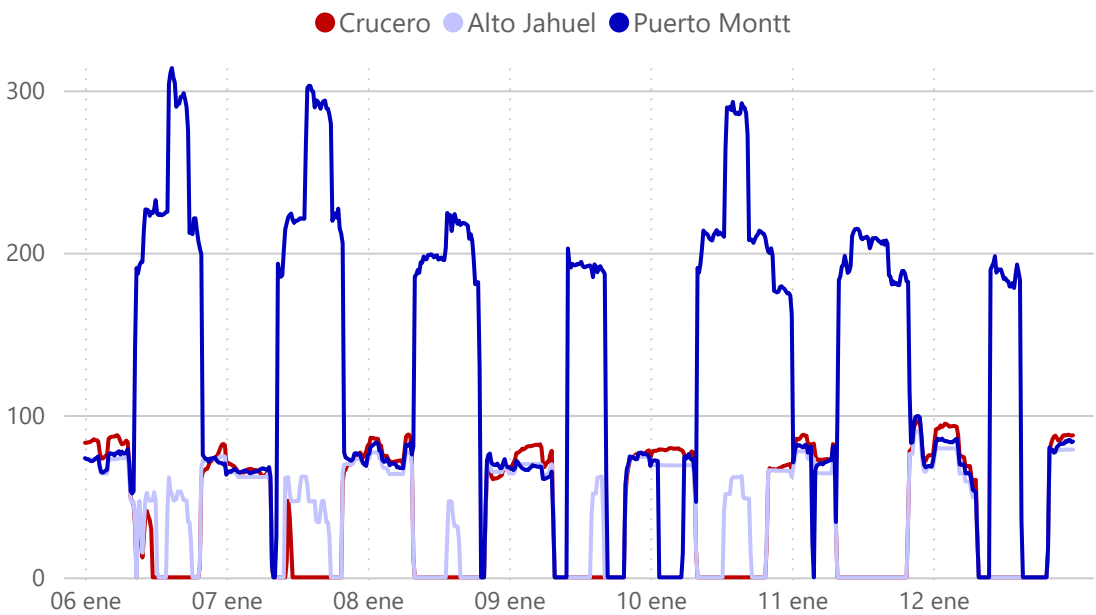
Mayor Desvío (MWh/h)

Solar
12/01/2025 14:00:00
-1210,1

Costos Marginales

Periodo lun. 06/01/2025 - dom. 12/01/2025

Costos Marginales Reales (USD/MWh)



CMg Promedio (USD/MWh)

Subestación	Progr.	Real	Hrs. CMg Real 0 (%)
Pozo Almonte	40,2	40,3	48,5 %
Crucero	39,2	38,5	46,7 %
Cardones	38,8	37,3	46,7 %
Pan de Azúcar	38,9	36,7	46,7 %
Quillota	42,6	41,4	34,1 %
Alto Jahuel	42,9	41,7	34,1 %
Ancoa	42,5	40,2	34,1 %
Charrúa	42,4	39,8	34,1 %
Temuco	42,4	38,8	36,6 %
Nueva Pichirropulli	174,7	126,4	10,1 %
Puerto Montt	177,5	127,6	10,1 %

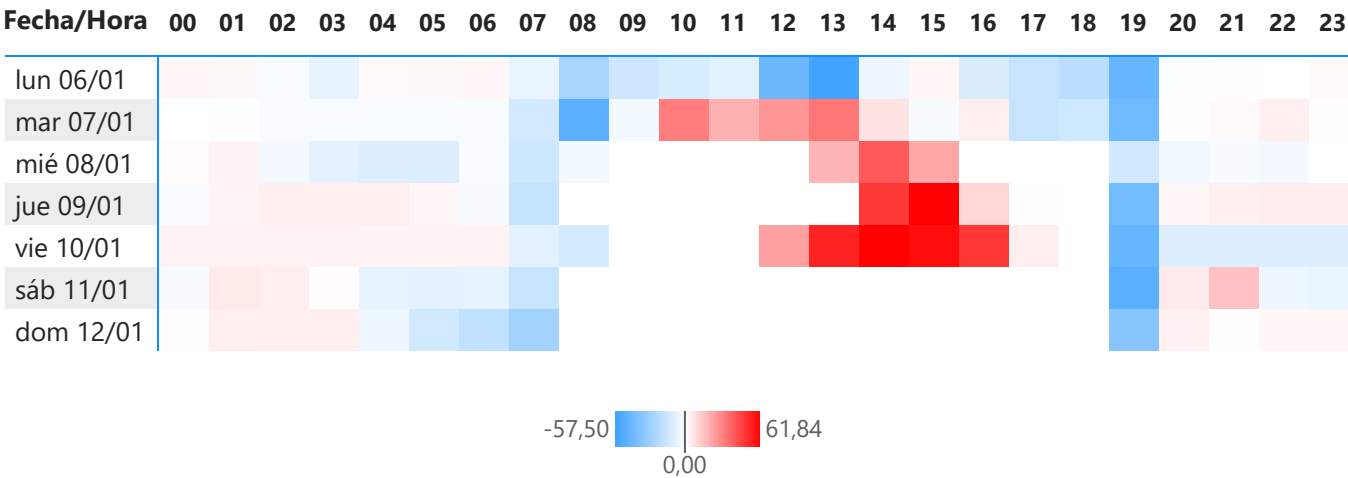
Nota: Se consideran barras de 220 kV.

Congestiones Promedio entre Zonas

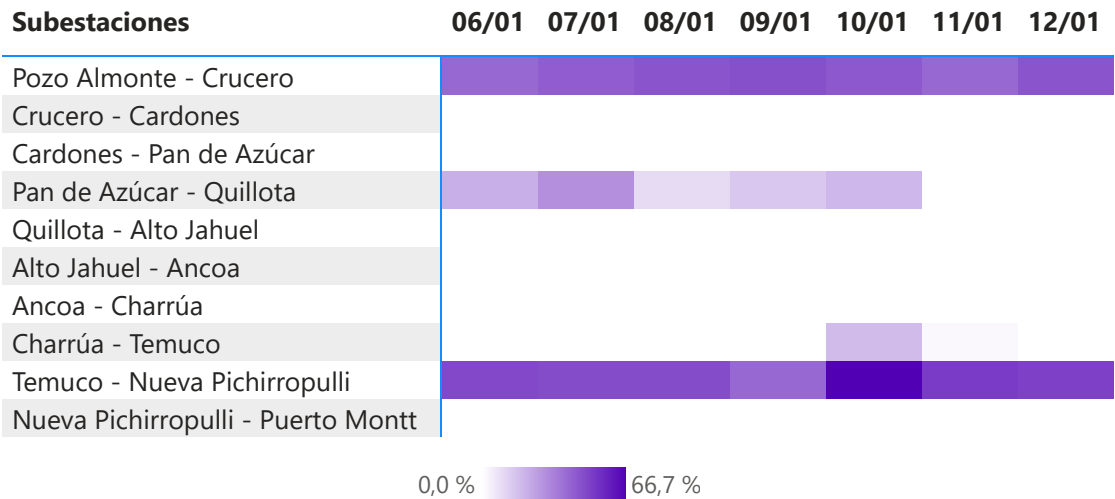
Subestaciones	Congestión (USD/MWh)	Duración (%)
Pozo Almonte - Crucero	-1,3	43,0 %
Crucero - Cardones	-	0,0 %
Cardones - Pan de Azúcar	-	0,0 %
Pan de Azúcar - Quillota	-44,8	13,2 %
Quillota - Alto Jahuel	-	0,0 %
Alto Jahuel - Ancoa	-	0,0 %
Ancoa - Charrúa	-	0,0 %
Charrúa - Temuco	63,3	2,8 %
Temuco - Nueva Pichirropulli	-171,2	49,9 %
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.

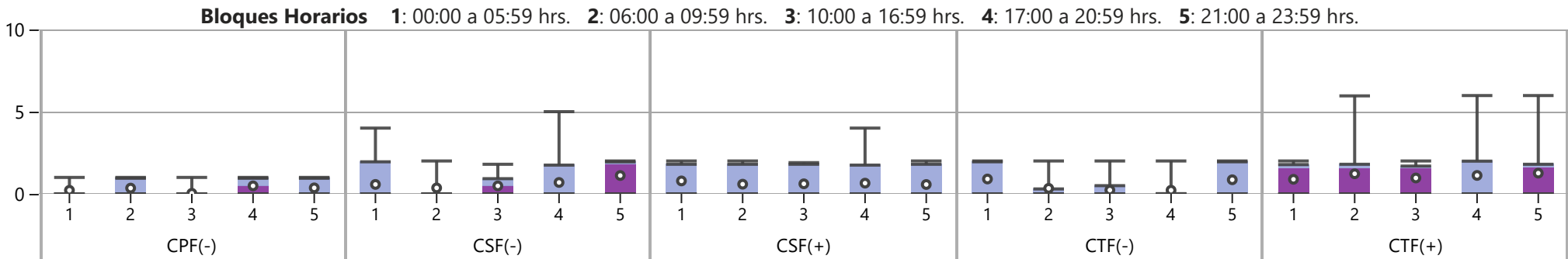
Desviaciones CMg Real Respecto a Programado Alto Jahuel (USD/MWh)



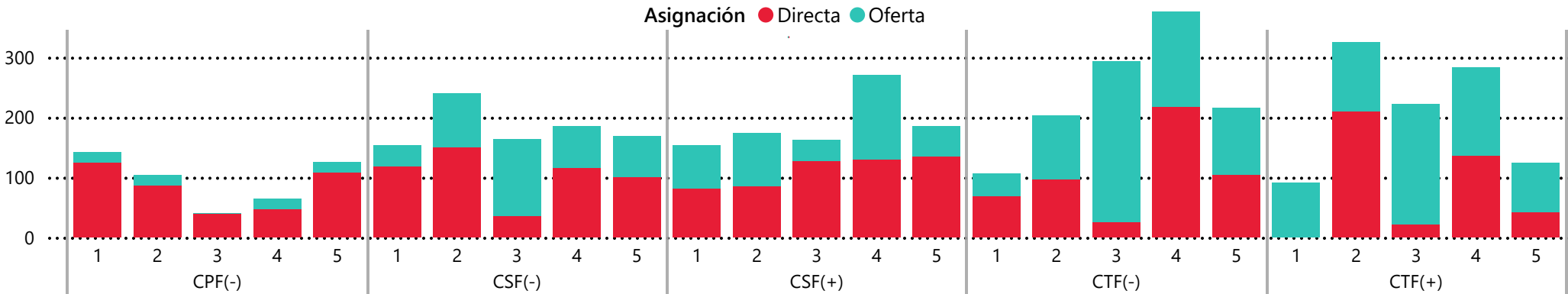
Duración de Congestiones entre Zonas (%)



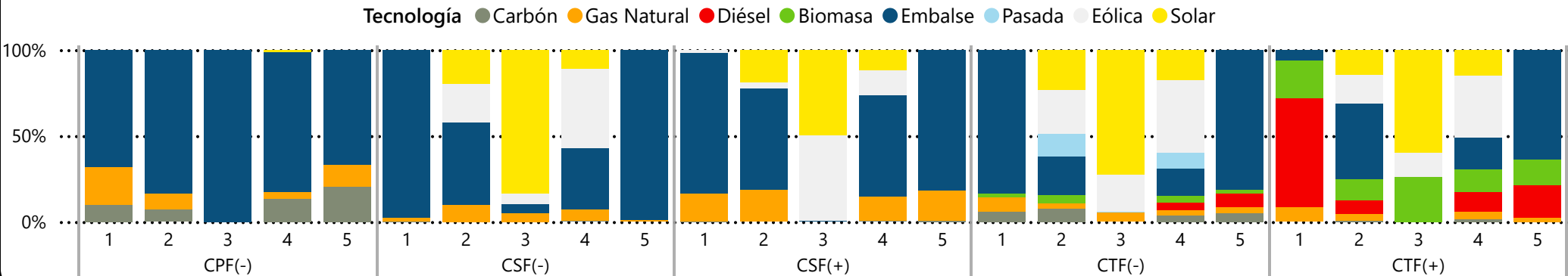
Distribución de Ofertas Asignadas por SSCC (USD/MW)



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



Asignación de SSCC por Tecnología (%)



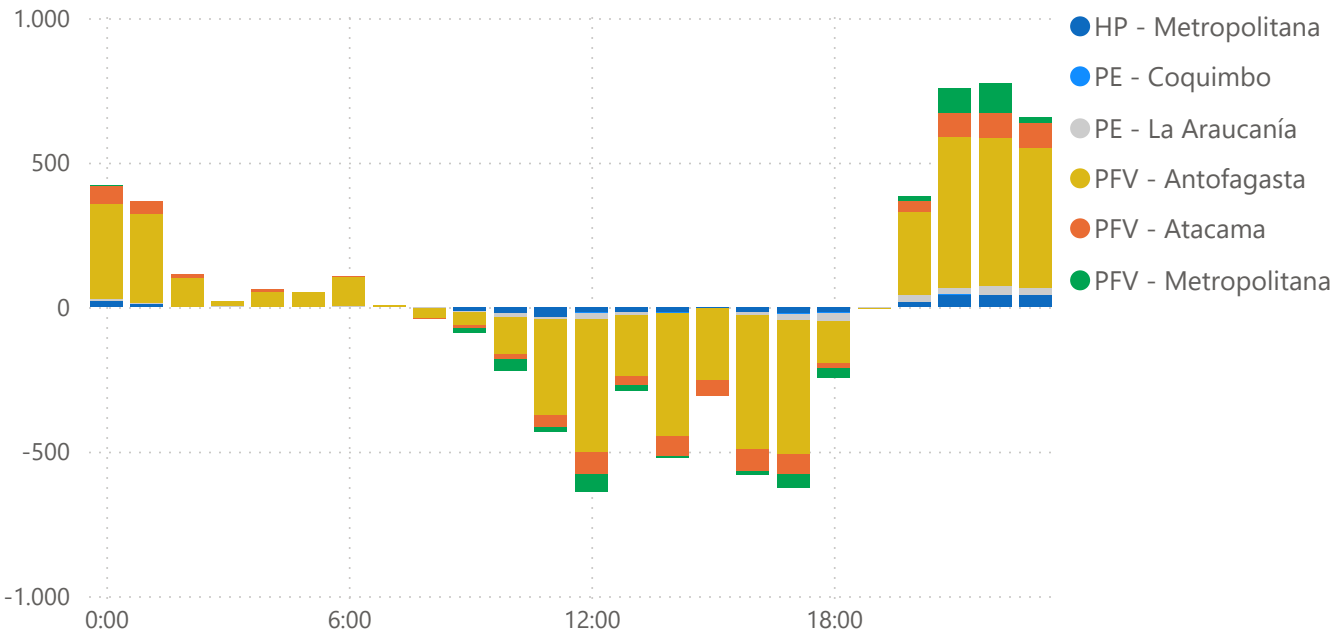
Asignación por Ofertas y Mayor Tecnología Asignada por SSCC

CPF(-)	Asignación Ofertas	Hidro Embalse
13,6 %	76,5 %	
CSF(+)	Asignación Ofertas	Hidro Embalse
39,6 %	51,6 %	
CSF(-)	Asignación Ofertas	Hidro Embalse
45,4 %	51,1 %	
CTF(+)	Asignación Ofertas	Solar
66,1 %	25,9 %	
CTF(-)	Asignación Ofertas	Solar
61,6 %	34,2 %	

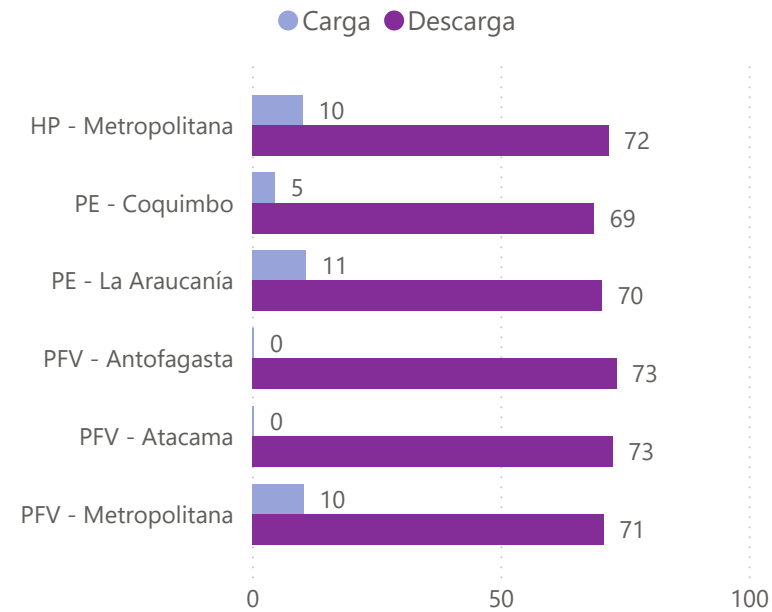
Almacenamiento

Periodo lun. 06/01/2025 - dom. 12/01/2025

Perfil Diario Promedio del Programa BESS (MWh)



CMg Programado Promedio Ciclos (USD/MWh)



Diferencia CMg Real Noche - Día (USD/MWh)

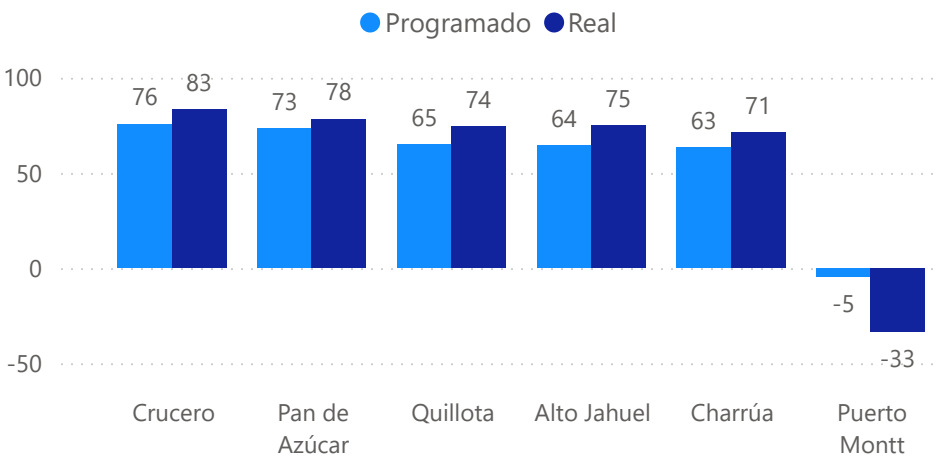


Arbitraje Programado Promedio (USD/MWh)

BESS	USD/MWh	BESS	USD/MWh
HP ALFALFAL	60,6	PE PUNTA SIERRA	63,4
PE LA CABAÑA	58,9	PFV DON HUMBERTO	59,6
PFV ANDES SOLAR II	72,1	PFV MANZANO	59,2
PFV ANDES SOLAR II-B	73,8	PFV SALVADOR	72,5
PFV ANDES SOLAR IV	73,3	PFV SAN ANDRES	72,7
PFV CAPRICORNIO	74,3	PFV TAMAYA SOLAR	72,5
PFV COYA	72,8	PFV URIBE SOLAR	64,5
PFV D. ALMAGRO SUR	72,9		

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