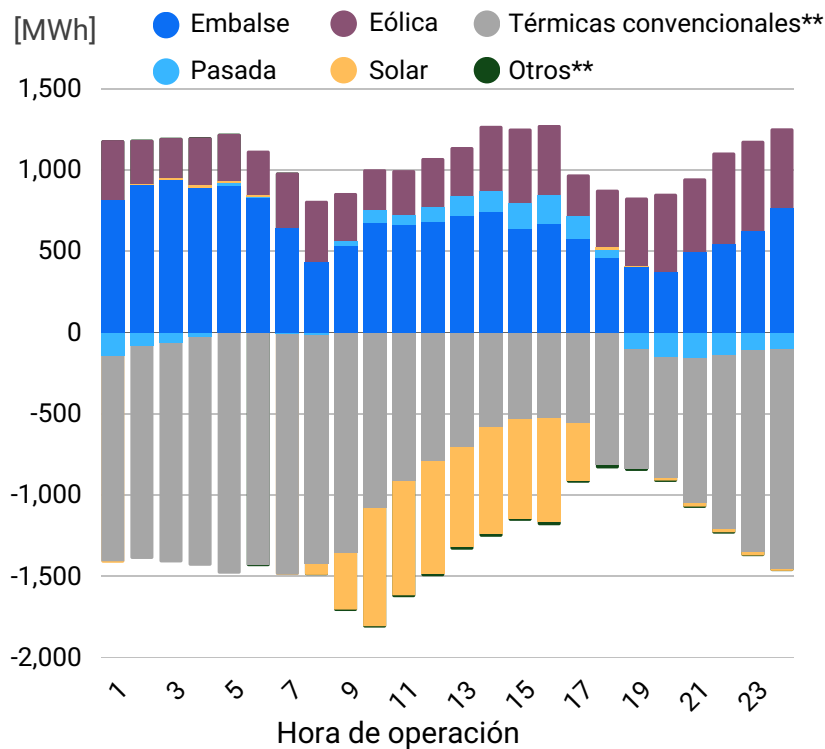


Impacto del sistema frontal en el sector eléctrico

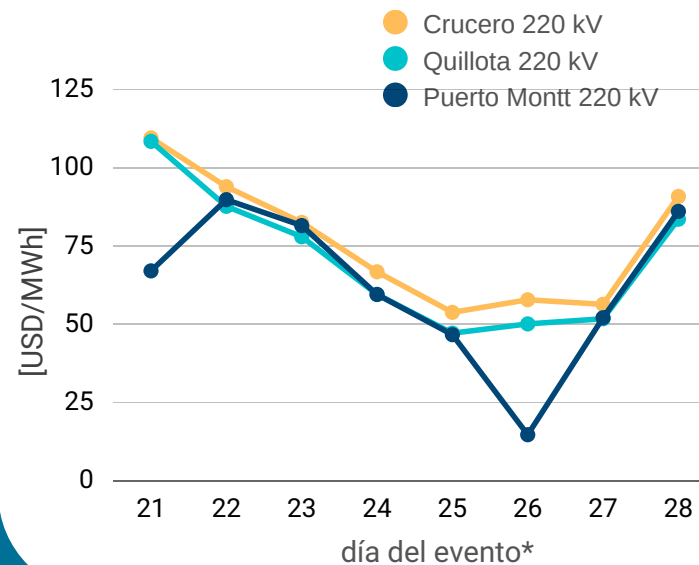
Diferencia entre el promedio de generación por hora en días del evento* y el resto de junio



Al comparar la generación en los días del evento* con los días fuera él, se tiene que la generación de:

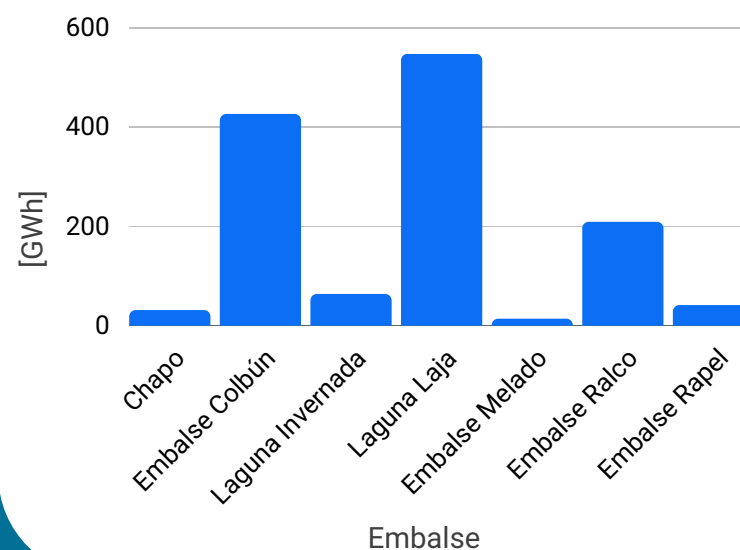
- Centrales de embalse aumenta un 65%.
- Centrales térmicas convencionales** disminuye en un 22%.
- Centrales de pasada varían según la hora de estudio.

Evolución del CMg promedio diario durante el evento*



El promedio de los CMg en los días del evento* versus en los días fuera de él, disminuye en un 23%, 37% y 38% en las barras Crucero 220 kV, Quillota 220 kV y Puerto Montt 220 kV. Además, el SEN se mantiene acoplado durante la mayor parte del evento.

Variación de la energía embalsada durante el evento*



Los incrementos más relevantes se observan en la laguna Laja y en el embalse Colbún, que aumentan su energía embalsada en un 55% y 237% respectivamente. Por otro lado, a nivel general, la energía total embalsada aumentó en 1331 [GWh] aproximadamente.

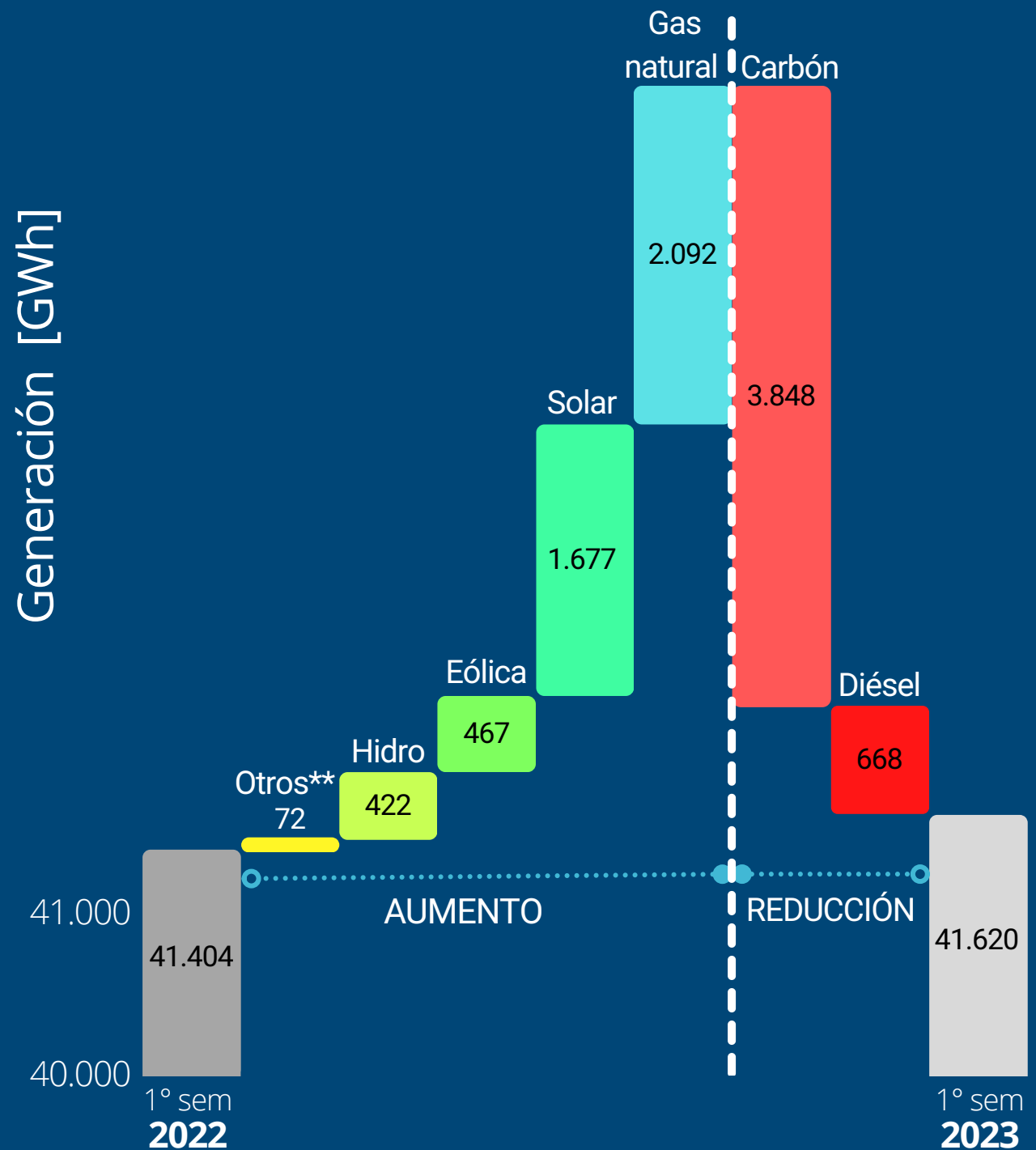
* El evento de precipitaciones comprende entre el 21 y el 28 de junio, mientras que se considera a los días fuera de él como el resto de junio.

** Térmicas convencionales: carbón, diésel, gas natural, fuel-oil y PetCoke. Otros: biogás, biomasa, cogeneración y geotermia.

La generación renovable* del SEN durante el primer semestre de 2023 es un 13% superior a lo observado en el primer semestre de 2022

Al comparar el primer semestre de 2022 con el de 2023, se tiene que aumentó la generación en base a gas natural en un 24%, solar en un 25%, eólica en un 11%, hidráulica en un 6%, y el resto de tecnologías** en un 5%. Por el contrario, disminuyó la generación en base a carbón en un 33%, y diésel en un 61%.

Evolución de la generación semestral según tecnologías



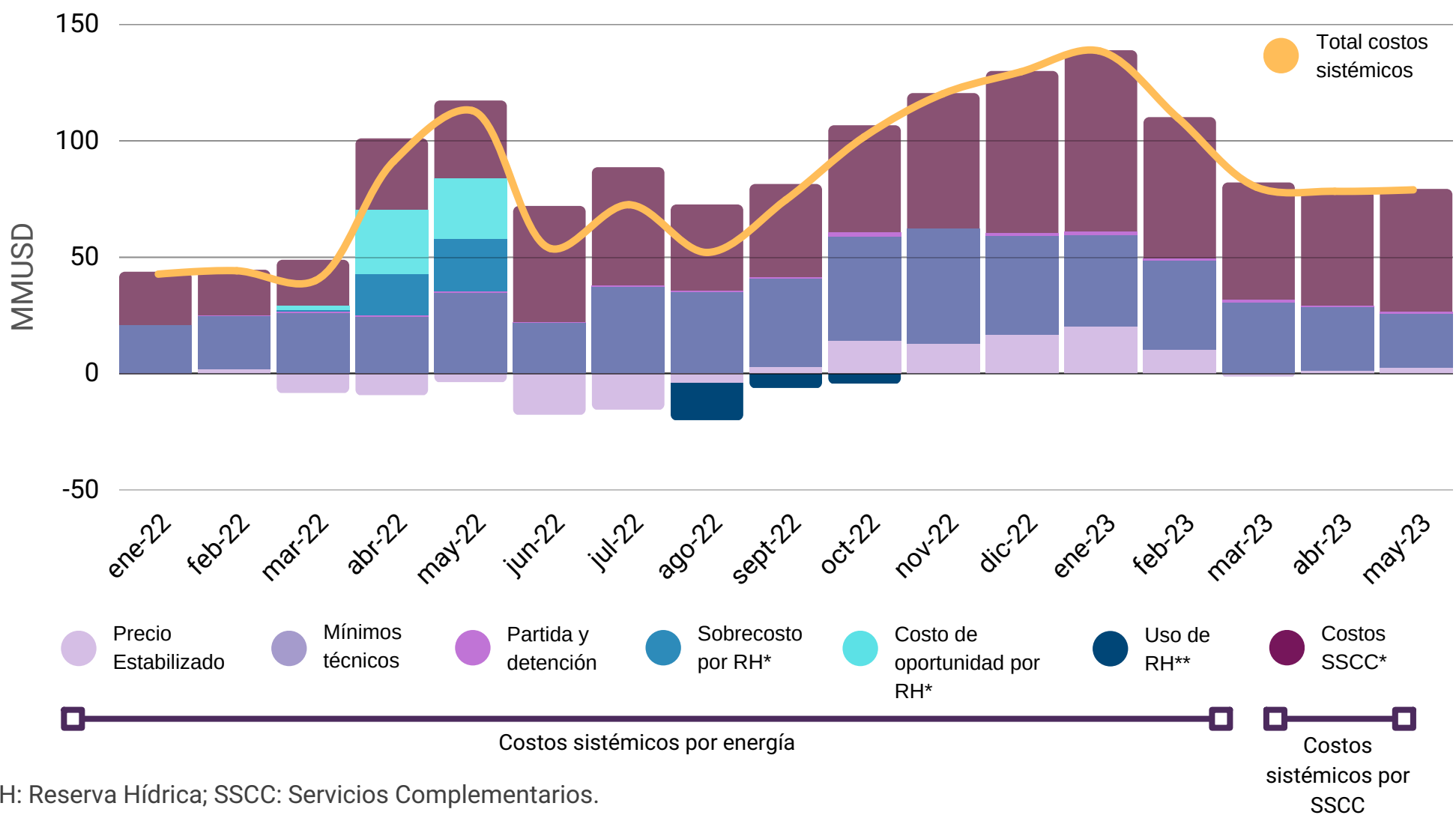
* Considera las tecnologías hidráulica (embalse y pasada), solar, eólica, biomasa, biogás y geotermia.

** Comprende las tecnologías de biogás, biomasa, cogeneración, fuel-oil, geotermia y PetCoke.

El total de costos sistémicos ha disminuido en un 43% entre enero y mayo de 2023

La reducción más relevante se observa en los costos por mínimos técnicos y SSCC*, que disminuyeron en un 41% y 32% respectivamente, aún cuando la generación mensual no se desvió más del 5% del promedio. Notar que en lo que va de 2023, no hay costos sistémicos asociados a la reserva hídrica, los que en 2022 se valorizaron en 95 MMUSD.

Evolución mensual de costos sistémicos por energía y SSCC

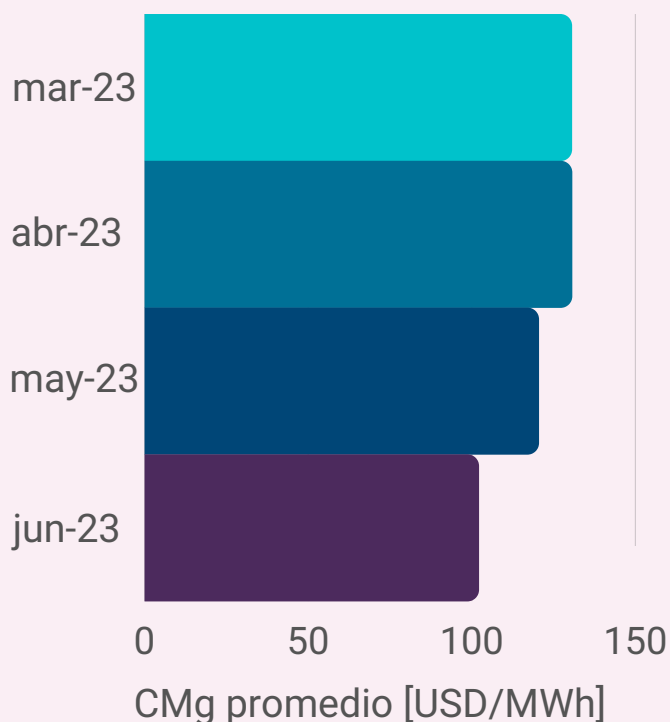


* RH: Reserva Hídrica; SSCC: Servicios Complementarios.

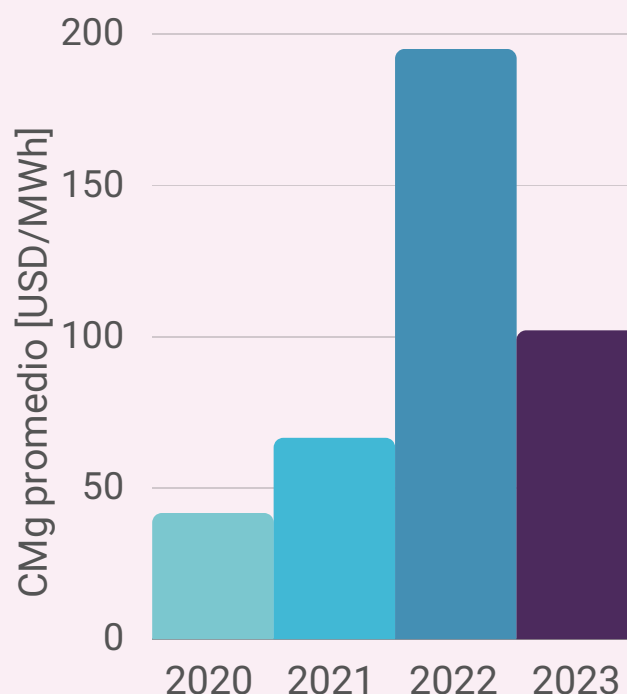
** Agrupa los costos por uso de reserva hídrica.

Tendencia del Costo Marginal (CMg) del sistema

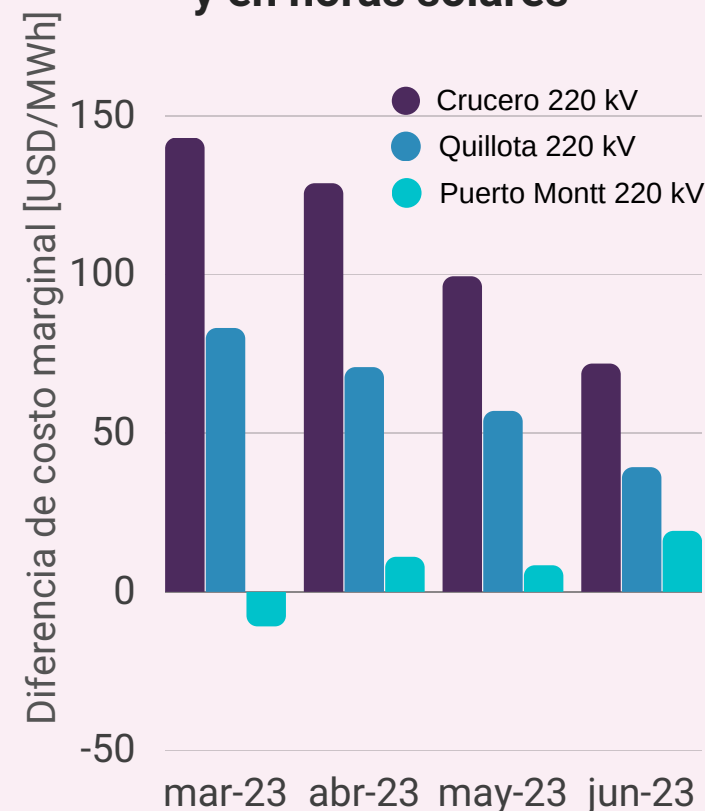
Quillota 220 kV en los últimos meses



Quillota 220 kV en junio de los últimos años



Diferencia* de costos marginales en horas no solares y en horas solares**



El costo marginal promedio en junio de 2023 de la barra Quillota 220 kV fue de 102,1 [USD/MWh], menor al valor observado en mayo de 2023 de 120,4 [USD/MWh] y menor también que los 195 [USD/MWh] en junio de 2022. Considerando las barras referenciales del sistema, la mayor diferencia entre los promedios de costos marginales en horario no solar y solar** durante junio fue de 71,9 [USD/MWh] en Crucero 220 kV.

* Considera la diferencia entre los promedios mensuales de costos marginales en horas no solares y solares.

** Son horas solares el periodo entre las 08:00 y 18:59 hrs, y las horas no solares son el resto del día.