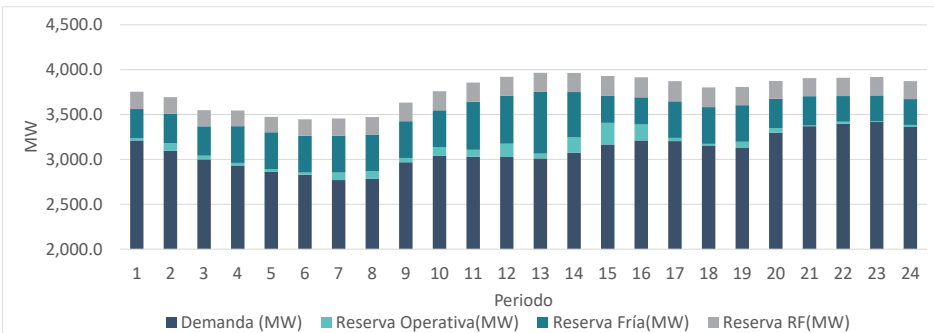


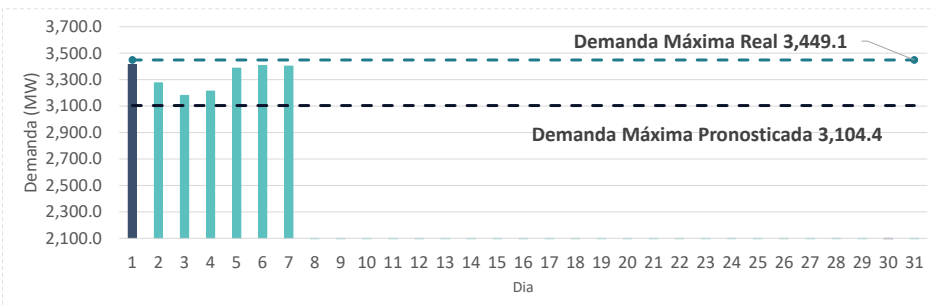
1. Demanda y Disponibilidad Programada día Actual

Para el 08 de septiembre del 2023 se estima una demanda máxima horaria de 3,415.7 MW en el periodo 23, presentando una reserva total de 502.2 MW en este periodo.



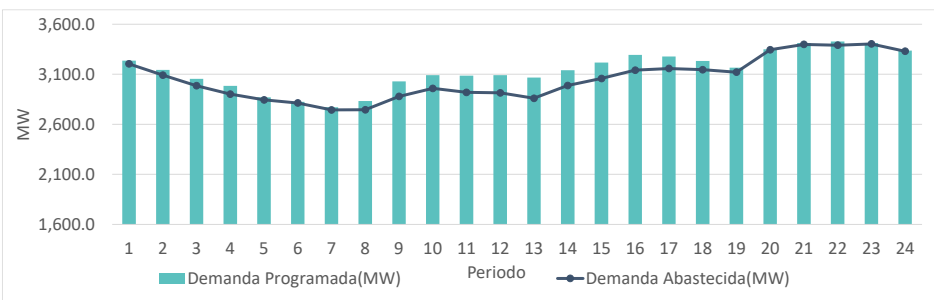
2. Comportamiento de la demanda máxima anual vs mes

En el mes de septiembre la demanda máxima fue de 3,414.0 MW, la cual se presentó en el periodo 21 del día 01. Actualmente la demanda máxima real ocurrió al día 11 de julio en el periodo 23.



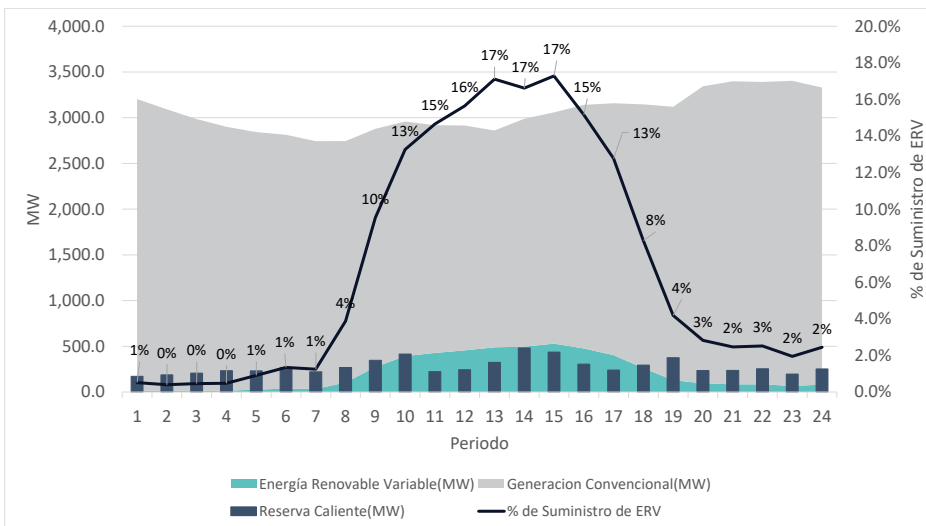
3. Desvío de la demanda programada vs. Real del día anterior

En fecha del 07 de septiembre 2023, se registró un desvío diario acumulado de 2.7% con respecto a la demanda programada en el redespacho. La demanda máxima fue de 3,402.9 MW y ocurrió en el periodo 23. El índice de abastecimiento de la demanda del SENI fue de 98.9%, siendo este 97.5% para EDENORTE, 98.8% para EDESUR y 99.2% para EDEESTE.



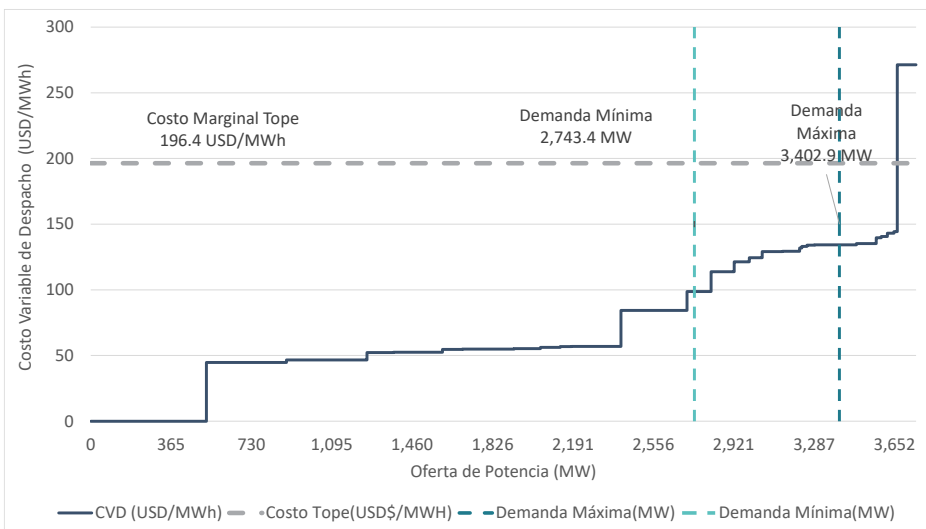
4. Incidencia de las Energías Renovables Variables en el SENI

Las energías renovables variables (Solar y Eólica) representaron 6.8% de la demanda abastecida, presentándose la máxima incidencia en el periodo 15 siendo un 17.3% de la generación del SENI.



5. Oferta de Potencia

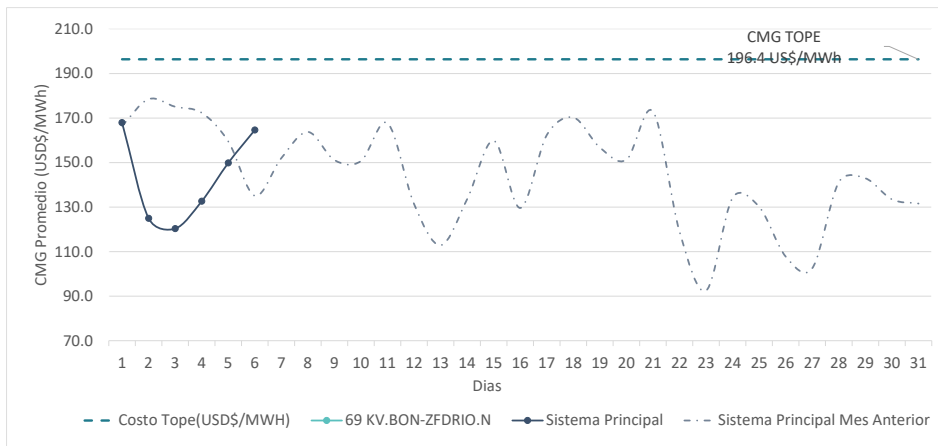
Para el periodo de demanda máxima del día en cuestión, se presenta una oferta de potencia de 3,750.7 MW, siendo la central térmica de menor Costo Variable de Despacho (CVD) PUNTA CATALINA 1 con un CVD de 44.7 USD/MWh, y la de mayor costo siendo HAINA TG con un CVD de 271.4 USD/MWh.



Fuente: Programa Diario de Operación, Informe Diario de Operación e Informe Diario de Costos Marginales del OC. US Marketscan, Gas Daily y Coal International de S&P Global Platts. Coal Report de Dow&Jones McCloskey.

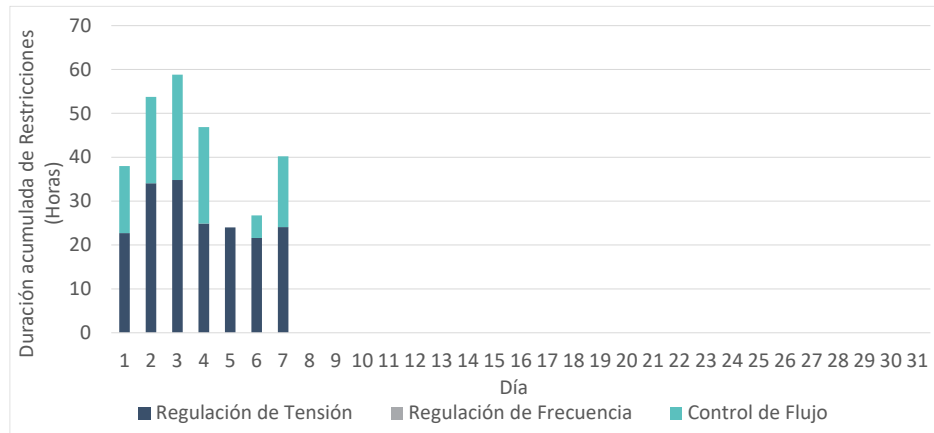
6. Comportamiento de Costos Marginales y Tope

Los costos marginales de energía del día 06 de Septiembre promediaron 164.7 US\$/MWh para el sistema principal. El promedio acumulado de los CMG para el mes de septiembre es de 143.4 US\$/MWh y el promedio para el mes de agosto fue de 144.8 US\$/MWh.



8. Duración de las Restricciones Operativas

El tiempo acumulado de las restricciones operativas asciende a 288 horas para el mes de septiembre.



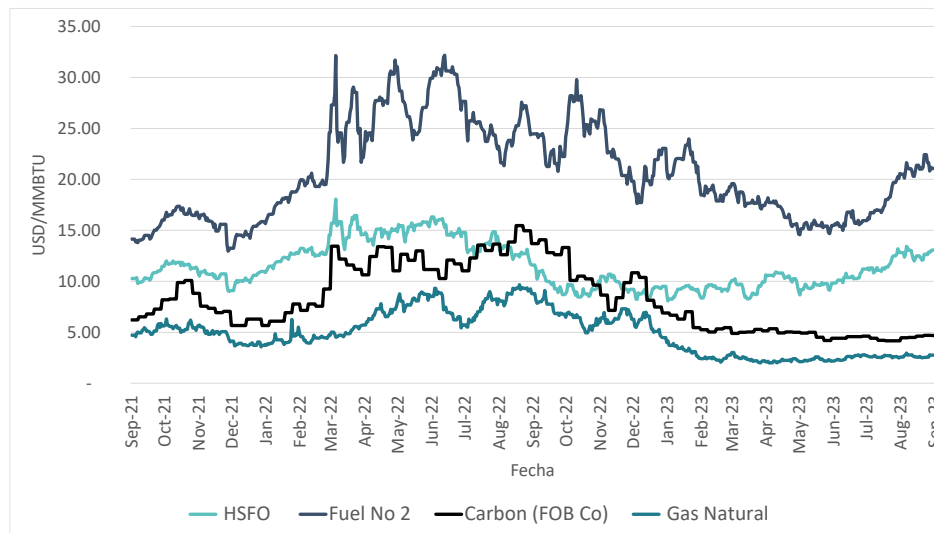
7. Restricciones Operativas

CASO	CAUSA	SOLUCION
Control de tensión en la zona de Nagua, Sanchez y Samaná.	Falta de compensación reactiva en la zona de Nagua, Sanchez y Samaná.	Despacho forzado de las unidades Pimentel 1 y 2
Control de tensión zona Norte (La Vega)	Baja compensación de potencia reactiva en la zona de La Vega.	Operación fuera de mérito con la central Diésel de La Vega
Control de flujo en el auto-transformador T2 de la subestación 138/69 kV Palamara.	Cambio en la topología de la red 69 kV de la zona.	Operación fuera de mérito de la central Inca KM22.
Control de flujo en la línea 69 kV Puerto Plata 2 - Navarrete (Línea limitada a 35 MW)	Mantenimiento programado en tramo de la Línea 69 kV Navarrete - Zona Franca Santiago	Deslastrar carga en Edenorte.
Control de flujo en el enlace 69 kV Generadora La Vega – La Vega.	Apertura del enlace 69 kV Generadora La Vega – Canabacoa.	Disminuir generación con la central Diésel De La Vega.

9. Precio de los Combustibles

PERIODO	USGC HSFO (US\$/bbl)	Fuel No.2 (US\$/bbl)	Gas Natural (US\$/MMBTU)	Carbón Platts (US\$/mt)	Carbón McCloskey
07-sep-23	82.4	123.3	2.6	111.7	119.0
Promedio Septiembre	82.5	120.6	2.7	111.7	119.0
Promedio Agosto	79.2	118.8	2.6	107.9	118.7
	↑ 4.1%	↑ 1.6%	↑ 1.5%	↑ 3.5%	↑ 0.3%

10. Histórico de los Combustibles (US\$/MMBTu).



Fuente: Programa Diario de Operación, Informe Diario de Operación e Informe Diario de Costos Marginales del OC. US Marketscan, Gas Daily y Coal International de S&P Global Platts. Coal Report de Dow&Jones McCloskey.