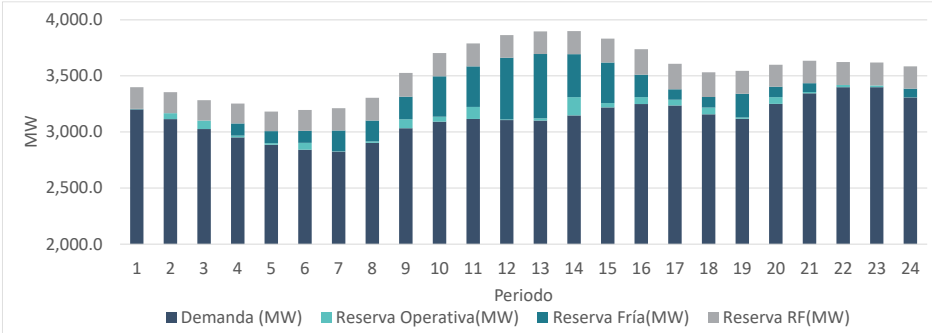


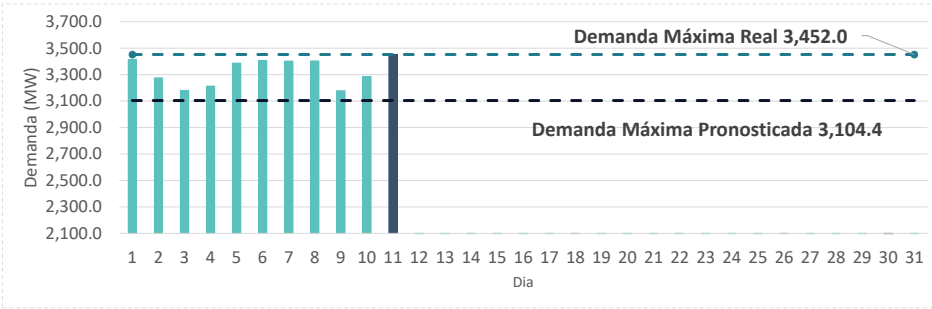
1. Demanda y Disponibilidad Programada día Actual

Para el 12 de septiembre del 2023 se estima una demanda máxima horaria de 3,399.6 MW en el periodo 22, presentando una reserva total de 223.6 MW en este periodo.



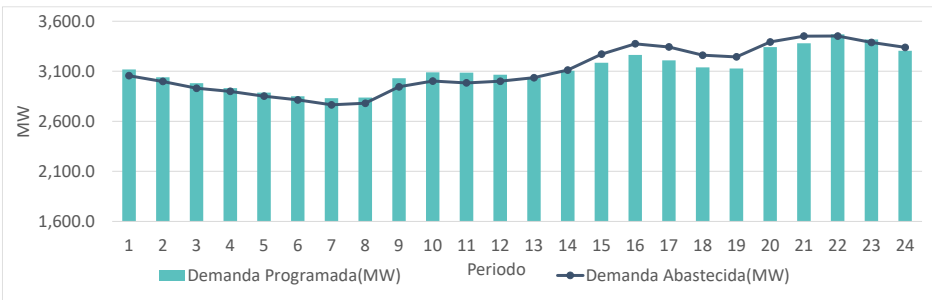
2. Comportamiento de la demanda máxima anual vs mes

En el mes de septiembre la demanda máxima fue de 3,452.0 MW, la cual se presentó en el periodo 22 del día 11. Actualmente la demanda máxima real ocurrió al día 11 de septiembre en el periodo 22.



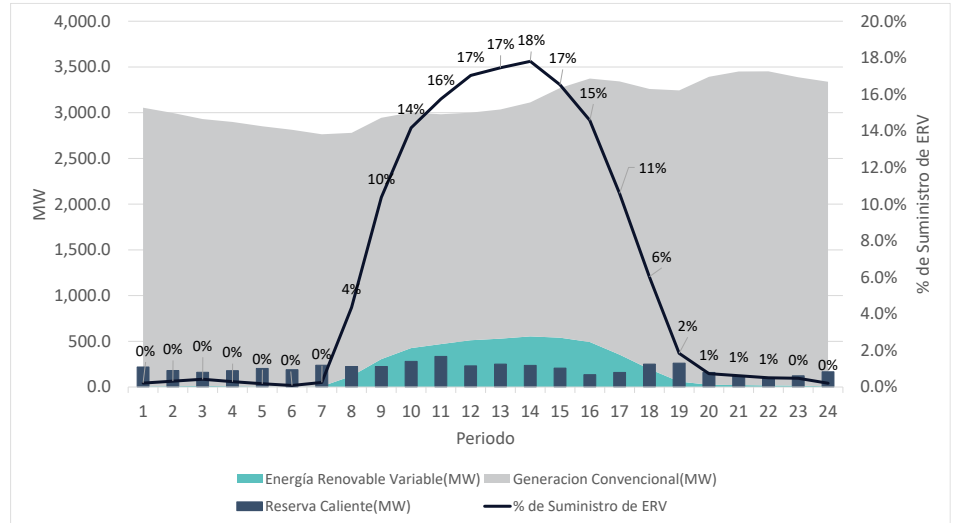
3. Desvío de la demanda programada vs. Real del día anterior

En fecha del 11 de septiembre 2023, se registró un desvío diario acumulado de 2.0% con respecto a la demanda programada en el redespacho. La demanda máxima fue de 3,452.0 MW y ocurrió en el periodo 22. El índice de abastecimiento de la demanda del SENI fue de 98.6%, siendo este 97.6% para EDENORTE, 99.2% para EDESUR y 97.9% para EDEESTE.



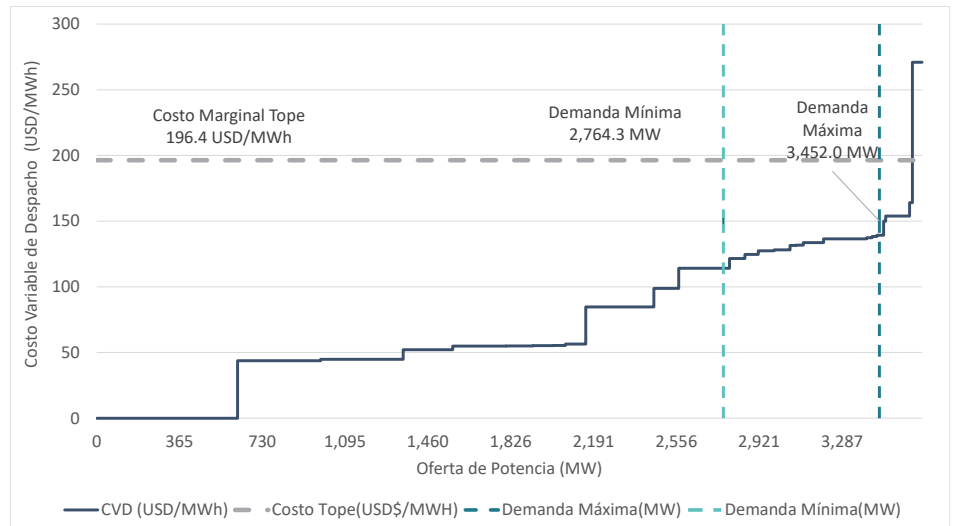
4. Incidencia de las Energías Renovables Variables en el SENI

Las energías renovables variables (Solar y Eólica) representaron 6.3% de la demanda abastecida, presentándose la máxima incidencia en el periodo 14 siendo un 17.8% de la generación del SENI.



5. Oferta de Potencia

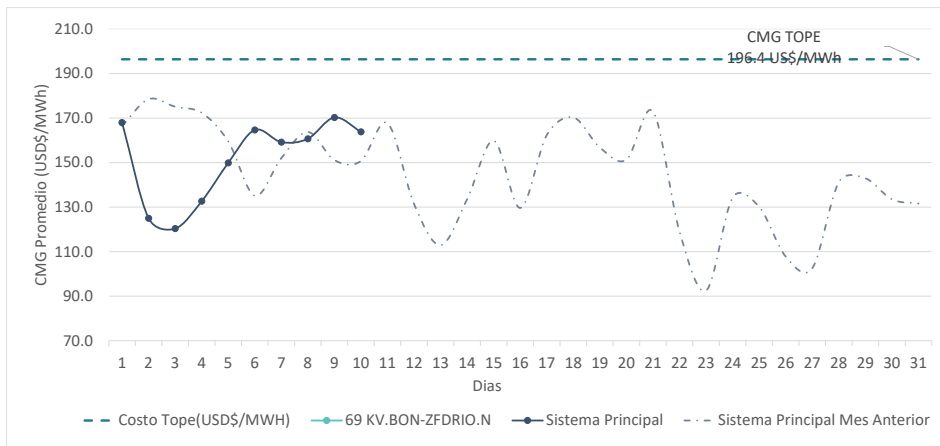
Para el periodo de demanda máxima del día en cuestión, se presenta una oferta de potencia de 3,640.7 MW, siendo la central térmica de menor Costo Variable de Despacho (CVD) PUNTA CATALINA 2 con un CVD de 43.7 USD/MWh, y la de mayor costo siendo HAINA TG con un CVD de 270.9 USD/MWh.



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.

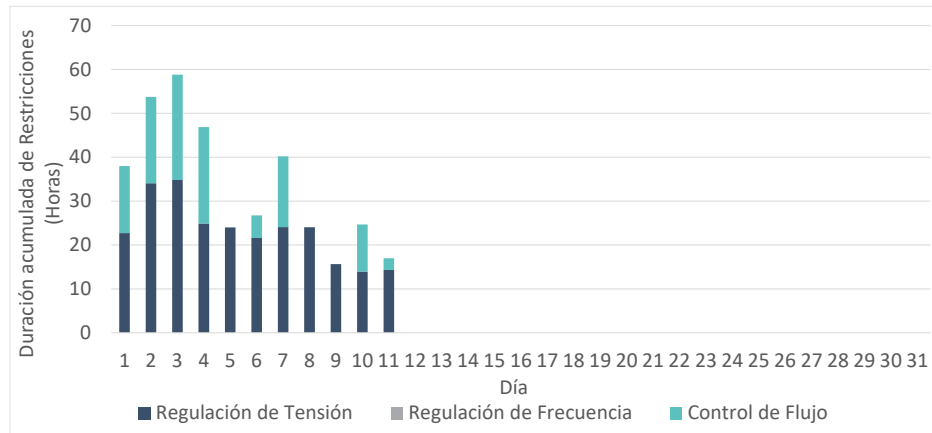
6. Comportamiento de Costos Marginales y Tope

Los costos marginales de energía del día 10 de Septiembre promediaron 163.8 US\$/MWh para el sistema principal. El promedio acumulado de los CMG para el mes de septiembre es de 151.4 US\$/MWh y el promedio para el mes de agosto fue de 144.8 US\$/MWh.



8. Duración de las Restricciones Operativas

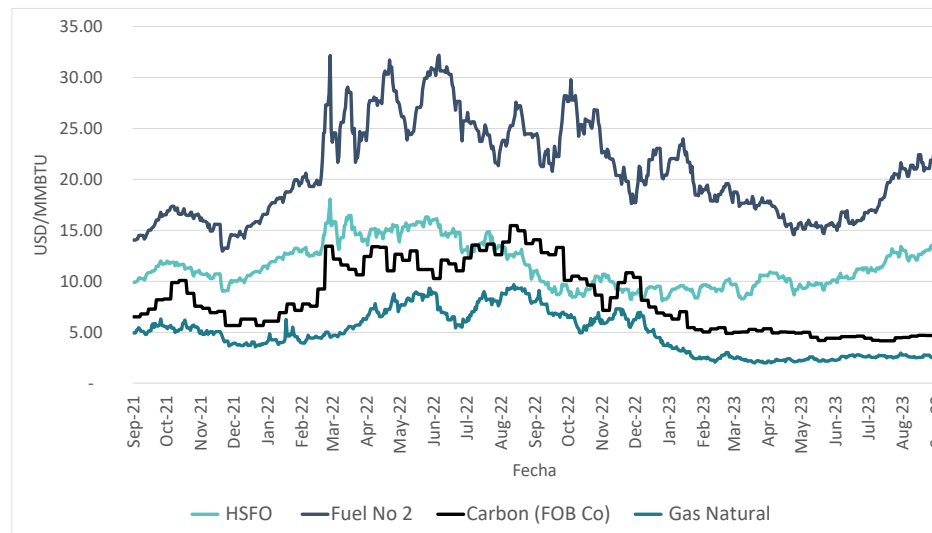
El tiempo acumulado de las restricciones operativas asciende a 370 horas para el mes de septiembre.



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
11-sep-23	80.0	129.7	2.6	111.0	117.0
Promedio Septiembre	82.1 ↑ 3.6%	123.3 ↑ 3.8%	2.7 ↑ 0.5%	111.4 ↑ 3.2%	117.9 ↓ -0.7%
Promedio Agosto	79.2	118.8	2.6	107.9	118.7

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



7. Restricciones Operativas

CASO	CAUSA	SOLUCION
Control de flujo en el enlace 69 kv San Fco. De Macoris – Pimentel.	Disparo del enlace 69 kv Bonao 2 – Hatillo.	Apertura de 20 MW en la zona de incidencia.
Control tensión zona Norte (Nagua, Sánchez, Samaná).	Baja compensación de potencia reactiva en la zona de Pimentel.	Despacho forzado de las unidades Pimentel 1 y 2.

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.