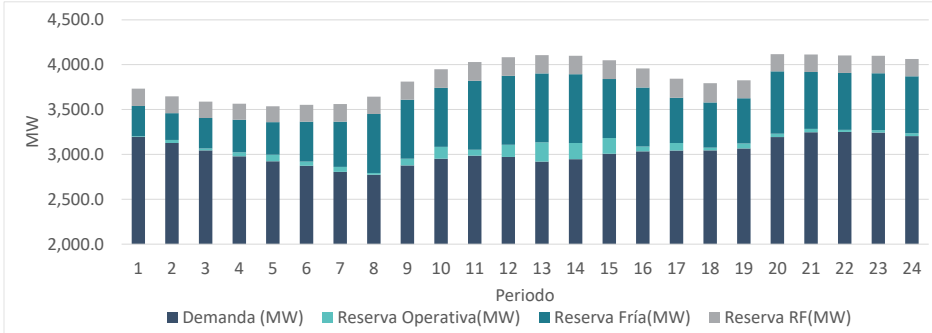


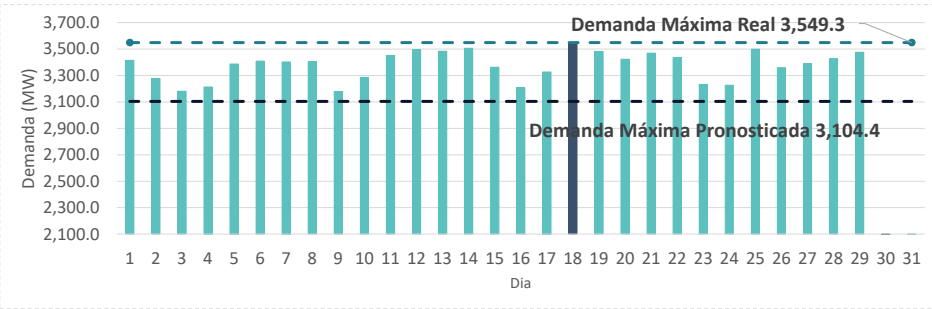
1. Demanda y Disponibilidad Programada día Actual

Para el 30 de septiembre del 2023 se estima una demanda máxima horaria de 3,250.9 MW en el periodo 22, presentando una reserva total de 852.1 MW en este periodo.



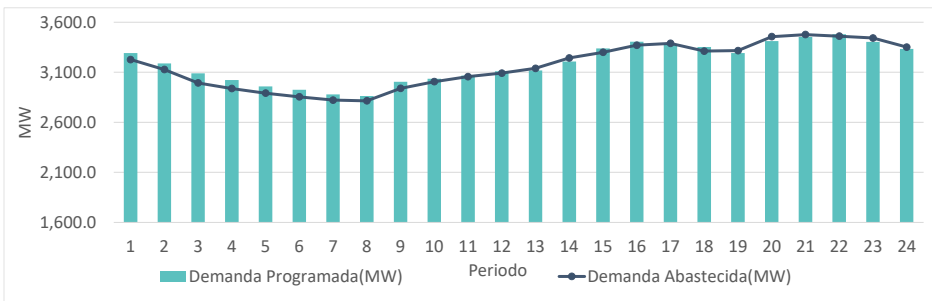
2. Comportamiento de la demanda máxima anual vs mes

En el mes de septiembre la demanda máxima fue de 3,549.3 MW, la cual se presentó en el periodo 22 del día 18. Actualmente la demanda máxima real ocurrió al día 18 de septiembre en el periodo 22.



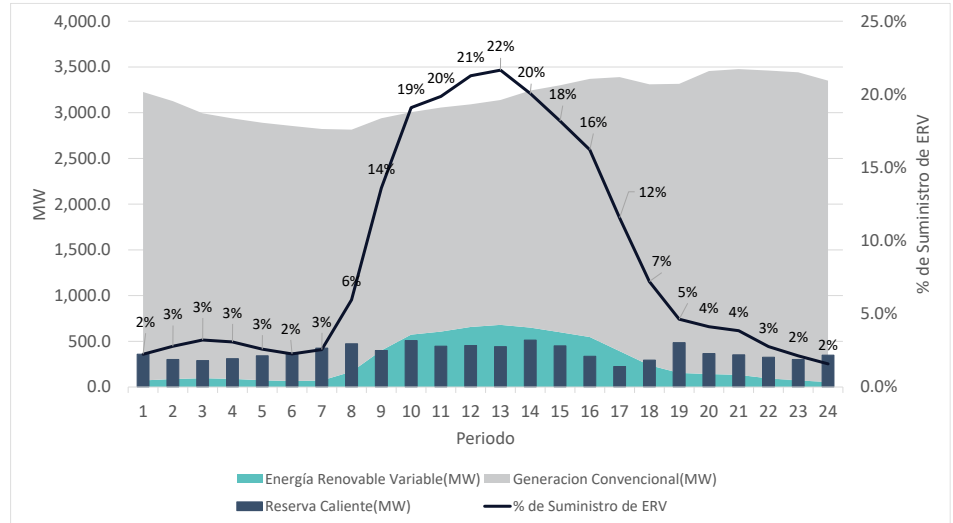
3. Desvío de la demanda programada vs. Real del día anterior

En fecha del 29 de septiembre 2023, se registró un desvío diario acumulado de 1.4% con respecto a la demanda programada en el redespacho. La demanda máxima fue de 3,476.3 MW y ocurrió en el periodo 21. El índice de abastecimiento de la demanda del SENI fue de 99.8%, siendo este 99.8% para EDENORTE, 99.8% para EDESUR y 99.5% para EDEESTE.



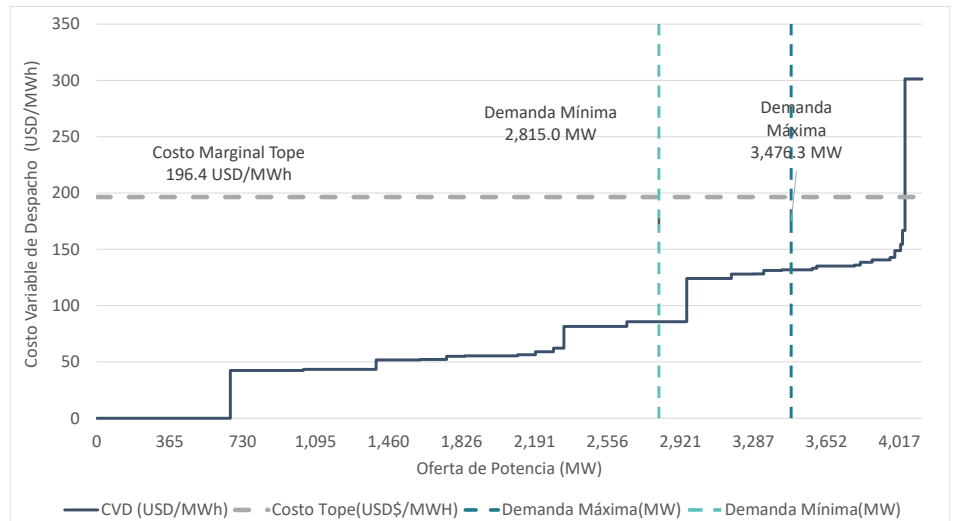
4. Incidencia de las Energías Renovables Variables en el SENI

Las energías renovables variables (Solar y Eólica) representaron 8.8% de la demanda abastecida, presentándose la máxima incidencia en el periodo 13 siendo un 21.7% de la generación del SENI.



5. Oferta de Potencia

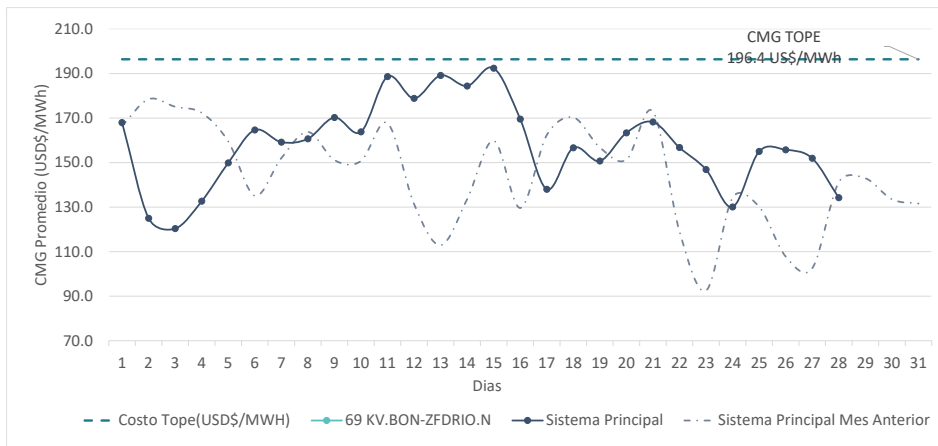
Para el periodo de demanda máxima del día en cuestión, se presenta una oferta de potencia de 4,131.9 MW, siendo la central térmica de menor Costo Variable de Despacho (CVD) PUNTA CATALINA 2 con un CVD de 42.3 USD/MWh, y la de mayor costo siendo HAINA TG con un CVD de 301.4 USD/MWh.



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.

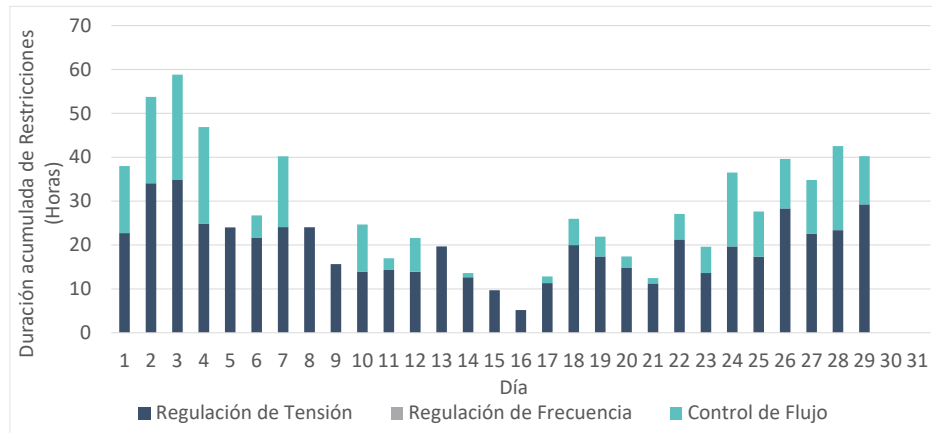
6. Comportamiento de Costos Marginales y Tope

Los costos marginales de energía del día 28 de Septiembre promediaron 134.2 US\$/MWh para el sistema principal. El promedio acumulado de los CMG para el mes de septiembre es de 158.0 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 798 horas para el mes de septiembre.



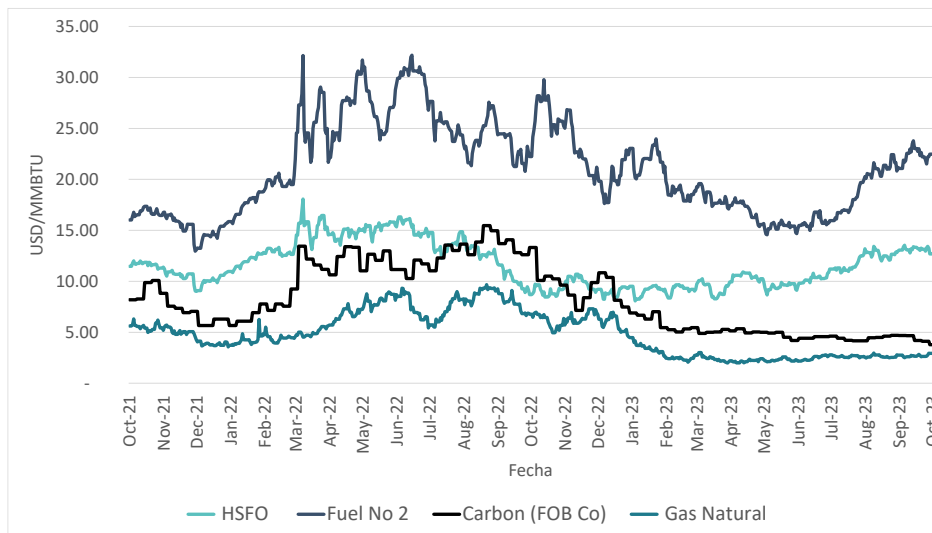
7. Restricciones Operativas

CASO	CAUSA	SOLUCION
Baja tensión zona Norte (Nagua, Sanchez, Samaná).	Alta demanda y falta de compensación reactiva en la zona Norte (Nagua, Sanchez, Samaná).	Despacho fuera de RSF y AGC. de las unidades de la central Pimentel.
Control de flujo en el auto-transformador (T02) 138/69 kV S/E de Palamara.	Cambio de topología de la red y la indisponibilidad del autotransformador 138/69 kV S/E de Arroyo Hondo.	Operación fuera de mérito ,con la central Diésel de Palamara.

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
29-sep-23	79.3	126.8	2.9	90.0	131.5
Promedio Septiembre	82.2 ↑ 3.8%	125.9 ↑ 6.0%	2.7 ↑ 2.3%	104.2 ↓ -3.5%	123.6 ↑ 4.2%
Promedio Agosto	79.2	118.8	2.6	107.9	118.7

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.