

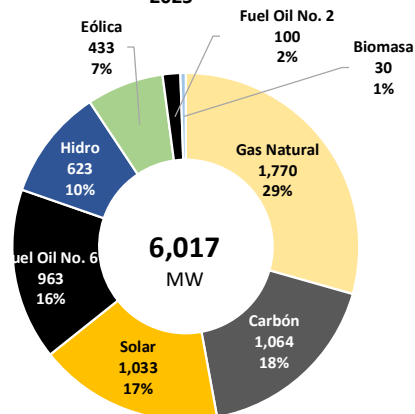


ENERO 2025

**BOLETÍN DE
GENERACIÓN Y GESTIÓN
DE ENERGÍA**
VICEMINISTERIO DE ENERGÍA

1. Capacidad Instalada del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) - Evolución Disponibilidad Centrales del SENI vs Demanda Máxima diaria

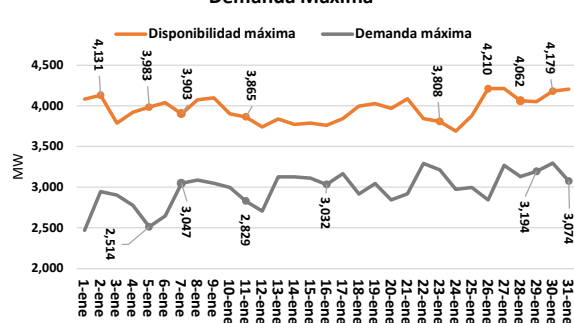
Matriz de capacidad nominal instalada - enero 2025



* Elaboración propia con información de la memoria anual del año 2023 publicado por el organismo coordinador más nuevos proyectos conectados durante 2024.

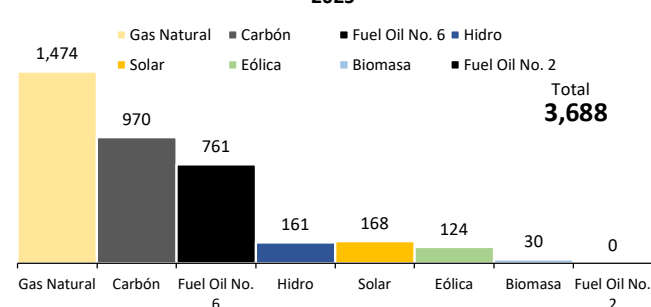
* Cifras en unidades de Mega Watts.

Evolución Disponibilidad Centrales del SENI vs Demanda Máxima



* Elaboración propia con información Informe diario publicados por el organismo coordinador

Disponibilidad promedio del SENI por combustible - enero 2025



* Elaboración propia con información preliminar tomada de las reprogramaciones diarias de operación publicadas por el organismo coordinador durante el mes de análisis.
* Cifras en unidades de MegaWatts (MW).

De acuerdo a la resolución OC-02-2025 aprobada y publicada por el Consejo de Coordinación del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC-SENI), el pronóstico de demanda máxima anual para el 2025 correspondiente asciende a 3,624 MW.

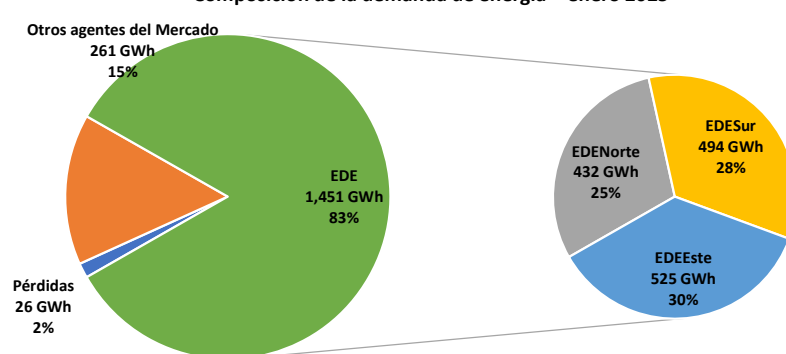
La capacidad nominal instalada significa el total de la potencia bruta instalada de todas las centrales de generación que están conectadas al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). La demanda máxima es el mayor valor de potencia bruta horaria retirado desde el SENI: por las empresas distribuidoras, los usuarios no regulados, auto productores, y los consumos de estación de las unidades de generación.

2. Comportamiento de la demanda en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.

La demanda de energía significa el valor total retirado durante los 24 horas (periodos) por cada día transcurrido. Su valor depende de la estacionalidad y las condiciones climatológicas que predominen en la República Dominicana.

La demanda de energía abastecida en el mes de enero fue de 1,713 GWh, con una demanda máxima preliminar de 2,926 MW, este valor será presentado posteriormente en el informe de demanda máxima publicado por el OC-SENI.

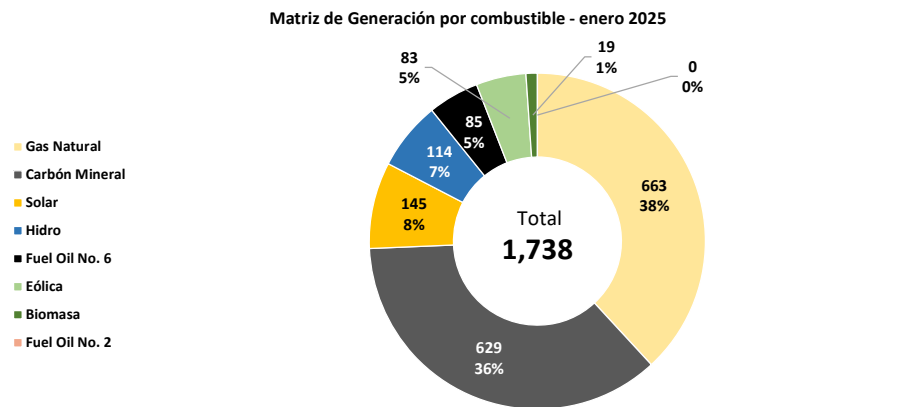
Composición de la demanda de energía - enero 2025



* Elaboración propia con información preliminar tomada de los informes diarios de operación publicados por el organismo coordinador durante el mes de análisis

3. Matriz de generación del SENI.

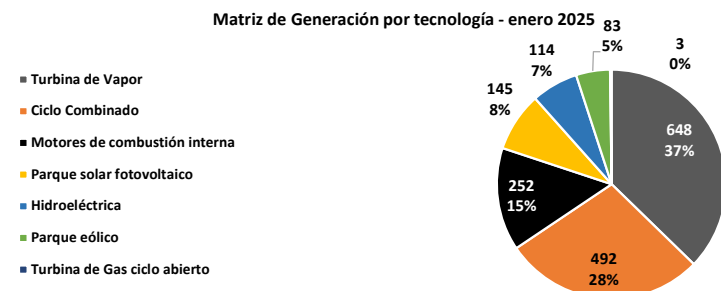
El sistema eléctrico nacional interconectado (SENI) está integrado por centrales de generación que utilizan distintos tipos de combustible, o fuentes de energía primaria, para producir electricidad y suplir la demanda de energía requerida. En la gráfica se muestra el comportamiento acumulado de la energía generada por tipo de combustible durante el mes de enero de 2025:



* Elaboración propia con información del informe diario publicado por el organismo coordinador.

* Cifras en unidades de Giga Watts-hora (GWh).

El mayor aporte de energía generada es realizado por las centrales que operan con gas natural aportando un 38% del total generado, en segundo lugar las centrales que utilizan carbón mineral con un 36%, posteriormente la energía producida por la radiación solar aportando un 8%, luego la generación aportada por las centrales hidroeléctrica con un 7%, luego la generación por Fuel Oil No. 6 con un 5%, continua el aporte de aerogeneradores eólicos que representa un 5%, en penúltima posición se encuentra la energía producida por biomasa con un 1% y por último la energía producida que utilizan Fuel Oil No. 2 con un 0%.

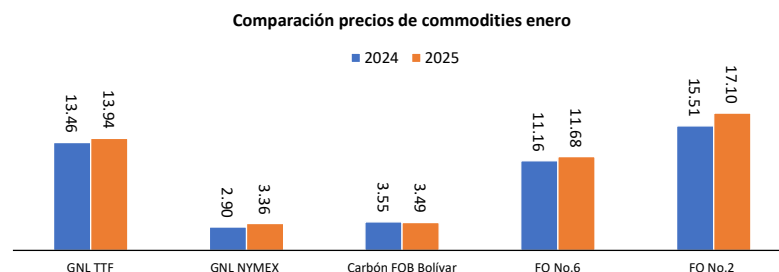


* Elaboración propia con información del informe diario publicado por el organismo coordinador.

* Cifras en unidades de Giga Watts-hora (GWh).

Las dos tecnologías con mayor aporte de energía generada son las centrales de turbina de vapor (incluyendo San Pedro Bio Energy) y los ciclos combinados, con un 37% y 28% respectivamente del total generado, en tercer lugar los motores de combustión interna con un 15%, luego continúan los parques fotovoltaicos que aportan un 8%, continuando las centrales de generación hidroeléctrica con un 7%, posteriormente los parques eólicos que representa un 5% y por último, las turbinas de gas en ciclo abierto con un 0%.

4. Evolución de los precios de combustibles en mercados internacionales.



* Elaboración propia con información de la revista Platts US marketscan publicada por el grupo S&P Global.

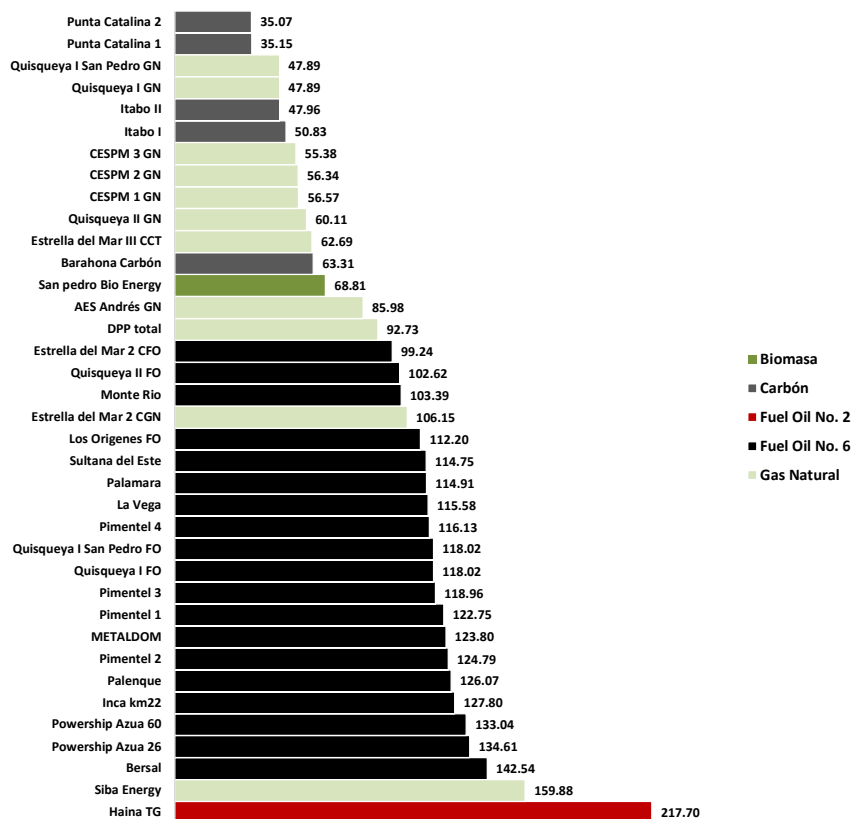
* Cifras en dólares por Millones de unidades térmicas británicas (BTU). (US\$/MMBTU)

Los precios de los combustibles cotizados en los mercados internacionales son tomados de las publicaciones realizadas por Platts by S&P Global, empresa dedicada a la investigación y conocimiento, cuyo enfoque principal es impulsar los mercados de futuro.

La variación en los precios de los combustibles en los mercados internacionales, esta a sujeta a decisiones geopolíticas, el clima y la estacionalidad, aspectos que inciden e impactan significativamente en la cotización del precio para la venta a futuro de estas materias primas.

Según la escuela de negocios EAE, el incoterm FOB (Free on Board) "es uno de los más utilizados para transacciones entre importador y exportador en las que, básicamente, el vendedor entrega la mercancía a bordo del buque designado por el comprador en el puerto de embarque."

5. Lista de Mérito centrales térmicas de generación



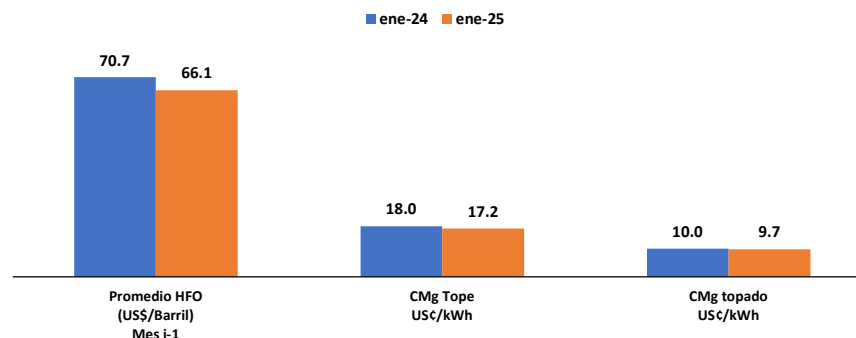
Esta gráfica define la lista de mérito del despacho en orden de menor a mayor costo variable de producción de las centrales térmicas de generación interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). El costo variable de producción se compone del costo variable combustible + costo variable no combustible.

Costo Marginal Energía de Corto Plazo: Es el costo variable necesario para producir una unidad adicional de energía considerando la demanda y el parque de generación disponible. **Central marginal:** Se refiere a la o las unidades generadoras que en un despacho óptimo de carga incrementa su generación cuando se incrementa marginalmente la demanda.

La metodología para determinar la central marginal es horaria considerando sea el resultado de la operación. La central térmica es asignada por su costo variable de producción y por ende resulta que en el ejercicio de la variación de la demanda marginalmente variará su generación.

6. Evolución del costo marginal energía en el mercado spot, en comparación con el precio del Fuel Oil No.6.

El gráfico a continuación muestra la evolución del costo marginal de energía en el mercado Spot, y su correlación con el precio del Fuel Oil No.6. (Heavy Fuel Oil – HFO). Frecuentemente en los días laborales, cuando incrementa la demanda horaria de energía, incrementa marginalmente la generación, siendo las centrales térmicas quienes fijan el valor el costo de la energía en el mercado Spot en un determinado tiempo.

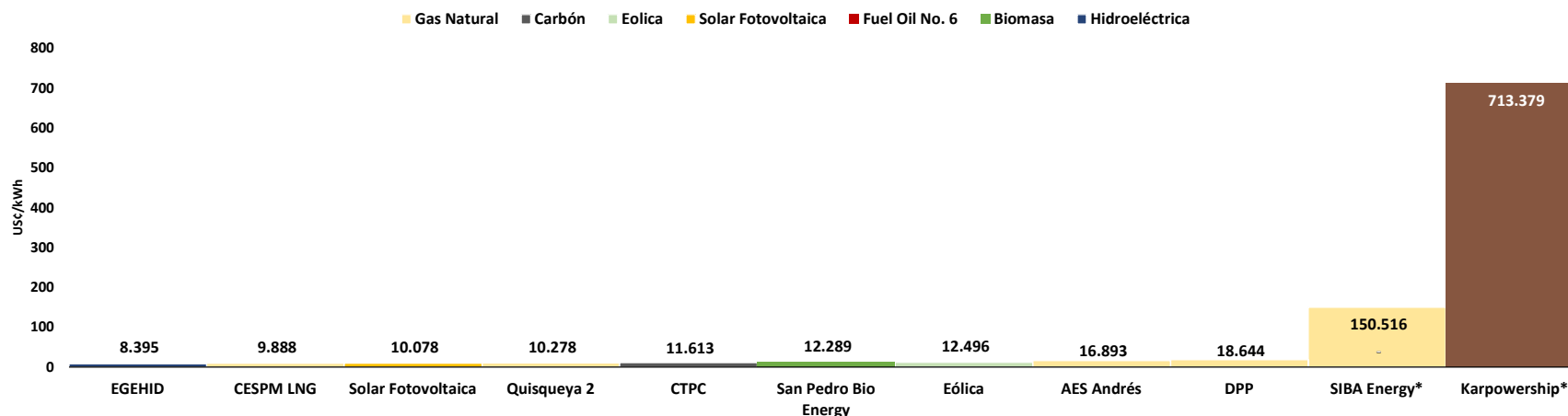


Elaboración propia con información de la revisión gruesa del costo marginal de energía enero 2024 y 2025, publicado por el organismo coordinador y la revista Platts US marketscan publicada por el grupo S&P Global.

Costo de Desabastecimiento (art.2 – Ley 125-01): es el costo en que incurren los usuarios, al no disponer de energía y tener que obtenerlas de fuentes alternativas; o bien, la pérdida económica derivada de la falta de producción y venta de bienes y servicios y la pérdida de bienestar por disminución de la calidad de vida en el caso del sector residencial. El monto de este costo será establecido mediante Resolución de la Superintendencia de Electricidad (SIE).

El artículo 251 del Reglamento de la Ley 125-01 indica que, “Cuando se produzca racionamiento por falta de potencia para abastecer la demanda, el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Activa será igual al Costo de Desabastecimiento definido en el Artículo 2 de la Ley 125-01”. Actualmente, la estructura para determinar mensualmente el Costo Marginal Tope de Energía de Corto Plazo durante el año 2025 fue establecida mediante la Resolución SIE-151-2024-MEM emitida por la SIE en fecha 18-12-2024.

7. Precio monómico de compra de energía preliminar por contratos de las Empresas Distribuidoras de Electricidad (EDE).

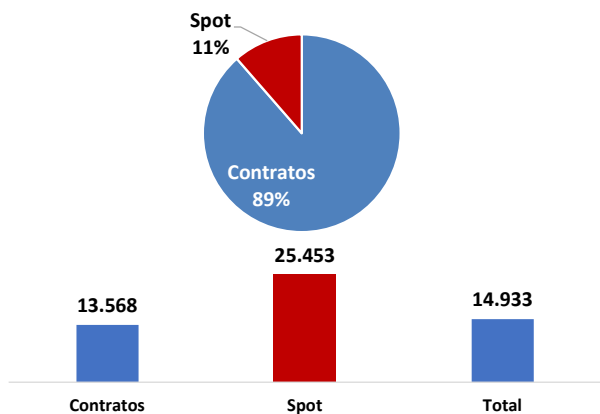


* La operación de estas centrales de generación esta planificada como operación de emergencia y la misma opera cuando hay contingencia o deficit de generación en el sistema.

Los precios de energía para enero 2025 del mercado de contratos son afectados por la volatilidad en los precios de los combustibles, siendo esta la componente de costo con mayor representación. De la gráfica se observa que el precio de compra de energía que se produce con carbón mineral es mayor que el precio de la energía producido con Gas Natural, debido a la reducción significativa que ha tenido el precio del gas natural en los mercados internacionales.

En la actualidad producir electricidad utilizando Fuel Oil No. 2, no es viable debido al elevado precio de cotización que tiene este combustible en los mercados internacionales, lo que implica un incremento en el costo de compra de energía de las empresas distribuidoras.

8. Distribución promedio y precio monómico de compra de energía de las Empresas Distribuidoras de Electricidad



* Elaboración propia con información de las liquidaciones de compra de energía de las EDE.

* Cifras en unidades de dólares por mega watts por hora (US\$/kWh).

Durante el mes de enero 2025, las EDE adquirieron 1,451 GWh que equivale al 84% de los retiros físicos que fueron realizados al SENI. Esta energía estuvo distribuida en un 89% para la compra de energía mediante contratos con empresas de generación de electricidad, que corresponde a 1,285 GWh, y el 11% restante corresponde a compra de energía al mercado de oportunidad o spot, que esta conformado por todas las empresas de generación de electricidad del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que tienen excedentes de energía que no están asignadas a un compromiso legal con otro agente del mercado.

El precio monómico de compra de energía por contratos para el mes de enero 2025 es de 13.568 US\$/kWh y para el mismo periodo este precio monómico de compra de energía del mercado de oportunidad es de 25.453 US\$/kWh. De forma total, el precio monómico de compra de energía es de 14.933 US\$/kWh.