

IMPACTO ECONÓMICO DE LA ENERGÍA RENOVABLE EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL DE LA REPÚBLICA DOMINICANA 2024

ECONOMIC IMPACT OF RENEWABLE ENERGY ON THE OPERATION OF THE
NATIONAL ELECTRIC SYSTEM OF THE DOMINICAN REPUBLIC 2024

Peter Agustín Santana Ciprián¹
Recibido: 29/1/2025 y Aceptado: 3/6/2025



87

1.- psantana66@hotmail.com



Resumen

La volatilidad de los precios de los combustibles fósiles tiene un impacto crítico en el desarrollo económico de países como la República Dominicana, que dependen de estos para la producción de electricidad. Este estudio investiga la viabilidad económica de la integración de fuentes renovables, como la solar y eólica, en la matriz energética nacional. A través de un análisis de costos operativos y sobrecostos asociados a la generación de electricidad en 2024, se encontró que la generación renovable representó el 10.2% de la demanda total, generando ahorros significativos de aproximadamente 183.6 millones de dólares. Se identificó que duplicar la capacidad de energía renovable podría resultar en ahorros anuales cercanos a 367.2 millones de dólares. Sin embargo, la expansión de estas fuentes enfrenta desafíos en la gestión del despacho energético y en la infraestructura existente, lo que resalta la necesidad de tecnologías de almacenamiento y la actualización de normativas. Además, se sugiere la interconexión del sistema eléctrico con otros de la región para maximizar beneficios técnicos y económicos. Este trabajo subraya la importancia de una coordinación efectiva entre políticas energéticas, desarrollo de infraestructura y colaboración entre actores del sector para garantizar un sistema eléctrico seguro y accesible.

PALABRAS CLAVE: impacto económico, energía renovable, sobrecosto, precios combustibles, normativa energética, política energética, infraestructura energética.

Abstract

The volatility of fossil fuel prices has a critical impact on the economic development of countries like the Dominican Republic, which depend on fossil fuels for electricity production. This study investigates the economic viability of integrating renewable sources, such as solar and wind, into the national energy matrix. Through an analysis of operating costs and cost overruns associated with electricity generation in 2024, it was found that renewable generation represented 10.2% of total demand, generating significant savings of approximately \$183.6 million. It was identified that doubling renewable energy capacity could result in annual savings of approximately \$367.2 million. However, the expansion of these sources faces challenges in energy dispatch management and existing infrastructure, highlighting the need for storage technologies and regulatory updates. Furthermore, the interconnection of the electrical system with other systems in the region is suggested to maximize technical and economic benefits. This paper underscores the importance of effective coordination between energy policies, infrastructure development, and collaboration among industry stakeholders to ensure a secure and affordable electricity system.

KEYWORDS: economic impact, renewable energy, cost overruns, fuel prices, energy regulations, energy policies, energy infrastructure.

1. INTRODUCCIÓN

El cambio climático se presenta como uno de los retos más significativos que enfrenta la humanidad en el siglo XXI (Nations, s/f-a). Este fenómeno se refiere a las transformaciones a largo plazo en las temperaturas y los patrones climáticos en todo el planeta (Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2023a).

Si bien el cambio climático ha sido parte de la historia de la Tierra, la intervención humana ha acelerado este proceso de forma alarmante en los últimos años (Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2023b).

Las principales causas incluyen las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por la quema de combustibles fósiles, la deforestación y prácticas agrícolas insostenibles (Un resumen para Cambio Climático 2021: todo el mundo, s/f).

El cambio climático representa una amenaza existencial para nuestro planeta, que exige acciones inmediatas y decisivas (UNFCCC Nav, s/f). En este contexto, la transición a sistemas de energía renovable no es solo una opción, sino un imperativo para reducir las emisiones de carbono y garantizar un futuro sostenible (IRENA, 2019).

Los países de todo el mundo han reconocido la urgencia de esta situación, y muchos de ellos están llevando a cabo la implementación de políticas nacionales que fomentan el uso de energías renovables como una estrategia para mitigar los riesgos asociados al cambio climático. (Nations, s/f-b) ,(Khasru & Ambrizzi, s/f)

La República Dominicana se encuentra en un proceso crucial de transición energética, moviéndose hacia fuentes de energía más sostenibles y adaptándose a las realidades operativas del país. Este desarrollo se enmarca en políticas energéticas que buscan asegurar un suministro seguro y confiable para todos los sectores de la economía. (Energía y Minas, s/f), (“Estrategia Nacional de Desarrollo Ley 1-12”, 2012) ,(Domingo, 2014)

El país ha comenzado a implementar una serie de iniciativas que respaldan este objetivo, reconociendo la importancia de lograr una energía accesible y a precios justos para toda la población. (“Estrategia Nacional de Desarrollo Ley 1-12”, 2012) ,(Tejada, 2023),(Instituto de Energía de la UASD, 2024),(Tejada, 2023).

En línea con los compromisos internacionales sobre descarbonización (Tejada, 2023), el país se ha propuesto que para 2025, el 25% de su energía provenga de fuentes renovables (Ley No 57-07, s/f); y para 2030, este porcentaje aumentará al 30% dentro del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).(Análisis regional prospectivo sobre los objetivos de RELAC, s/f), (Declaración de principios RD firmada, s/f)

Sin embargo, la dependencia de combustibles fósiles para la generación térmica hace a la República Dominicana vulnerable a fluctuaciones geopolíticas y económicas. Esta situación subraya la importancia de diversificar las fuentes energéticas mediante la incorporación de energías renovables. (Ley No 57-07, s/f), (“Estrategia Nacional de Desarrollo Ley 1-12”, 2012)

Este estudio busca examinar el efecto económico de las energías renovables en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) durante el año 2024. Se considerarán dos escenarios: (1) el funcionamiento actual del sistema con su matriz energética vigente y (2) una simulación económica que no contemple la generación de energía renovable.

La organización del trabajo se divide en cinco secciones: esta introducción, la metodología y el alcance del estudio, un análisis general del SENI, la presentación de resultados y, finalmente, conclusiones y recomendaciones clave para facilitar la transición energética.

2. CONSIDERACIONES METODOLÓGICAS

Esta sección aborda las consideraciones metodológicas clave que orientarán el análisis del impacto económico de las energías renovables en el funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) para el año 2024.

Se detallan los criterios y supuestos establecidos para garantizar la validez y consistencia de los resultados, lo que es fundamental para una evaluación precisa de la influencia de las energías renovables en la operación del SENI.

La metodología propuesta busca asegurar que los resultados obtenidos no solo sean relevantes, sino también aplicables a la realidad del sistema eléctrico en el contexto de la transición hacia fuentes de energía más sostenibles.

2.1 Despacho de Operación Real

El objetivo es analizar el despacho derivado de la operación real del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), subrayando la validez de dicho despacho a pesar de la existencia de unidades generadoras en operación forzada¹ (“Reglamento para la Aplicación Ley 125-01”, s/f), es decir, aquellas que funcionan fuera de su programación óptima.

Se sostiene que el despacho obtenido es representativo y relevante en diversas circunstancias, incluyendo escenarios en los que la reserva² (“Reglamento para la Aplicación Ley

125-01”, s/f) disponible podría haber sustituido la generación de fuentes renovables sin que ello conllevara un aumento en los costos marginales y operativos del sistema eléctrico.

Este enfoque facilita una comprensión profunda de las dinámicas operativas del SENI y su influencia en la eficiencia económica del suministro eléctrico.

2.2 Determinación de la Unidad Marginal

En los periodos (horas) en que se observe una ponderación³ (ORGANISMO COORDINADOR Manual de Procedimientos Comerciales, s/f) notable en el costo marginal, se aplicará el siguiente criterio para identificar la unidad marginal

en el cálculo extendido (sustitución de generación renovable por generación térmica):

1.- Fuera del despacho económico, pero que son requeridas en el SENI, por diferentes restricciones propias del sistema eléctrico, como son: tensión, pruebas, control de flujo. Aunque estas unidades no son tomadas en cuenta para el cálculo económico – de forma directa, para el cálculo de costo marginal de corto plazo- en realidad son unidades que se requerían que tuvieran operando en línea y por tanto deben ser compensadas económicamente.

2.- Las condiciones de operación en tiempo real determinan la operación dentro de los parámetros dictado por la Normativa, primero de seguridad y luego económico. Se debe mantener un cierto margen de reserva, respetar los tiempos mínimos de operación y tiempo mínimo entre parada y arranque, así como las restricciones indicadas en la nota anterior, como también, otros variables propias de la operación en tiempo real.

3.- Más de una unidad de generación de las que están operando marginan (definen el costo marginal del despacho de la hora de referencia.

• Se definirá como unidad marginal aquella que haya registrado el costo marginal durante el 80% o más del tiempo en la hora de referencia. Esta unidad, que pudiera ser la más cara o la más barata dentro de la hora de referencia, será empleada para el cálculo del costo marginal estimado.

• Si ninguna de las unidades cumple con el umbral del 80%, se optará por seleccionar

como unidad marginal la que tenga el costo de despacho más reducido en esa hora. Este enfoque está diseñado para minimizar la incertidumbre en la estimación del costo marginal.

2.3 Cálculo del Costo Operativo y Marginal

Se realizarán dos cálculos del costo operativo (Avi-Itzhak, 1977) y marginal, en adición al costo operativo real del despacho:

• Cálculo con costo marginal tope⁴ ("Reglamento para la Aplicación Ley 125-01", s/f): se aplicará un límite máximo al costo marginal.

• Cálculo sin costo marginal tope: se realizará el cálculo sin restricciones en el costo marginal.

La comparación de estos resultados con el costo operativo real permitirá estimar el sobre costo

potencial de la operación del sistema si la matriz energética estuviera compuesta exclusivamente por generación a base de combustibles fósiles.

El análisis se centrará en el efecto combinado de la generación solar y eólica.

2.4 Supuestos Adicionales

Para simplificar el análisis, se aplicarán los siguientes supuestos:

1. Desabastecimiento ("Reglamento para la Aplicación Ley 125-01", s/f): En los casos donde la generación térmica disponible no sea suficiente para suplir la demanda, se asumirá un costo de desabastecimiento equivalente al costo marginal tope.

2. Mercado Spot⁵ ("Reglamento para la Aplicación Ley 125-01", s/f): Se considerará que toda la generación se despacha al Mercado Spot.

Los resultados se presentarán como valores mensuales, calculados a partir de los valores diarios resultantes.

4.- Este es un valor que se emite por resolución por la Superintendencia de Electricidad.

5.- En el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Dominicana Nacional, existe la figura de mercado: Spot y por Contrato.

2.5 Fuentes de Información

La información para la realización de este análisis provendrá de las siguientes fuentes:

- Informes Diarios de Operación⁶ (Informes Diarios de Operación, 2024): Emitidos por el Organismo Coordinador⁷ del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC), estos informes proporcionan datos sobre el despacho de generación por fuente y la demanda.
- Predespacho Diario de Operación (Programación Semanal de Operación, 2024): También emitido por el OC, este informe contiene las listas de mérito de despacho.

- Plataforma REGIO⁸ (Costo Marginal, 2024): Esta plataforma, manejada por el OC, registra información preliminar sobre el costo marginal.

- Costo Marginal Tope: Valor establecido como límite máximo para el costo marginal.

Con estas consideraciones metodológicas, se busca asegurar un análisis riguroso y coherente del impacto económico de las energías renovables en el SENI.

3. METODOLOGÍA

93

Esta sección describe la metodología empleada para estimar el impacto económico de la generación renovable (solar y eólica) en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

El análisis compara los costos marginales, la valorización de la energía y los costos operativos

resultantes de la operación real del sistema con los costos estimados si la generación renovable fuera sustituida por generación térmica.

3.1 Descripción General

La metodología se basa en la sustitución de la generación renovable real por la generación térmica disponible, conforme a la normativa vigente.

Se recopilan datos horarios de generación, demanda, costo marginal y costo operativo del SENI.

Luego, se realiza un cálculo extendido donde la generación renovable es reemplazada por

generación térmica, utilizando criterios específicos para seleccionar la unidad térmica sustituta.

Finalmente, se comparan los resultados obtenidos con y sin generación renovable.

6.- Información pública disponible en <https://www.oc.org.do/Informes/Operaci%C3%B3n-del-SENI/Coordinaci%C3%B3n-y-Supervisi%C3%B3n-Tiempo-Real>

7.- <https://www.oc.org.do/Nosotros/Quienes-Somos>

8.- REGIO: registro de evento de generación e información de operación. Nota: Se requiere credenciales (usuario + clave) para poder acceder a la plataforma. Plataforma manejada por el OC.

3.2 Supuestos Clave

Se mantienen los siguientes supuestos:

- En caso de no haber suficiente generación térmica para suplir la demanda, se asume un costo de desabastecimiento equivalente al costo marginal tope.

- Se considera que toda la generación se despacha al Mercado Spot.

3.3 Cálculo de la Valorización de la Energía en el Mercado Spot (Vems)

La valorización de la energía en el Mercado Spot resultante de la operación (Vems) se calcula:

$$\mathbf{Vems = \sum (Gen_t + Gen_r) * Cmg \quad (1)}$$

$$\mathbf{Cmg = \sum Gen_t * CVD \quad (2)}$$

$$\mathbf{CVD = CVP * FN \quad (3)}$$

Gent: Generación proveniente de generadores térmicos.

Genr: Generación proveniente de generadores renovables.

CVD: Costo variable de despacho de generadores térmicos.

CVP: Costo variable de producción de generadores térmicos.

FD: Factor de nodo.

Donde:

Vems: Valorización de la energía en el Mercado Spot resultante de la operación.

Cmg: Costo marginal real resultante de la operación.

3.4 Cálculo del Costo Operativo con Sustitución de Generación Renovable

Para el cálculo del costo operativo (Cost Op_r), se sustituye la generación renovable real (Gen_r) de la ecuación (1) por generación térmica disponible (Gen_{r,d}).

Sustituyendo la ecuación (4) en la ecuación (1) se deduce la ecuación.

$$\mathbf{Cost\ Op_r = \sum (Gen_t + Gen_{r,d}) * Cmg \quad (5)}$$

$$\mathbf{Gen_r = Gen_{r,d} \quad (4)}$$

3.5 Consideración del Tope Marginal

En la normativa local, existe un tope marginal que limita el valor máximo del costo marginal y es establecido, por la Superintendencia de Electricidad, por resolución anualmente y actualizado mensualmente.

Es el valor máximo de costo marginal reconocido en la operación diaria del sistema eléctrico nacional.

3.6 Procedimiento de Cálculo Extendido

El procedimiento de cálculo consiste en lo siguiente: el Cmg real, cambia por el Cmg_r ya que se está aumentando la generación térmica requerida para suplir la demanda, al sustituir la generación renovable por generación térmica equivalente (en valor) para mantener el natural equilibrio generación - demanda, requerido en la operación del sistema eléctrico.

Sustituyendo Cmg de la ecuación (5) por Cmg_r, nos queda la ecuación :

$$Vems_r = \sum (Gen_t + Gen_{td}) * Cmg_r \quad (6)$$

Donde:

Vems_r: es la valorización de la energía en el Mercado Spot potencial sin la operación de generación renovable.

Cmg_r: es el costo marginal resultante de sustituir la generación renovable por generación térmica equivalente en valor.

Para ese caso, en la ecuación (6) se considera el costo marginal resultante sin ninguna restricción de costo.

En síntesis:

Se presenta una metodología para el cálculo del costo marginal y el costo de despacho horario diario en el sistemas de generación eléctrica de la República Dominicana.

Se inicia con el cálculo basado en el despacho derivado de la operación real, lo que permite una evaluación precisa de los costos asociados.

Posteriormente, se introduce un cálculo extendido que reemplaza la generación renovable por su equivalente en generación térmica, utilizando como referencia la última unidad térmica resultante del despacho en tiempo real.

Esta aproximación busca proporcionar una mejor comprensión de los costos en la operación de sistemas eléctricos, facilitando una evaluación más robusta de la viabilidad económica de las fuentes de energía renovables frente a las convencionales.

95

4. ALCANCE

Este trabajo presenta un análisis exhaustivo de un año completo de operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana, abarcando desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2024.

Se examinan todas las horas, días, meses y estaciones del año para capturar la variabilidad de la demanda y generación del sistema eléctrico. El enfoque del análisis es económico, comparando los costos operativos y marginales en condiciones de despacho similares, tanto en escenarios que incluyen generación renovable (eólica y solar) como en uno hipotético donde estas fuentes están ausentes.

Este estudio se centra exclusivamente en la evaluación del impacto de la generación eólica y solar, excluyendo otras fuentes de energía renovable, proporcionando así una visión clara de su influencia en el sistema eléctrico dominicano, destacando la importancia de estas fuentes renovables en la sostenibilidad y eficiencia del sistema eléctrico del país.

5. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA

La transformación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana constituye un proceso esencial en la evolución del sector energético del país.

Se está trabajando en el proceso de transformación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (SENI) con el fin de alcanzar el objetivo de satisfacer el 30% de la demanda eléctrica nacional a través de fuentes de energía renovables no convencionales para el año 2030. (Declaración de principios RD firmada, s/f)

A continuación, se examina la situación actual del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana, abordando los desafíos y beneficios que enfrenta en un contexto de creciente demanda energética y sostenibilidad.

5.1 Situación Actual

El SENI ha experimentado un crecimiento⁹ promedio interanual de la demanda eléctrica de 3.2% (Santana, s/f), (Aquino et al., 2024), acompañado de un aumento en la capacidad de generación, principalmente a través de fuentes de energía solar (Aquino et al., 2024).

En la actualidad (2024), el 16.6 % de la demanda del SENI se suple con generación de energía renovable, distribuido entre la generación hidroeléctrica (5.7 %) y el 10.9 % restante

proveniente de fuentes eólicas, solares y biomasa. (Aquino et al., 2024)

La capacidad¹⁰ instalada total del SENI es de 5,985.34 MW, con una proporción de 66.26 % de generación térmica y 33.74 % de generación renovable. De este último porcentaje, el 22.83 % corresponde a capacidad instalada a base de energía eólica y solar. (Aquino et al., 2024).

5.2 Resultado Operación 2024: Estadísticas Clave para Entender el Panorama

A continuación, desglosamos las estadísticas subyacentes para ofrecer una comprensión completa y matizada de los resultados de la Operación 2024.

5.2.1 Generación Eléctrica

La figura 1 ilustra la demanda eléctrica de energía suplida a lo largo de los 12 meses del año 2024, que totalizó 25,011. 20 GWh.

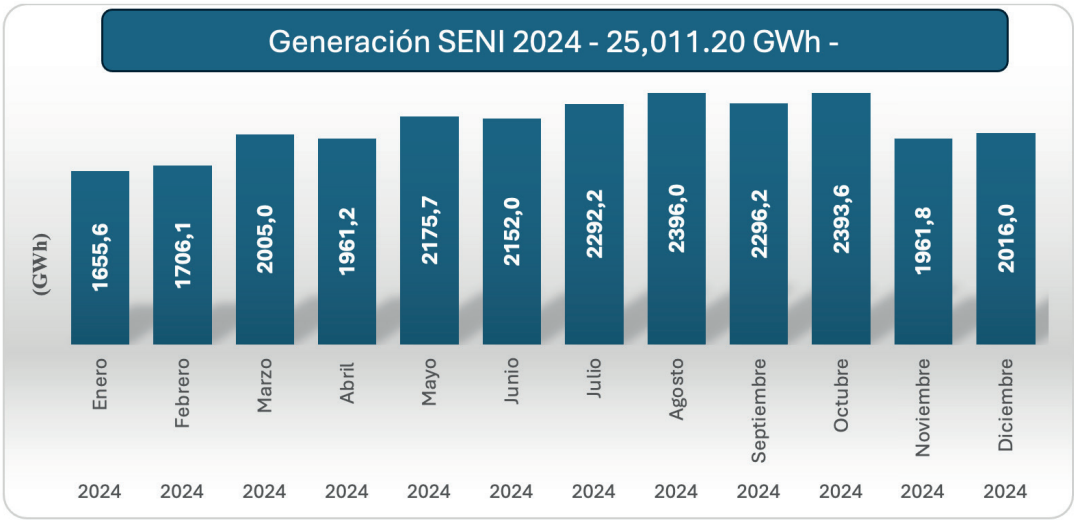
Al analizar la figura, se puede observar que, entre los meses de julio y octubre, el consumo de

electricidad superó los 2,200 GWh, alcanzando su punto máximo en octubre, con una demanda de 2,394 GWh.

9.- Desde el 2001 al 2023. información calculada a partir del informe anual de operaciones y transacciones económicas del año 2024 – OC - Al 31 de diciembre de 2024.

10.- Al 31 de diciembre de 2024.

Figura 1 - Consumo mensual de energía del SENI durante el año 2024.



Fuente: Construcción propia basada en los informes diarios de operación del SENI, emitidos por el Organismo Coordinador.

5.2.2 Demanda Máxima

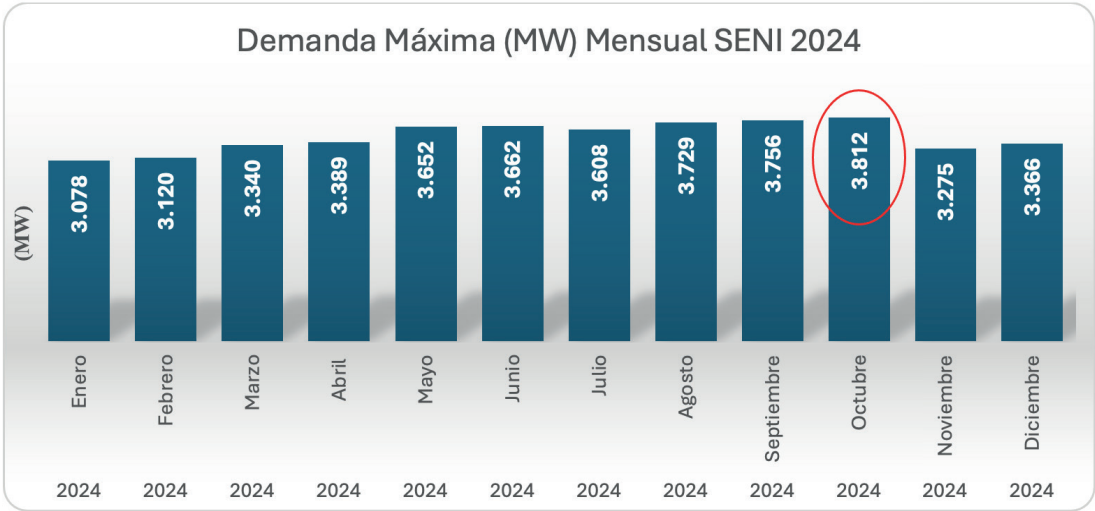
En la figura 2 se analiza la demanda máxima del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) durante el año 2024, destacando un pico de 3,812 MW registrado en octubre.

A lo largo de los 12 meses, la demanda se mantuvo consistentemente por encima de los 3,000 MW, lo

que sugiere un incremento notable en el consumo energético.

Los resultados indican patrones estacionales y picos de demanda, lo que permite identificar los meses críticos donde se requerirá una mayor capacidad de generación.

Figura 2 - SENI: Comportamiento de la Demanda Máxima Mensual Durante el Año 2024



Fuente: Construcción realizada a partir de los informes diarios de operación del SENI, emitidos por el Organismo Coordinador.

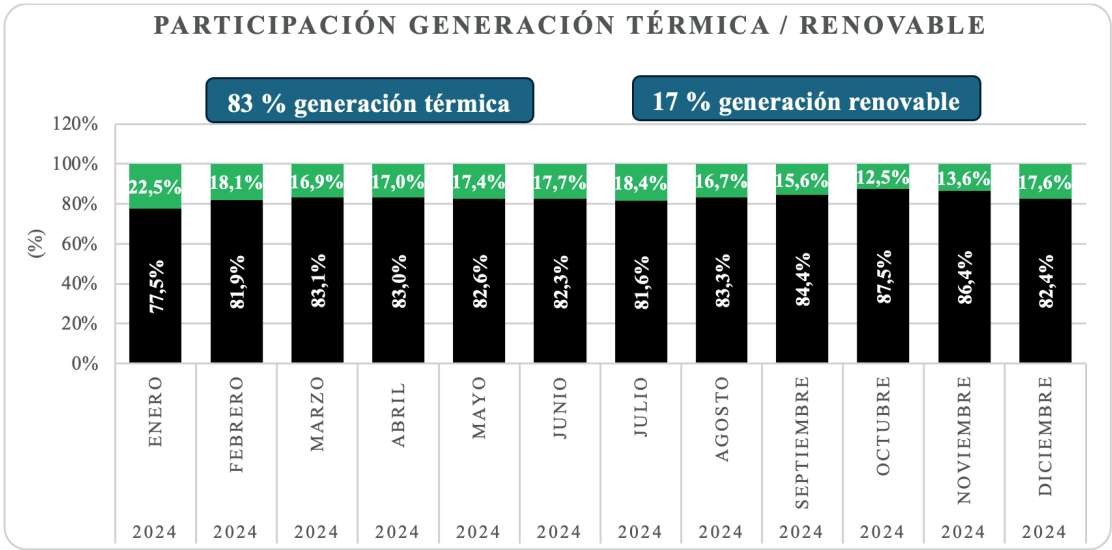
5.2.3 Generación por Fuente

En la figura 3 se ilustra la contribución de las fuentes de generación térmica y renovable en la satisfacción de la demanda energética durante el año 2024.

mientras que el 17% restante provino de fuentes renovables no convencional.

Los resultados muestran que el 83% de la demanda fue cubierta por generación térmica,

Figura 3 - Participación (%) de la generación térmica y renovable en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) durante el año 2024.



Fuente: Elaboración propia basada en los informes diarios de operación del SENI, proporcionados por el Organismo Coordinador.

La figura 3 ilustra que la matriz eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) se basa principalmente en la generación térmica. Esta matriz está compuesta por fuentes de energía como el gas natural, el carbón mineral y el fuel oil (No. 6 y No. 2).

del gas natural y el carbón mineral en la matriz energética del país.

En el año 2024, la generación térmica a partir de gas natural representó el 39.7 % del total, mientras que el carbón mineral contribuyó con un 31.7 %. El restante 11.7 % de la generación se originó del fuel oil, tal como se detalla en la tabla 1.

Estos datos reflejan la estructura de la generación eléctrica en el SENI, destacando la predominancia

Tabla 1 - Evaluación de la participación de las distintas fuentes de generación térmica en la operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) durante el año 2024

Participación generación térmica por fuente en la operación del SENI					
2024		Carbón mineral	Gas natural	Fuel Oil No. 6	Fuel Oil No. 2
2024	Enero	40.5%	32.0%	4.9%	0.0%
2024	Febrero	34.4%	42.3%	5.2%	0.0%
2024	Marzo	33.0%	40.2%	9.9%	0.0%
2024	Abril	36.4%	42.3%	4.3%	0.0%
2024	Mayo	34.5%	39.1%	8.4%	0.5%
2024	Junio	22.1%	40.9%	18.1%	1.2%
2024	Julio	28.6%	36.1%	15.8%	1.1%
2024	Agosto	31.9%	40.1%	11.3%	0.0%
2024	Septiembre	25.8%	39.3%	19.3%	0.0%
2024	Octubre	29.6%	39.1%	18.6%	0.1%
2024	Noviembre	31.0%	43.4%	11.8%	0.2%
2024	Diciembre	32.6%	41.0%	8.9%	0.0%
Promedio		31.7%	39.7%	11.4%	0.3%

Fuente: La elaboración se realiza basándose en los informes diarios de operación del SENI, que son proporcionados por el Organismo Coordinador.

En relación con el 17 % de la generación de energía renovable generada durante 2024, se observa que un 10.2 % de esta energía proviene de fuentes eólicas y solares, siendo estas el eje central de este estudio, proporcionando un marco que permite analizar el impacto económico de

esta fuente en la evolución de la matriz energética y su relevancia en el camino hacia un modelo más sostenible.

5.2.4 Curva de Oferta Generación Eléctrica

En la figura 4 se analiza la curva de oferta de generación eléctrica para el año 2024 en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), evaluando tres escenarios de capacidad instalada, máxima y promedio de generación.

Se presenta la demanda máxima estimada para el año, junto con una curva de costos por tecnología, clasificada desde la unidad más económica hasta la más costosa.

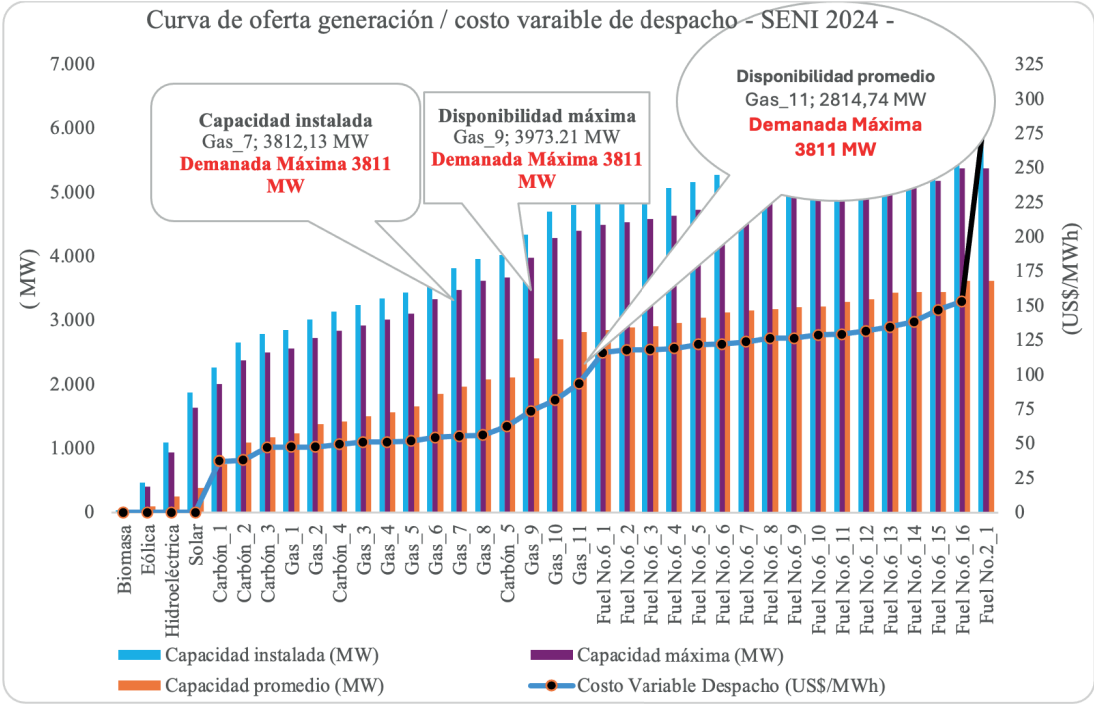
Los resultados indican que, bajo los tres escenarios analizados, la capacidad de generación disponible es teóricamente suficiente para satisfacer la demanda máxima de potencia de 3,811 MW, predominantemente utilizando generación a base de gas natural.

Sin embargo, la realidad, reflejada en los datos presentados, revela que fue necesario recurrir a

todas las fuentes de generación disponibles para cumplir con la demanda energética del año 2024.

Este análisis subraya la importancia de diversificar las fuentes de generación para asegurar la estabilidad y cobertura de la demanda eléctrica en el sistema.

Figura 4 - Evaluación de la relación entre la oferta de generación y los costos variables de despacho en el SENI en el transcurso de 2024.



Fuente: Elaboración propia basada en los reportes diarios de operación del SENI, así como en los informes mensuales de operación real y los programas de operación semanal proporcionados por el Organismo Coordinador.

5.2.5 Curva de demanda: claves para entender su costo

En la figura 5 se ilustra de manera gráfica la curva de demanda junto con el costo de la tecnología empleada para satisfacer dicha demanda.

Esta representación muestra que las tecnologías renovables tienen un costo de despacho igual a cero.

Para cubrir la demanda del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) en el año 2024, fue necesario recurrir a todas las tecnologías térmicas disponibles, comenzando por la más económica, que es el carbón, y finalizando con la más costosa en términos variables, que es el Fuel Oil No. 2.

A partir de la curva de costo variable de despacho presentada en la figura 5, se concluyó que el costo promedio anual de generación utilizando gas natural es un 52% superior al de la generación a partir de carbón.

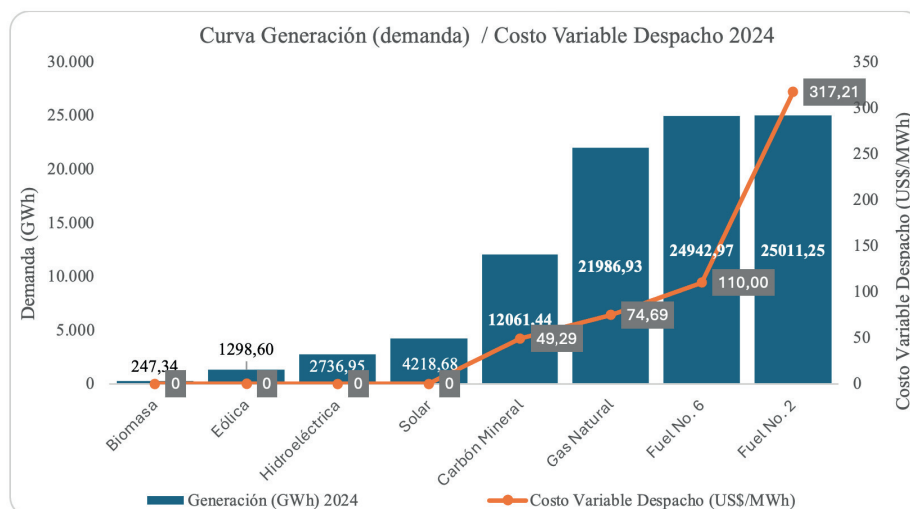
Además, el costo del fuel oil No. 6 es un 47.3% más alto que el del gas natural, mientras que el costo de generación con fuel oil No. 2 supera en un 188.4% al costo de generación con fuel oil No. 6.

Estos datos influirán en el costo marginal, operativo y la valorización de la energía, aspectos que se abordarán más adelante al comparar la generación renovable (solar y eólica) con su equivalente en generación térmica, según su disponibilidad y orden de mérito.

La información presentada en la figura 5 es crucial para entender la dinámica de costos en el sistema eléctrico nacional, especialmente en el contexto de la transición hacia fuentes de energía más sostenibles.

La necesidad de integrar tecnologías térmicas para satisfacer la demanda resalta la importancia de evaluar los costos asociados a cada tipo de generación, lo que permitirá una mejor planificación y optimización del sistema energético en el futuro.

Figura 5 - Costos de Despacho y Curva de Generación SENI 2024.



Fuente: Elaboración propia basada en los reportes diarios de funcionamiento del SENI y los planes de operación semanal proporcionados por el Organismo Coordinador.

5.3 Desafíos y Beneficios

Dado que la República Dominicana es un país insular sin interconexiones con otros sistemas eléctricos regionales, la confiabilidad y seguridad del SENI dependen de su propia capacidad.

La alta penetración de energías renovables presenta desafíos importantes para la operación del sistema e infraestructura de transmisión, incluyendo restricciones operativas, vertimiento de energía y salidas forzadas de cargas, que pueden reducir la confiabilidad del sistema.

A pesar de estos desafíos, la energía renovable ha contribuido a la reducción de los costos operativos del SENI, disminuyendo la dependencia de los combustibles fósiles y la exposición a la volatilidad de sus precios.

Además, fomenta la independencia energética y reduce la huella de carbono del país.

El marco normativo existente, diseñado hace más de 20 años para una matriz energética basada en generación térmica, necesita ser actualizado para adaptarse a las nuevas tecnologías y a la variabilidad de las fuentes renovables.

Se están realizando esfuerzos a nivel de políticas energéticas, infraestructura, planificación y

normativa para integrar una alta concentración de energías renovables variables, asegurando la continuidad del servicio de forma segura, confiable y asequible para toda la población y los medios productivos del país.

Se espera que, en los próximos años, el sistema eléctrico nacional de la República Dominicana pueda reducir aún más la huella de carbono de la matriz eléctrica, disminuir el uso y la dependencia de los combustibles fósiles y reducir el costo de la energía.

En síntesis: La transformación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana es un paso crucial hacia un futuro energético más sostenible, donde se busca satisfacer un 30% de la demanda eléctrica con fuentes renovables para 2030.

A pesar de los desafíos que enfrenta, la integración de energías renovables no solo promete reducir costos operativos y la dependencia de combustibles fósiles, sino que también representa una oportunidad para modernizar la infraestructura y normativa del sector energético del país.

6. IMPACTO ECONÓMICO DE LA DEPENDENCIA FÓSIL: CUANTIFICACIÓN DEL SOBRECOSTO EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DOMINICANO

Este trabajo tiene como objetivo estimar el sobrecosto asociado a la operación del Sistema Eléctrico Nacional de la República Dominicana (SENI) en un escenario hipotético en el que la demanda de electricidad se satisficiera exclusivamente mediante fuentes de generación de origen fósil.

A través de un análisis exhaustivo de los costos operativos y la comparación con la actual matriz energética del país, se busca determinar las implicaciones económicas de una dependencia total de combustibles fósiles.

Los resultados de este estudio proporcionan una comprensión más profunda de los desafíos financieros y ambientales que enfrenta el SENI, así como la importancia de diversificar las fuentes de energía para garantizar la sostenibilidad y eficiencia del sistema eléctrico nacional.

6.1 Evaluación de Costos en el Sistema Energético Nacional Resultado Operación 2024: Estadísticas Clave para Entender el Panorama

A partir de los resultados presentados en la tabla 1 y la figura 3, así como de la disponibilidad de generación y los costos reflejados en las figuras 4 y 5, se desarrolla el análisis que se aborda en este estudio.

De la generación total, que representa un 17% proveniente de fuentes renovables, se destaca que un 10.2% corresponde a la energía eólica y solar.

Esta porción de generación renovable será reemplazada por la generación térmica disponible para calcular el costo marginal, la valorización de la energía y los costos operativos que habría asumido el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) en el año 2024, en caso de que no se contara con la energía renovable que operó durante todo ese año, manteniendo las mismas condiciones operativas que se dieron en el presente.

El análisis se centra en la relación entre la generación de energía renovable y la térmica, considerando que la energía eólica y solar

representa una parte significativa de la matriz energética.

Se busca evaluar el impacto económico que tendría la ausencia de estas fuentes renovables en el sistema eléctrico, utilizando como referencia los datos de generación y costos disponibles.

La evaluación se realiza bajo la premisa de que, si las condiciones operativas se mantuvieran constantes, se podría estimar el costo que el SENI habría enfrentado sin la contribución de la energía renovable.

Este análisis es fundamental para la planificación futura y la toma de decisiones en el sector energético, especialmente en un escenario donde la sostenibilidad y la eficiencia son cada vez más relevantes.

6.1.1 Análisis Costo Marginal

De acuerdo con las consideraciones y la metodología previamente mencionadas, así como lo expuesto en la sección 6.1, se presenta en la figura 6 el resultado del costo marginal promedio mensual del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) para los doce meses del año 2024.

La figura 6 muestra el resultado de tres (3) escenarios de costo marginal promedio, donde:

1. Cmg Real: Costo Marginal Real: Costo marginal efectivo derivado de las operaciones realizadas en el año 2024.

2. Cmg con Tope - sin ERNC : Costo marginal resultante del escenario de sustituir la generación de energía renovable no convencional, ERNC – para este caso, solar y eólica -, por generación térmica de acuerdo con su orden de mérito y disponibilidad diaria durante el año 2024. Además, este costo marginal, se presente con la restricción de coste marginal tope¹¹, (“Reglamento para la Aplicación Ley 125-01”, s/f).

3. Cmg sin Tope – Sin ERNC : Costo marginal resultante del escenario de sustituir la generación de energía renovable no convencional, ERNC – para este caso, solar y eólica -, por generación térmica de acuerdo su orden de mérito y disponibilidad diaria durante el año 2024. Este cálculo no toma en cuenta el valor máximo de costo marginal definido en la normativa vigente, sino más bien, se deja que las condiciones (simuladas) de demanda existente definan su valor real.

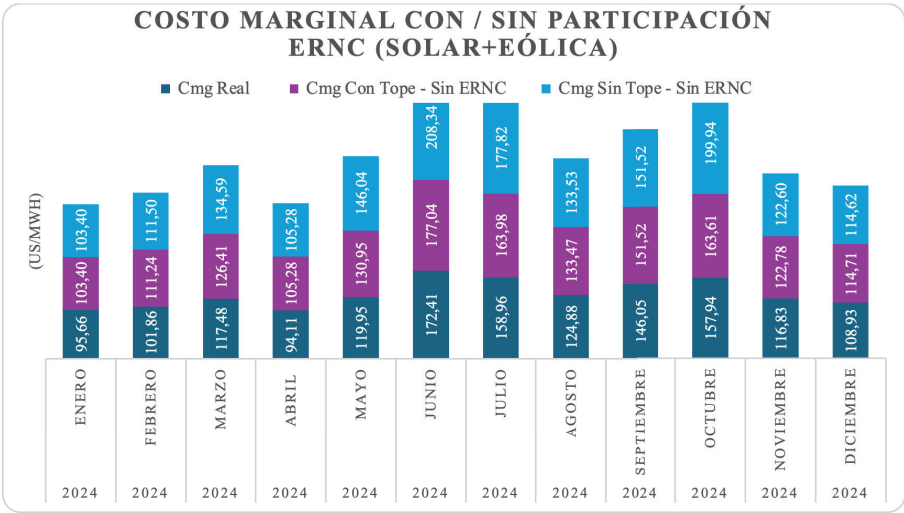
A pesar de que el costo marginal promedio sin energías renovables no convencionales (Cmg sin Tope – Sin ERNC) suele ser superior al costo marginal promedio sin ERNC con un límite establecido (Cmg con Tope - sin ERNC), la figura 6 revela que en los meses de enero, abril y junio los resultados son equivalentes.

En otros meses, la diferencia observada es inferior a 1 US\$/MW. Esta situación puede atribuirse a la escasez de generación disponible para satisfacer la demanda, lo que llevó a utilizar el costo marginal promedio sin ERNC con un límite (Cmg con Tope - sin ERNC) como opción para realizar el cálculo.

Además, la figura 6 indica que el costo marginal promedio real de la operación es más bajo cuando se utiliza energía renovable en comparación con su ausencia.

11.- El costo marginal máximo, también conocido como Topese es el costo asociado al desabastecimiento o a la energía no suministrada, y es determinado anualmente por la Superintendencia de Electricidad a través de una resolución. Cabe destacar que, conforme a esta resolución, el Organismo Coordinador actualiza este costo de manera mensual. Para más información y como referencia, consulte la Resolución SIE-141-2023-MEM.

Figura 6 - Resultado del costo marginal tres escenarios: el costo marginal real y los costos marginales extendidos (con y sin costo marginal tope).



Fuente: Elaboración propia basada en los informes diarios de operación del SENI y de acuerdo con las consideraciones presentadas en la sección de metodología para el cálculo de los Cmg sin ERNC y con Cmg máximo.

104

El costo marginal real promedio anual se redujo en un 12.8% al incorporar un 10.2% de generación proveniente de fuentes solares y eólicas durante el año 2024, al aplicar el criterio de costo marginal sin ERNC.

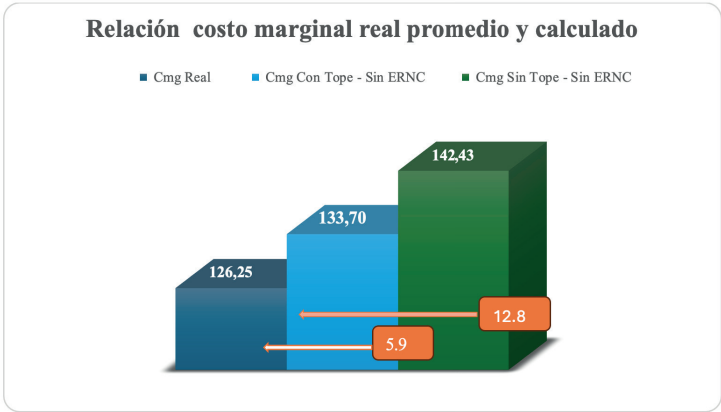
Si se considera el criterio de costo marginal sin ERNC con un límite, la reducción sería solo del 5.9%.

Es importante destacar que establecer un límite en el costo marginal disminuye a la mitad el costo marginal real que se habría generado al operar exclusivamente con generación térmica en 2024.

Los resultados se ilustran de manera gráfica en la figura 7, donde se puede apreciar claramente el impacto de la inclusión de energías renovables en la reducción de costos.

Esta información resalta la importancia de las energías renovables en la optimización de los costos operativos del sistema eléctrico, evidenciando su papel crucial en la sostenibilidad y eficiencia de este.

Figura 7 - Relación del costo marginal real derivado de la operación, calculada exclusivamente bajo el enfoque de generación. térmica.



Fuente: Elaboración propia basada en los resultados presentados en la figura 6.

En resumen: Los datos indican que, al incorporar fuentes solares y eólicas, se logra una disminución del 12.8% en los costos marginales.

La inclusión de energías renovables en el sistema eléctrico no solo reduce significativamente el costo marginal real de operación, sino que también demuestra su importancia en la sostenibilidad

y eficiencia del sistema, evidenciando que su implementación es clave para optimizar costos y satisfacer la demanda energética de manera más efectiva.

6.1.2 Análisis Valorización de Energía

A partir de los costos marginales tanto reales como calculados, así como de la generación del año 2024, se procede a examinar los resultados de la valorización de la energía en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) para dicho año.

En la figura 8 se presentan estos resultados, los cuales muestran conclusiones que son coherentes con las observadas en el análisis del costo marginal.

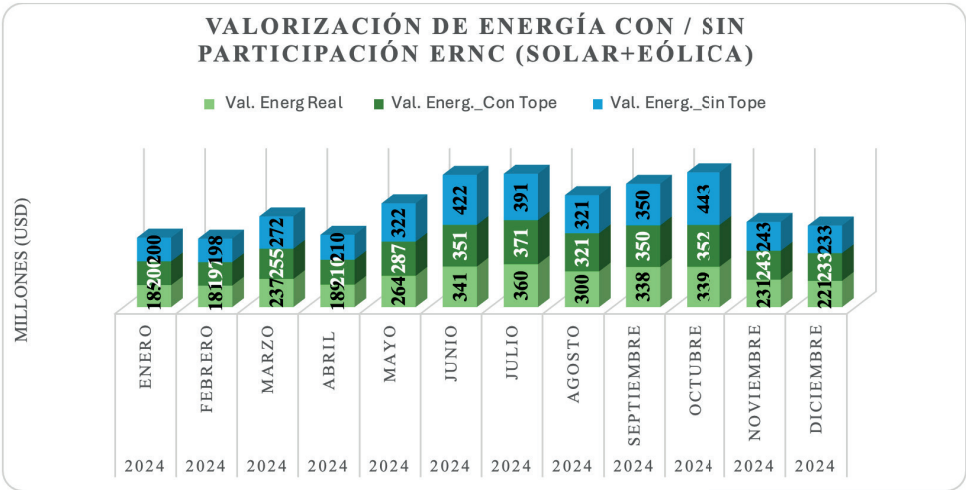
Se destaca que una generación del 10.2% proveniente de fuentes solares y eólicas genera un ahorro en el costo de la energía, siempre que esta se valore en el Mercado Spot, conforme a las consideraciones previamente expuestas en este documento.

Si no se hubiera contado con la generación solar y eólica en el SENI durante 2024, el sobrecosto en el precio de la energía habría ascendido a US\$ 418.16 millones y US\$ 183.44 millones, dependiendo de si se consideraba la valorización de la energía con o sin un límite en el costo marginal, respectivamente.

Esta información se puede extraer de la figura 8. Es importante señalar que el costo marginal tope, que representa el máximo que se paga, conlleva una disminución de más del 50% en comparación con el valor real de la valorización de la energía que se habría registrado en el sistema eléctrico nacional de la República Dominicana, según los criterios analizados en este estudio.

105

Figura 8 - Evaluación del valor de la energía en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) para el año 2024.



Fuente: Desarrollo propio fundamentado en los informes diarios de operación del SENI y conforme a las pautas descritas en el apartado de metodología para el cálculo de los Cmg sin ERNC y con Cmg tope.

Leyenda figura 8:

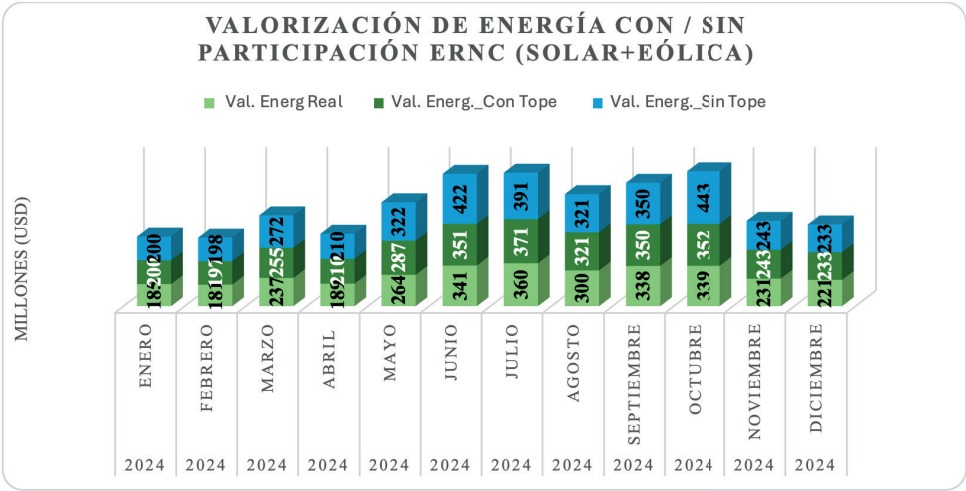
- **Val. Energ Real:** hace referencia a la valoración de la energía en función del costo marginal real promedio que se derive de la operación a lo largo del año 2024.
- **Val. Energ_Con Tope:** se refiere a la valoración de la energía generada durante el 2024, sin la inclusión de la generación a partir de energía solar y eólica, y tomando en cuenta que el costo marginal máximo es fijado por una resolución de la Superintendencia de Electricidad.
- **Val. Energ_Sin Tope:** el concepto anterior se conserva, con la salvedad de que no se impone un límite al costo marginal que resulta de la operación. Esto significa que no se tiene en cuenta el tope al costo marginal que la normativa resolutive vigente en el sistema eléctrico nacional establece, permitiendo así que se considere el valor real del mercado.

El costo adicional que habría enfrentado el SENI por la valorización de los 25 GWh de energía demandada en 2024 se estimaría en aproximadamente un 5.8% si se considera el costo marginal máximo según la normativa vigente. En cambio, este porcentaje ascendería a un 13.1% si se toma en cuenta el costo marginal de la última unidad térmica disponible.

Por otro lado, al igual que en el análisis del sobrecosto relacionado con el costo marginal, la valorización de la energía también muestra que establecer un límite en el costo marginal disminuye el valor real de la energía en cerca del 50%. Este fenómeno se puede observar claramente en la figura 9.

Estos resultados subrayan la importancia de considerar las diferentes metodologías de valoración de la energía, ya que pueden tener un impacto significativo en los costos que enfrenta el SENI. La variabilidad en los porcentajes de sobrecosto resalta la necesidad de un análisis cuidadoso al momento de establecer políticas energéticas.

Figura 9 - Análisis del costo de energía anual para el año 2024, realizado con despacho real y fundamentado únicamente en la generación térmica.



Fuente: Elaboración propia basada en los resultados presentados en la figura 8.

En síntesis, los resultados del análisis evidencian que la metodología de valoración de la energía puede influir considerablemente en los costos del SENI, con variaciones que van del 5.8% al 13.1% en función del costo marginal considerado, lo que resalta la necesidad de un enfoque riguroso en la

formulación de políticas energéticas. Este estudio pone de manifiesto la relevancia de evaluar cuidadosamente las implicaciones económicas de las decisiones en el sector energético.

6.1.3 Análisis Costo Operativo

Al analizar el costo operativo, se evidencia una notable discrepancia entre el costo operativo real del sistema eléctrico y el costo operativo estimado

para una operación que dependa exclusivamente de la generación térmica, tal como se ilustra en la tabla 2.

Tabla 2 - Costo operativo real y estimado para una operación sin producción de energía solar y eólica - 2024 -.

Costo Operativo (US\$ Millones)		Costo Operativo sin ERNC	Costo Operativo Real	Relación costo operativo real / costo operativo sin ERNC
2024	Enero	1105,58	93,13	1087.2%
2024	Febrero	758,99	86,83	774.1%
2024	Marzo	1103,04	103,07	975.1%
2024	Abril	859,73	87,64	881.0%
2024	Mayo	1905,53	110,42	1625.7%
2024	Junio	1255,83	141,72	786.1%
2024	Julio	1521,21	141,67	973.7%
2024	Agosto	1269,91	130,02	876.7%
2024	Septiembre	1270,09	136,62	829.6%
2024	Octubre	958,82	144,59	563.1%
2024	Noviembre	680,52	102,46	564.2%
2024	Diciembre	971,36	103,17	841.6%
Total anual		\$ 13.665,61	\$ 1.381,35	
Promedio anual		889.3%		

Fuente: Desarrollo propio fundamentado en los informes diarios de operación del SENI, emitidos por el Organismo Coordinador.

Esta diferencia se origina en el costo operativo necesario para satisfacer la demanda, así como en la utilización de tecnologías que presentan un alto costo variable de operación, como se detalla en la tabla 3.

En esta última, se puede observar que al considerar el costo variable promedio de

despacho de la tecnología de carbón (elegida por ser la más económica), el reemplazo de la generación renovable por esta tecnología provoca un aumento significativo en el costo de la energía, alcanzando los valores indicados en la fila “Relación Costo Variable Despacho” de la tabla 3.

107

Tabla 3- Costos variables de despacho promedio por tecnología.

Costos Variables despacho promedio por tecnología (USD/MWh)					
		Carbón Mineral	Gas Natural	Fuel Oil No. 6	Fuel Oil No. 2
2024	Enero	54,35	74,84	113,59	294,82
2024	Mayo	48,50	71,17	108,89	349,32
2024	Junio	48,36	74,10	111,05	305,36
2024	Julio	51,37	77,04	110,06	300,26
2024	Agosto	51,21	77,37	106,76	296,16
2024	Septiembre	50,67	75,03	106,81	294,48
2024	Octubre	48,21	78,24	111,16	322,92
2024	Noviembre	46,59	75,93	115,86	317,16
2024	Diciembre	47,14	84,75	120,12	286,46
Promedio anual		49,29	74,69	110,00	317,21
Relación Costo Variable Despacho (referencia costo del carbón)			34.0%	55.2%	84.5%

Fuente: Construcción propia a partir de los informes programas semanal de despacho del SENI, emitido por el Organismo Coordinador.

En resumen, el análisis revela que la dependencia exclusiva de la generación térmica, especialmente a través de tecnologías como la de carbón, no solo incrementa significativamente los costos

operativos, sino que también subraya la necesidad de considerar alternativas más sostenibles para satisfacer la demanda energética de manera eficiente y económica.

6.1.4 Potencial de ahorro en el SENI: un ejercicio práctico

En este apartado, realizaremos un ejercicio para estimar el ahorro potencial en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), considerando una penetración de generación superior al 10% que se ha analizado hasta ahora.

Utilizando el concepto de costo marginal tope, podemos observar en la figura 9 que la valorización real de la energía (Val. Energ Real) asciende a 3,187.36 millones de dólares, correspondiente al despacho real del año 2024.

Por otro lado, la valorización de la energía según el costo marginal tope (Val. Energ_Con Tope) es de 3,370.80 millones de dólares; mientras que el sobre costo de operación sin un 10.2 % de energía renovable (solar y eólica) se sitúa en un 5.8%.

Esto se traduce en que el sobre costo (SC) es la diferencia entre la valorización de la energía según el costo marginal tope (Val. Energ_Con Tope) y la valorización real de la energía (Val. Energ Real), lo que da como resultado un sobre costo de 183.60 millones de dólares para una generación del 10.2% de energía renovable.

$$SC = (\text{Val. Energ_Con Tope}) - (\text{Val. Energ Real}) \quad (7)$$

Donde:

$$\text{Val. Energ_Con Tope} = \text{US\$ } 3,370.80 \quad (8)$$

$$\text{Val. Energ Real} = \text{US\$ } 3,187.20 \quad (9)$$

Sustituyendo (8) y (9) en (7), el sobre costo es:

$$SC = 3,370.80 - 3,187.20 = \text{US\$ } 183.60$$

Si se duplicara la generación de fuentes renovables, podríamos suponer que la valorización de la energía se reduciría a la mitad, asumiendo que los demás parámetros de generación, operación, disponibilidad y costos se mantuvieran constantes en relación con el análisis previo.

En este contexto teórico, la tabla 4 ilustra el potencial de ahorro para distintos niveles de penetración de generación renovable.

Tabla 4. Ahorro potencial derivado del incremento en la producción de energía renovable a partir de fuentes solares y eólicas.

Valorización Energía	
Generación (solar + Eólica)	Ahorro (US\$ millones)
10%	183,6
20%	367,2
25%	459,0
30%	550,8

Fuente: Evaluación propia fundamentada en los supuestos señalados.

En resumen: el análisis revela que una mayor penetración de energías renovables en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado podría generar un ahorro significativo, con un sobre costo actual de 183.60 millones de dólares al alcanzar un 10.2% de generación renovable, lo que subraya la importancia de incrementar esta proporción para optimizar costos y mejorar la eficiencia del sistema.

La proyección sugiere que duplicar la generación renovable podría reducir considerablemente la

valorización de la energía, destacando el potencial de ahorro a medida que se avanza hacia un modelo energético más sostenible.

El estudio destaca la importancia de las energías eólica y solar en la generación de energía renovable en 2024, subrayando la necesidad de duplicar la capacidad instalada para alcanzar las metas de sostenibilidad establecidas para 2030, lo que representa un desafío significativo para el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.

7. CONCLUSIONES

A partir de los resultados obtenidos en la operación del sistema eléctrico de la República Dominicana durante el año 2024, se estimaron los sobrecostos asociados a la generación de energía mediante combustibles fósiles.

Este análisis se llevó a cabo al reemplazar la generación de energía eólica y solar por la generación térmica disponible, siguiendo el orden de despacho que establece la normativa.

Se consideraron dos escenarios: uno que se adhiere a la normativa actual y otro que contempla la liberación de los costos de generación de las unidades generadoras.

Para diciembre de 2024, la capacidad instalada de generación renovable, que incluye energía solar y eólica, representa el 20% de la matriz eléctrica del país. Esta capacidad renovable generó el 10.2% de la demanda total de electricidad, equivalente a 2,551 GWh, dentro de un total de 25,011.20 GWh del Sistema Eléctrico Nacional en ese año.

Con base en las condiciones operativas y de costos de 2024, se estimó el sobrecosto que habría enfrentado el SENI si no hubiera contado con esta capacidad renovable y hubiera tenido que satisfacer la demanda únicamente con generación a partir de combustibles fósiles.

De acuerdo con la normativa vigente en la República Dominicana en 2024, se estimó que el potencial sobrecosto en la valorización de la energía alcanzaría los 183.6 millones de dólares, lo que representa un 5.8% del costo real.

No obstante, el análisis indicó que este sobrecosto podría haber sido un 13.1% más alto en un mercado donde se liberaran los costos de generación.

Reemplazar el 10.2% de la generación solar y eólica de 2024 por su equivalente en generación térmica disponible en el SENI resultaría en un incremento del costo operativo del 889.30% en comparación con el costo operativo real bajo las

condiciones del sistema eléctrico nacional.

Los hallazgos indican que al duplicar la capacidad de generación solar y eólica del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), se podría satisfacer el 20% de la demanda energética, lo que generaría un ahorro significativo en la valorización de la energía, al reducir tanto el costo marginal como el operativo. Este ahorro podría ascender a aproximadamente 367.2 millones de dólares anuales, el doble de lo que se había estimado previamente.

Además de los beneficios económicos, como la autonomía energética y la reducción de las emisiones de dióxido de carbono, la expansión de la generación de energías renovables presenta desafíos considerables en la gestión diaria del despacho, debido a las características inherentes de este tipo de producción.

La implementación de tecnologías como los sistemas de almacenamiento de energía es fundamental para facilitar una mayor integración y operación flexible de los sistemas eléctricos que dependen en gran medida de fuentes de generación variable, así como para garantizar la estabilidad, seguridad y fiabilidad del sistema eléctrico.

Sin embargo, se enfrentan a obstáculos significativos en términos de legislación y en la infraestructura de la red eléctrica, que no evolucionan al mismo ritmo que la generación de energía renovable. Esto puede impactar negativamente en la continuidad, calidad y asequibilidad de la energía para todos los sectores del país, lo que subraya la necesidad de una coordinación más efectiva entre las políticas energéticas y el desarrollo de la infraestructura eléctrica.

8. RECOMENDACIONES

Los hallazgos de este estudio evidencian la viabilidad económica de incorporar energía proveniente de fuentes renovables en la matriz energética de la República Dominicana.

Para incrementar la participación de la energía renovable, es fundamental llevar a cabo investigaciones que determinen la cantidad de energía solar, eólica y otras fuentes renovables variables que el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), que hasta ahora ha funcionado de manera aislada, puede manejar sin poner en riesgo la seguridad y la fiabilidad del sistema eléctrico.

Estos análisis deben ir acompañados de evaluaciones de viabilidad técnico-económica sobre la implementación de sistemas de almacenamiento de energía, así como del fortalecimiento de la red de transmisión para facilitar la integración de estas fuentes.

Asimismo, es necesario actualizar la normativa actual para fomentar y facilitar la inversión en tecnologías energéticas que contribuyan a robustecer el sistema eléctrico, garantizando el acceso a energía asequible para toda la población. Un aspecto adicional que merece atención es el estudio de la interconexión del sistema eléctrico con otros sistemas de la región, analizando los beneficios y ventajas tanto técnicas como económicas que podrían derivarse de esta interconexión.

Aunque la generación de energía renovable presenta oportunidades tanto económicas como ambientales, su operación con un alto nivel de penetración conlleva desafíos significativos que deben ser abordados.

Se recomienda realizar investigaciones adicionales sobre los retos operativos que enfrentó el SENI durante el año 2024, ya que los resultados de estos estudios ofrecerán información valiosa para la formulación de políticas energéticas, normativas y la difusión del conocimiento.

Es fundamental establecer una colaboración efectiva entre todos los actores del sector energético, el gobierno y la ciudadanía para diseñar las estrategias energéticas necesarias para el desarrollo y crecimiento sostenible del sistema eléctrico en la República Dominicana. Esta coordinación asegurará un sistema eléctrico que sea tanto confiable como seguro, capaz de satisfacer la demanda energética de todos los sectores, lo que es esencial para su progreso productivo y la vida cotidiana de la población.

Además, se sugiere promover el intercambio de experiencias y conocimientos entre los países de la región a través de la realización de estudios similares al que se presenta en este documento. Esta iniciativa facilitará la difusión de las lecciones aprendidas y contribuirá al desarrollo de estrategias energéticas más eficaces.

La colaboración entre los diferentes actores del sector energético y la promoción del intercambio de conocimientos son pasos cruciales para garantizar un sistema eléctrico robusto y sostenible en la República Dominicana, lo que a su vez beneficiará a todos los sectores de la sociedad.

9. REFERENCIAS

Análisis regional prospectivo sobre los objetivos de RELAC. (s/f).

Aquino, F., De Estudios, A., Arias, S. D., Lorenzo, J., Rosario, A., Técnico, A., Martínez, E., San, M. L. & Gerente General, P. (2024). Informe anual de operaciones y transacciones económicas del año 2024.

Avi-Itzhak, B. (1977). Operating cost calculation of an electric power generating system under incremental loading procedure. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 96, 285–292. <https://doi.org/10.1109/T-PAS.1977.32336>

Costo Marginal. (2024). Costo marginal 2024. [https://apps.oc.org.do/REGIO/\(S\(3zbnomaotuisnbdzc10htadl\)\)/Authenticator.aspx](https://apps.oc.org.do/REGIO/(S(3zbnomaotuisnbdzc10htadl))/Authenticator.aspx).

Declaración de principios RD firmada. (s/f).

Domingo, S. (2014). Decreto 134-14 Reglamento Estrategia Nacional de Desarrollo 2030. En https://mepyd.gob.do/mepyd/wp-content/uploads/archivos/end/marco-legal/decreto_134-14.pdf.

Energía y Minas. (s/f). <https://presidencia.gob.do/noticias/energia-y-minas-fuentes-renovables-representan-el-2332-de-la-capacidad-generacion-nacional>.

Estrategia Nacional de Desarrollo Ley 1-12. (2012). <https://mepyd.gob.do/mepyd/wp-content/uploads/archivos/end/marco-legal/ley-estrategia-nacional-de-desarrollo.pdf>.

Informes Diarios de Operación. (2024). Informes diario de operación Tiempo Real 2024. <https://www.oc.org.do/Informes/Operaci%C3%B3n-del-SENI/Coordinaci%C3%B3n-y-Supervisi%C3%B3n-Tiempo-Real>.

Instituto de Energía de la UASD. (2024). La Transición Energética en la Republica Dominicana. <https://uasd.edu.do/wp-content/uploads/002-Vision-IEUASD-transicion-energetica-RD-2022-2060-Congreso-Economia-y-Energia-4-julio-2024-FINAL1.pdf>

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2023a). Changing State of the Climate System. En Climate Change 2021 – The Physical Science Basis (pp. 287–422). Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009157896.004>

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2023b). Human Influence on the Climate System. En Climate Change 2021 – The Physical Science Basis (pp. 423–552). Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009157896.005>

IRENA. (2019). Climate change and renewable energy : national policies and the role of communities, cities and regions. International Renewable Energy Agency.

Khasru, S. M. & Ambrizzi, T. (s/f). Climate Change & Just Energy Transition: What the North Can Learn from the South? En 166 · CEBRI-Journal SPECIAL SECTION.

Ley No 57-07. (s/f).

Nations, U. (s/f-a). Cambio climático | Naciones Unidas. <https://www.un.org/es/global-issues/climate-change>.

Nations, U. (s/f-b). The Paris Agreement | United Nations. <https://www.un.org/en/climatechange/paris-agreement>.

ORGANISMO COORDINADOR Manual de Procedimientos Comerciales. (s/f).

Programación Semanal de Operación. (2024). Programación de Operación Semana del SENI. <https://www.oc.org.do/Informes/Operaci%C3%B3n-del-SENI/Programaci%C3%B3n-del-SENI>.

Reglamento para la Aplicación Ley 125-01. (s/f). En <https://mem.gob.do/wp-content/uploads/2019/04/Reglamento-de-Aplicaci%C3%B3n-Ley-125-01.pdf>.

Santana, P. A. (s/f). Pronóstico de Demanda Eléctrica SENI 2024_2040.

Tejada, O. R. (2023). Transición Energética en la República Dominicana.

Un resumen para Cambio Climático 2021: todo el mundo. (s/f).

UNFCCC Nav. (s/f). <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>.