



Ministerio de
Energía y Minas

**INFORME DE DIVULGACIÓN DE LAS
TENDENCIAS DEL
SUB SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL
SEMESTRAL**



2025

enero - junio



Ministerio de **Energía y Minas**

AUTORIDADES

Víctor Hugo Ventura Ruiz
Ministro de Energía y Minas

Juan Fernando Castro Martínez
Viceministro de Energía y Minas encargado del Área
Energética

Erwin Rolando Barrios Torres
Viceministro de Energía y Minas encargado del Área de
Minería e Hidrocarburos

Luis Haroldo Pacheco Gutiérrez
Viceministro de Desarrollo Sostenible

Gerson Didier de León
Director General de Hidrocarburos

EQUIPO DE TRABAJO

Gabriel Velásquez
Jefe Unidad de Planeación Energético Minero

ÁREA TÉCNICA
Victoria Chinchilla
María Gomez

CONTENIDO

RESUMÉN EJECUTIVO	4
1. BALANCE ELÉCTRICO	5
2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	7
3. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	11
4. TRANSACCIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA	20
5. PRECIO DE OPORTUNIDAD DE LA ENERGÍA	23
6. TARIFAS ELÉCTRICA	26
7. GASES DE EFECTO INVERNADERO	30

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Comparativo histórico de las transacciones del SNI	6
Gráfica 2. Comparativa histórica de la demanda máxima de potencia mensual.	7
Gráfica 3. Comparativa histórica del consumo de energía eléctrica mensual.	8
Gráfica 4. Comparativa histórica de la demanda por tipo de agente participante.	10
Gráfica 5. Comparativa histórica de la generación de energía eléctrica en el SNI.	11
Gráfica 6. Comparativa histórica de la matriz de generación eléctrica por tipo de recurso.	13
Gráfica 7. Composición histórica porcentual de la generación eléctrica en el SNI.	14
Gráfica 8. Comparativa histórica del acumulado de la composición de generación eléctrica.	15
Gráfica 9. Comparativa histórica de la potencia requerida en los días de demanda máxima.	16
Gráfica 10. Comparativa histórica de la generación por tecnología en los días de demanda máxima.	18
Gráfica 11. Comparativa histórica de las transacciones entre mercados en el SNI.	21
Gráfica 12. Comparativa histórica del acumulado de transacciones entre mercados.	22
Gráfica 13. Comparativa histórica del precio de oportunidad promedio del SNI.	24
Gráfica 14. Comparativa histórica de los rangos de precios de oportunidad del SNI.	25
Gráfica 15. Comportamiento histórico de las tarifas.	27
Gráfica 16. Comportamiento histórico de la Tarifa Social por distribuidora	29
Gráfica 17. Emisiones de GEI para la generación de energía eléctrica en el primer semestre 2025.	31
Gráfica 18. Histórico de la generación eléctrica por tipo de recurso acumulado.	32
Gráfica 19. Comparativo histórico del comportamiento del ENOS y la generación hidroeléctrica.	34
Gráfica 20. Comparativo semestral del comportamiento del ENOS y la generación hidroeléctrica.	35

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Desglose mensual de la demanda por tipo de agente participante	9
Tabla 2. Datos históricos de la matriz de generación eléctrica por tipo de combustible.	12
Tabla 3. Contribución de generación del día de demanda máxima.	17
Tabla 4. Aportes mensuales de las transacciones de energía eléctrica por interconexiones.	20
Tabla 5. Emisiones de GEI por tipo de combustible para la generación de energía eléctrica.	30

RESUMEN

El presente informe analiza el comportamiento del subsector eléctrico nacional durante el **primer semestre de 2025**, abordando aspectos operativos, comerciales, tarifarios y ambientales que influyen en la seguridad de suministro, la competitividad del mercado y la sostenibilidad del sistema. Se compara la evolución de la **demanda de potencia y energía**, destacando los días y horas de mayor exigencia del SNI y cómo se cubrieron esos picos con la combinación de tecnologías disponibles. En el componente de **generación eléctrica**, se evalúa la participación de las distintas tecnologías, incluyendo la variación estacional y su impacto en la cobertura de la demanda. En cuanto a **transacciones internacionales**, se examina el flujo de importaciones y exportaciones de electricidad, identificando patrones de intercambio y situaciones que afectan el comercio regional, como la priorización de abastecimiento local en países vecinos.

El **Precio de Oportunidad de la Energía (POE)** se presenta como indicador clave de la dinámica del mercado mayorista, evaluando la variabilidad de precios máximos y mínimos y su relación con la disponibilidad de recursos, el despacho de centrales y la volatilidad del mercado. En el apartado de **tarifas de energía eléctrica**, se analizan sus principales componentes —distribución, transporte, pérdidas y generación—, así como la evolución mensual por distribuidora, destacando las tendencias y ajustes implementados durante el periodo de estudio. Se incorpora la sección de **Gases de Efecto Invernadero para el Subsector Eléctrico**, donde se cuantifica y evalúa la huella de carbono asociada a la generación, considerando el tipo de tecnología y su intensidad de emisiones. Finalmente, se incluye también un **comparativo de condiciones climáticas**, relacionando los patrones hidrológicos y de generación renovable con el desempeño del sistema, así como su influencia en la participación de tecnologías de respaldo. En conjunto, el documento ofrece una visión integral del desempeño del subsector eléctrico, proporcionando insumos para la toma de decisiones en materia de política energética, planificación de inversiones y gestión sostenible del sistema.



1. BALANCE ELÉCTRICO

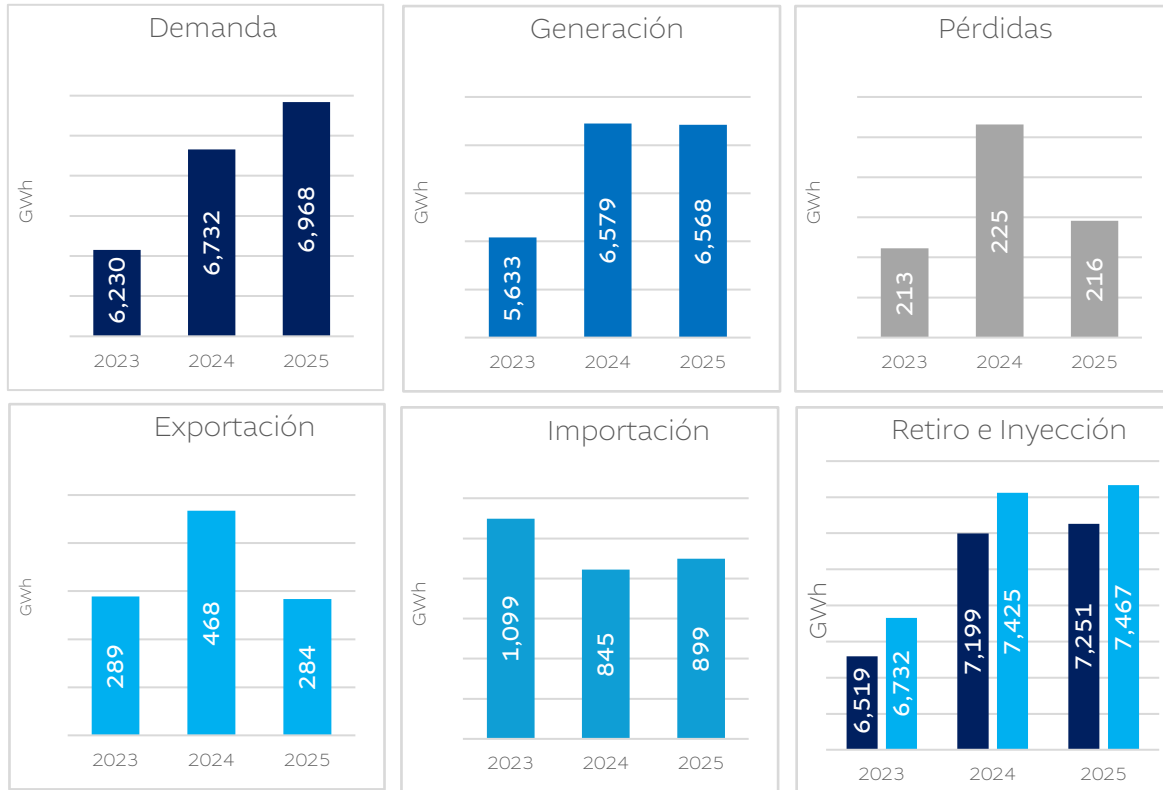
El balance eléctrico refleja la evolución y las tendencias de aspectos clave como la demanda de energía, la generación, las exportaciones, las importaciones y las pérdidas en el sistema. El presente informe analiza el comportamiento del primer semestre de 2023, 2024 y 2025, permitiendo comparar cómo las variaciones climáticas, la disponibilidad de recursos y la dinámica del consumo han influido en el desempeño del Sistema Nacional Interconectado.

Entre 2023 y 2025, la demanda registró un crecimiento acumulado cercano al 12%, acompañado de un incremento significativo en la generación mayor al 16%. Las exportaciones mostraron un repunte en 2024, seguido de una reducción en el 2025, mientras que las importaciones disminuyeron en 2024 para luego incrementarse levemente en 2025. Respecto a las pérdidas, se mantuvieron relativamente estables en torno al 3% de la demanda total.

En 2025, el primer semestre se caracterizó por una demanda récord de 6,968 GWh, impulsada principalmente por el crecimiento sostenido del consumo en los sectores productivos y residenciales. La generación nacional alcanzó 6,568 GWh, un valor estable respecto al año anterior, lo que permitió cubrir la mayor parte de la demanda interna. Sin embargo, las exportaciones se redujeron a 284 GWh, mientras que las importaciones aumentaron levemente hasta 899 GWh. Las pérdidas del sistema se mantuvieron controladas en 216 GWh, reflejando estabilidad operativa y eficiencia en la infraestructura de transmisión y distribución. En la siguiente gráfica se muestran estos resultados y su evolución interanual, ofreciendo una visión resumida del comportamiento eléctrico nacional.



Gráfica 1. Comparativo histórico de las transacciones del SNI.



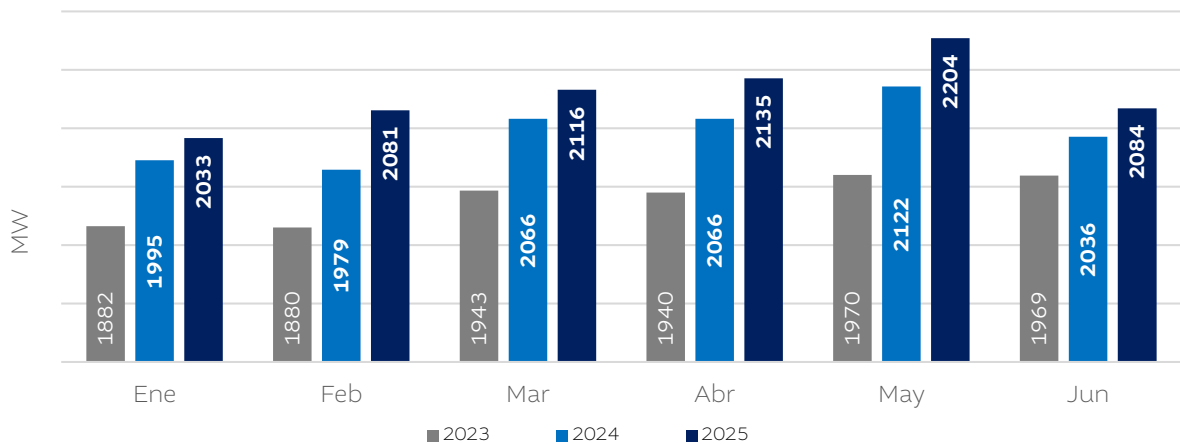
Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

Además, los datos muestran que el retiro de energía (Demanda + Exportación) se mantuvo ligeramente por debajo de la inyección de energía (Generación + Importación) en los tres registros analizados, lo que indica un balance positivo a favor de la oferta. Los valores oscilaron entre 6,519 y 7,251 GWh para retiros, frente a un rango de 6,732 a 7,467 GWh para inyecciones, con diferencias que van de 213 a 216 GWh. Este comportamiento sugiere que el sistema logró mantener una capacidad de inyección superior al consumo, fortaleciendo la estabilidad del suministro y posibilitando márgenes de maniobra para atender picos de demanda o contingencias operativas.

2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En 2025, la demanda máxima de potencia mensual mostró incrementos en todos los meses del primer semestre respecto a 2024, manteniendo una tendencia sostenida al alza observada en los últimos tres años. Los valores oscilaron entre 2,033 MW en enero y un pico de 2,204 MW en mayo, lo que representa crecimientos interanuales de entre 1% y 5% frente a 2024. Este comportamiento refleja un mayor requerimiento de capacidad instalada para cubrir las necesidades del sistema, impulsado por la expansión de actividades productivas y el aumento del consumo en sectores residenciales y comerciales, así como por posibles factores climáticos que intensificaron el uso de sistemas de climatización en los meses de mayor demanda.

Gráfica 2. Comparativa histórica de la demanda máxima de potencia mensual.

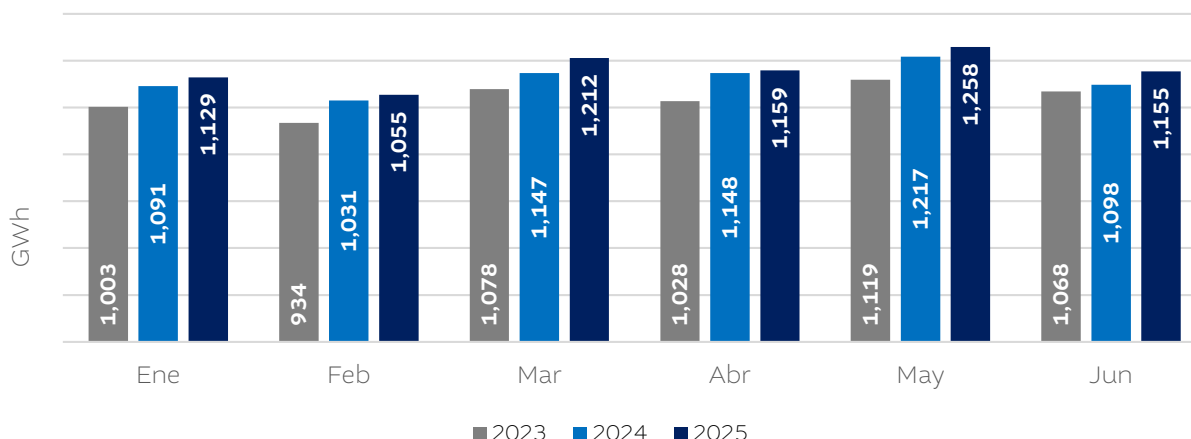


Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

La potencia máxima se observó en mayo, seguida de marzo y abril, meses en los que la actividad económica se mantiene alta en sectores como manufactura, comercio y servicios. A esto se suman condiciones climáticas propias de la temporada cálida y seca en gran parte del país, que incrementan el uso de sistemas de climatización, ventiladores y bombas de agua, elevando la demanda de potencia eléctrica.



Gráfica 3. Comparativa histórica del consumo de energía eléctrica mensual.



Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

El consumo que se refleja en la gráfica anterior no considera las Pérdidas Técnicas del sistema ni las Pérdidas No Técnicas, esto con el fin de evidenciar los consumos netos de cada mes. En el primer semestre de 2025, el consumo de energía eléctrica registró incrementos en todos los meses en comparación con 2024, alcanzando su punto más alto en mayo con 1,258 GWh. El rango de consumo se situó entre 1,055 GWh en febrero y el mencionado máximo de mayo, consolidando una tendencia ascendente observada en los últimos tres años, evidenciando una mayor demanda sostenida, y reforzando la necesidad de asegurar disponibilidad de generación y eficiencia en las redes de transmisión y distribución.

2.1 DEMANDA POR TIPO DE AGENTE

En Guatemala, el consumo de energía eléctrica se distribuye entre diversos agentes, cada uno con sus respectivas competencias y funciones. Estos agentes son:

- » Agente Comercializador (AC): este agente con carácter de intermediación se encarga de comprar y vender bloques de energía eléctrica bajo contratos de suministro a los consumidores del mercado eléctrico garantizando el cubrimiento de la demanda de potencia y energía.
- » Agente Distribuidor (AD): este agente es poseedor de infraestructura destinada para la distribución de la energía eléctrica, además de operar las redes de distribución según el área de designación garantizando el suministro de electricidad en hogares, empresas y otros usuarios.

- » Agente Generador (AG): este agente es poseedor de una central de generación de energía eléctrica que comercializa total o parcialmente su producción de electricidad, pudiendo ser estas diversas tecnologías.
- » Agente Transportista (AT): este agente es poseedor de infraestructura destinada para la transmisión y transformación de energía eléctrica, además de operar las líneas de alta tensión que conectan diferentes regiones del país.
- » Generador Distribuido Renovable (GD): este agente incluye pequeñas instalaciones de generación de energía renovable no mayores a 5MW que contribuyen a la generación sostenible de energía.
- » Gran Usuario (GU): este agente es un conjunto de consumidores industriales o comerciales que demandan más de 100 kW.

En la siguiente tabla se presenta un desglose de la demanda por agente participante y clasificaciones adicionales, siendo estos: Agente Comercializador, Agente Distribuidor, Agente Generador, Agente Transportista, Agente Generador Distribuido Renovable y Gran Usuario.

Tabla 1. Desglose mensual de la demanda por tipo de agente participante.

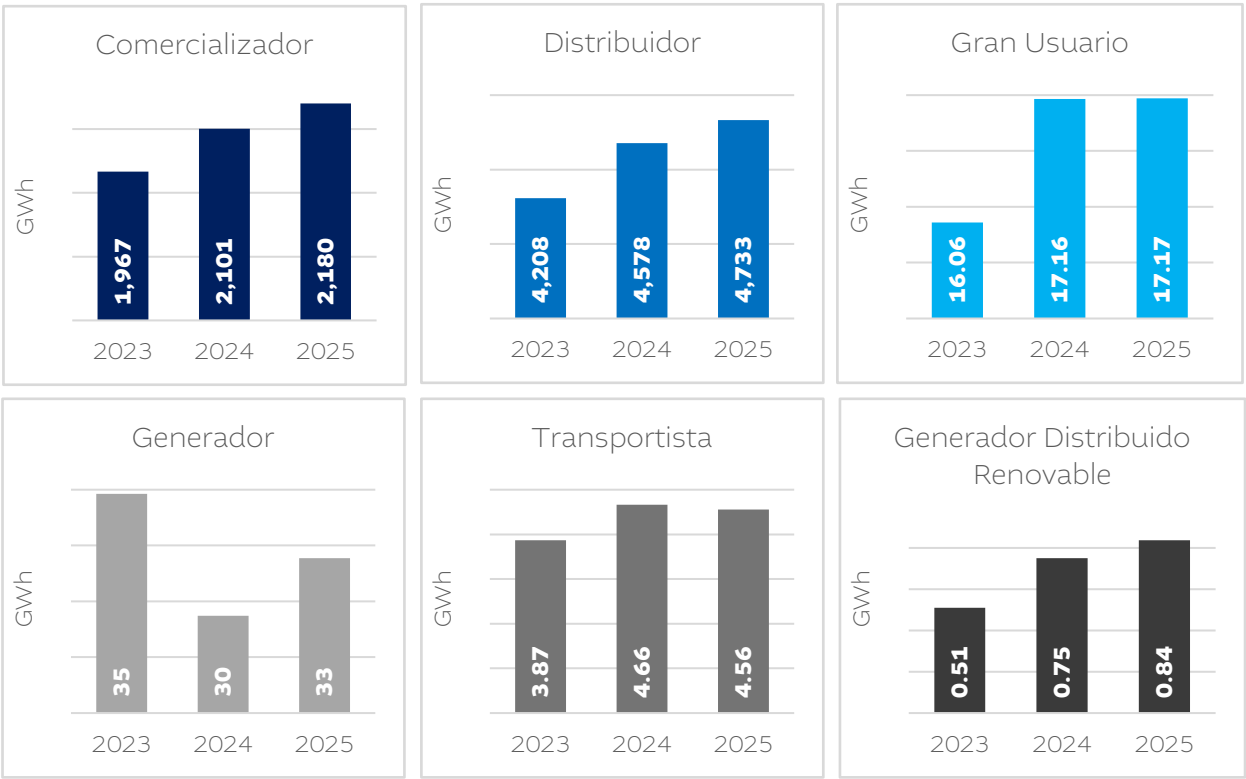
Año	Mes	AC	AD	AG	AT	GD	GU	Total (GWh)
2025	Enero	351.77	768.69	4.78	0.94	0.15	2.92	1,129.26
	Febrero	330.05	717.04	4.12	0.71	0.13	2.61	1,054.66
	Marzo	385.26	819.51	3.38	0.72	0.14	2.84	1,211.85
	Abril	360.34	790.19	4.25	0.73	0.16	2.88	1,158.55
	Mayo	388.13	858.52	7.70	0.73	0.15	3.02	1,258.25
	Junio	364.25	778.71	8.33	0.73	0.10	2.90	1,155.01
	Total (GWh)	2,179.80	4,732.67	32.55	4.56	0.84	17.17	6,967.58

Fuente. Elaboración propia con información del AMM.



Para el primer semestre de 2025, todos los agentes participantes registraron incrementos en su consumo respecto al mismo período del año anterior. Los tres agentes con mayor participación en la demanda total fueron el Agente Distribuidor (AD) con un 67.9% del consumo, seguido por el Agente Comercializador (AC) con un 31.3% y el Agente Generador (AG) con un 0.47%. El resto de la demanda se distribuyó entre el Agente Transportista (AT), el Generador Distribuido Renovable (GD) y el Gran Usuario (GU), cuyas participaciones combinadas no superaron el 1.4% del total.

Gráfica 4. Comparativa histórica de la demanda por tipo de agente participante.



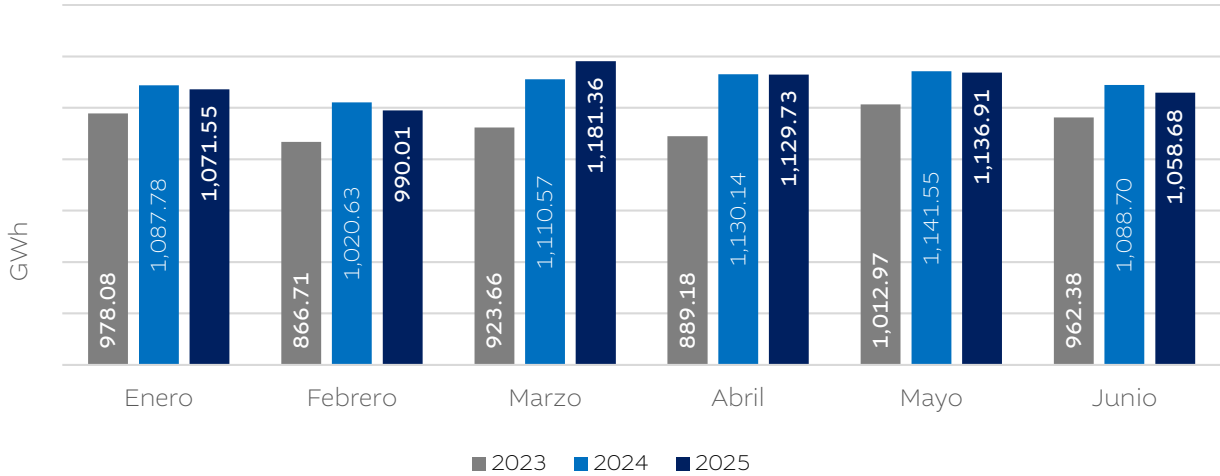
Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

3. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El parque de generación eléctrica en Guatemala mantuvo su dinamismo durante el primer semestre de 2025, incorporando diversas tecnologías que aprovechan tanto recursos renovables como no renovables. La participación de energías limpias continúa siendo relevante, incluso frente a condiciones climáticas variables que inciden en la disponibilidad de recursos.

En este período, la generación mensual osciló entre 990.01 GWh en febrero y 1,181.36 GWh en marzo, alcanzando un total semestral de 6,578.24 GWh, cifra ligeramente inferior a la registrada en el mismo período de 2024. Esta variación refleja el comportamiento combinado de las diferentes tecnologías de generación y la influencia de factores como la hidrología y los precios internacionales de combustibles. La distribución mensual evidencia que los meses de marzo, abril y mayo concentraron los mayores niveles de generación.

Gráfica 5. Comparativa histórica de la generación de energía eléctrica en el SNI.



Fuente. Elaboración propia con información del AMM.



3.1 GENERACIÓN POR TIPO DE COMBUSTIBLE

La matriz de generación eléctrica nacional continuó mostrando una alta diversificación de recursos, combinando fuentes renovables y no renovables para garantizar la cobertura de la demanda. En la siguiente tabla se presenta el detalle de la energía generada por cada tipo de recurso, evidenciando la contribución individual y el peso relativo de cada tecnología en el total del Sistema Nacional Interconectado. Este desglose permite identificar cambios relevantes en la participación de cada fuente y evaluar el avance hacia una mayor participación renovable en el suministro eléctrico.

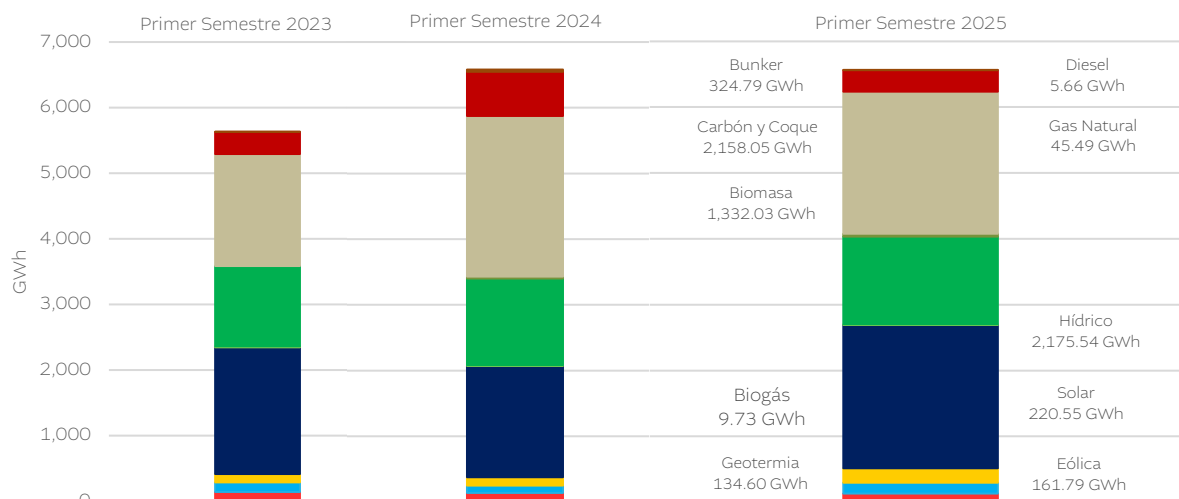
Tabla 2. Datos históricos de la matriz de generación eléctrica por tipo de combustible.

GWh	Datos del primer semestre		
	2023	2024	2025
Geotermia	143.66	137.70	134.60
Eólica	145.42	114.71	161.79
Solar	126.60	124.82	220.55
Hídrico	1,932.37	1,694.37	2,175.54
Biogás	11.19	9.46	9.73
Biomasa	1,228.38	1,317.98	1,332.03
Gas Natural	0.00	30.41	45.49
Carbón y Coque	1,705.55	2,445.89	2,158.05
Bunker	337.00	670.11	324.79
Diesel	2.83	33.92	5.66
RENOVABLE	63.69%	51.66%	61.42%
NO RENOVABLE	36.31%	48.34%	38.58%
Total	5,632.99	6,579.36	6,568.24

Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

La generación total alcanzó 6,568.24 GWh, con un 61.42% proveniente de fuentes renovables y un 38.58% de origen no renovable. Dentro de las renovables, la hidroeléctrica mantuvo el liderazgo con 2,175.54 GWh, seguida por la biomasa (1,332.03 GWh) y la energía solar, que registró un notable aumento hasta 220.55 GWh. En el grupo de no renovables, el carbón y coque representaron la mayor contribución con 2,158.05 GWh, mientras que el gas natural alcanzó 45.49 GWh y el bunker 324.79 GWh. Este comportamiento refleja un repunte de la generación hídrica respecto a 2024 y un crecimiento significativo de la solar, consolidando una matriz más equilibrada y con mayor presencia de energías limpias.

Gráfica 6. Comparativa histórica de la matriz de generación eléctrica por tipo de recurso.



Fuente. Elaboración propia con información del AMM. (Ver en la tabla anterior los valores para los años 2023 y 2024)

Contar con una matriz de generación diversa, que incluye recursos como hídrico, biomasa, geotermia, solar, eólica, biogás, carbón y coque, bunker, diésel y gas natural, permite responder mejor a los cambios del clima y mantener un suministro de energía estable. Esta diversidad facilita ajustar la producción según la disponibilidad de cada recurso y las condiciones del momento, fortaleciendo la capacidad del sistema para garantizar la energía que el país necesita, incluso mientras avanzan los planes y acciones de transición hacia fuentes más limpias.

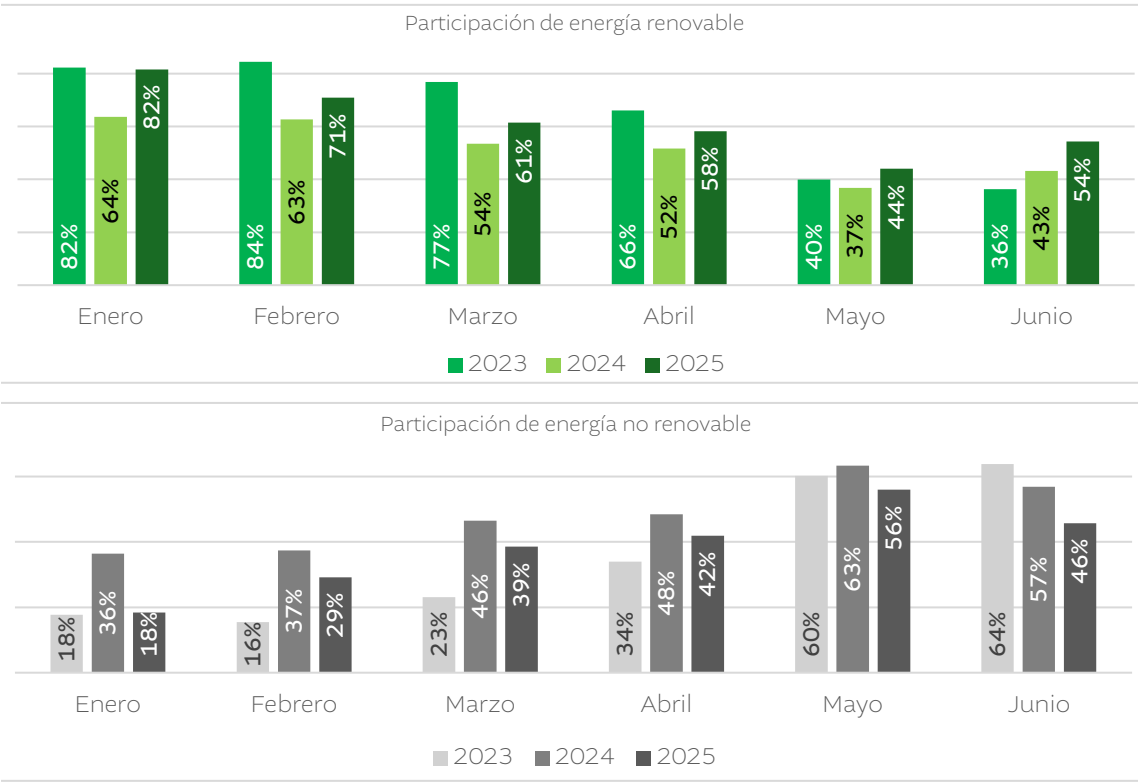
Cabe mencionar que el incremento en la generación hidroeléctrica en 2025 fue clave para mantener la estabilidad del Sistema Nacional Interconectado. Gracias a este mayor aporte, **no fue necesario declarar situación de emergencia**, como sí ocurrió en otros periodos de alta presión operativa. Esto permitió reducir el estrés del sistema, garantizar el abastecimiento de la demanda y disminuir la dependencia de generación con recursos más costosos o contaminantes, logrando mejores condiciones que las registradas en 2024.



3.2 GENERACIÓN POR TIPO DE RECURSO

El análisis porcentual de la generación renovable y no renovable permite identificar la proporción de cada tipo de recurso en el suministro eléctrico mensual. Esta desagregación es clave para evaluar el avance hacia una matriz más limpia y el grado de dependencia de tecnologías convencionales. Los datos del primer semestre de 2023, 2024 y 2025 muestran cambios significativos en la composición, reflejando el impacto de la disponibilidad hídrica, la estacionalidad y la variabilidad en el uso de fuentes como solar, eólica y térmica.

Gráfica 7. Composición histórica porcentual de la generación eléctrica en el SNI.

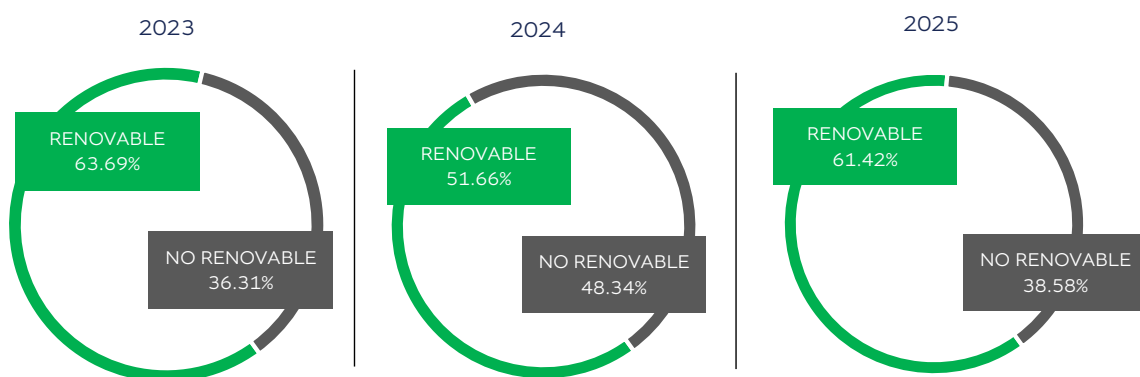


Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

En el primer semestre de 2025, la generación renovable alcanzó porcentajes superiores al 50% en cuatro de los seis meses analizados, con máximos en enero (82%) y mínimos en mayo (44%). La generación no renovable, aunque todavía relevante, se mantuvo por debajo del 50% en la mayoría de los meses, excepto en mayo y marzo, cuando aportó el 56% y el 39%, respectivamente. Este comportamiento evidencia una recuperación importante de las fuentes limpias frente a 2024, favorecida principalmente por el mayor aporte hidroeléctrico y la mayor producción solar.

Para el cumplimiento de la meta establecida en la Política Energética 2013-2027, que busca alcanzar un 80% de generación eléctrica a partir de recursos renovables, el escenario es viable siempre que exista disponibilidad efectiva de estos recursos y no únicamente capacidad instalada en el parque generador. Esto implica que factores como la hidrología, la radiación solar y la velocidad del viento deben estar presentes de forma constante para sostener altos niveles de producción limpia, garantizando así que la meta no dependa exclusivamente de la infraestructura, sino también de las condiciones reales de operación. Además, se espera que se fortalezcan y se concreten las inversiones en geotermia, una fuente base y renovable que puede aportar generación estable durante todo el año.

Gráfica 8. Comparativa histórica del acumulado de la composición de generación eléctrica.



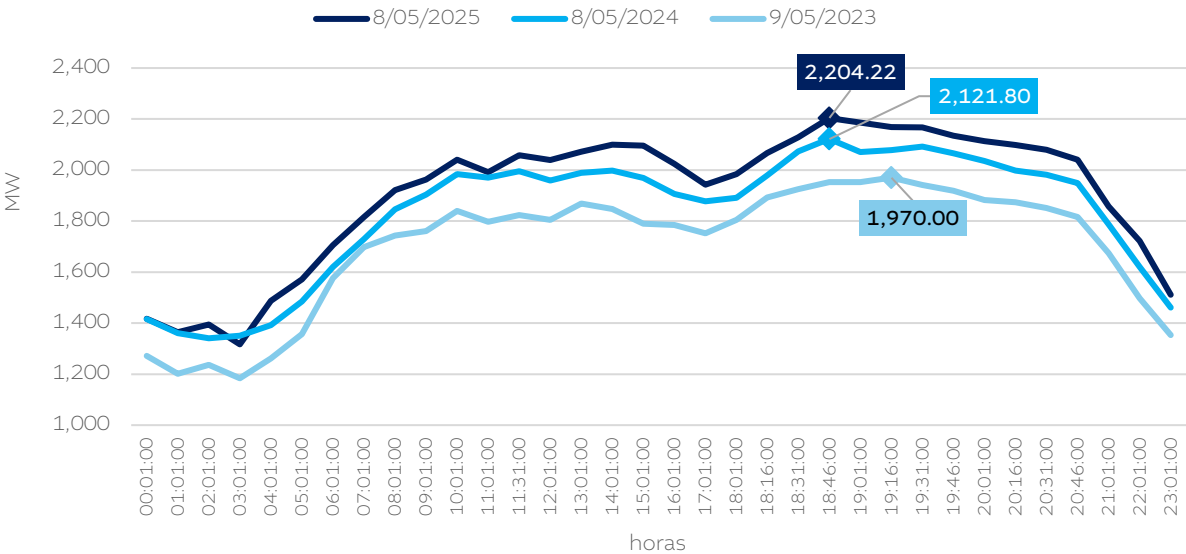
Fuente. Elaboración propia con información del AMM.



3.3 GENERACIÓN EN LOS DÍAS DE DEMANDA MÁXIMA

El análisis horario de la generación eléctrica en los días de demanda máxima permite identificar los momentos de mayor exigencia para el Sistema Nacional Interconectado y evaluar la capacidad de respuesta de las diferentes tecnologías de generación. Los datos correspondientes al 8 de mayo de 2025, 8 de mayo de 2024 y 9 de mayo de 2023 muestran la evolución del comportamiento del sistema durante 24 horas, permitiendo comparar variaciones interanuales y determinar las horas críticas de operación.

Gráfica 9. Comparativa histórica de la potencia requerida en los días de demanda máxima.



Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

En 2025, la generación alcanzó su punto máximo a las 18:46 horas con 2,204.22 MW, superando el registro de 2024 (2,121.80 MW) y de 2023 (1,953.10 MW). Se observa una tendencia sostenida de incremento en las horas pico vespertinas y nocturnas, con valores superiores a los 2,000 MW desde las 10:01 hasta las 20:46 horas. Este comportamiento refleja la necesidad de un sistema con mayor capacidad de respuesta para cubrir la demanda en los horarios de mayor consumo, manteniendo márgenes de generación superiores a los de años anteriores y reduciendo el riesgo de tensión operativa en momentos críticos.

Tabla 3. Contribución de generación del día de demanda máxima.

Tecnología (MW)	9/05/2023		8/05/2024		8/05/2025	
	Potencia Máxima Aportada	% Contribución	Potencia Máxima Aportada	% Contribución	Potencia Máxima Aportada	% Contribución
Eólico	79.61	1.13%	13.8	0.28%	22.52	0.25%
Fotovoltaica	76.21	1.19%	79.4	1.60%	135.99	2.50%
Geotérmica	16.1	0.95%	32.92	1.80%	32.48	1.52%
Hidroeléctrica	650.66	25.18%	559.15	16.69%	501.32	18.89%
Motor Reciprocante	203.15	7.78%	357.07	12.96%	330.58	14.47%
Turbina de Gas	0	0.00%	70.85	1.40%	85.76	2.49%
Turbina de Vapor	852.65	47.73%	976.82	54.62%	988.24	51.11%
Exportación	19.54	-0.17%	27.92	-0.02%	-2.52	-1.25%
Importación	348.75	16.20%	289.2	10.67%	275.3	10.02%

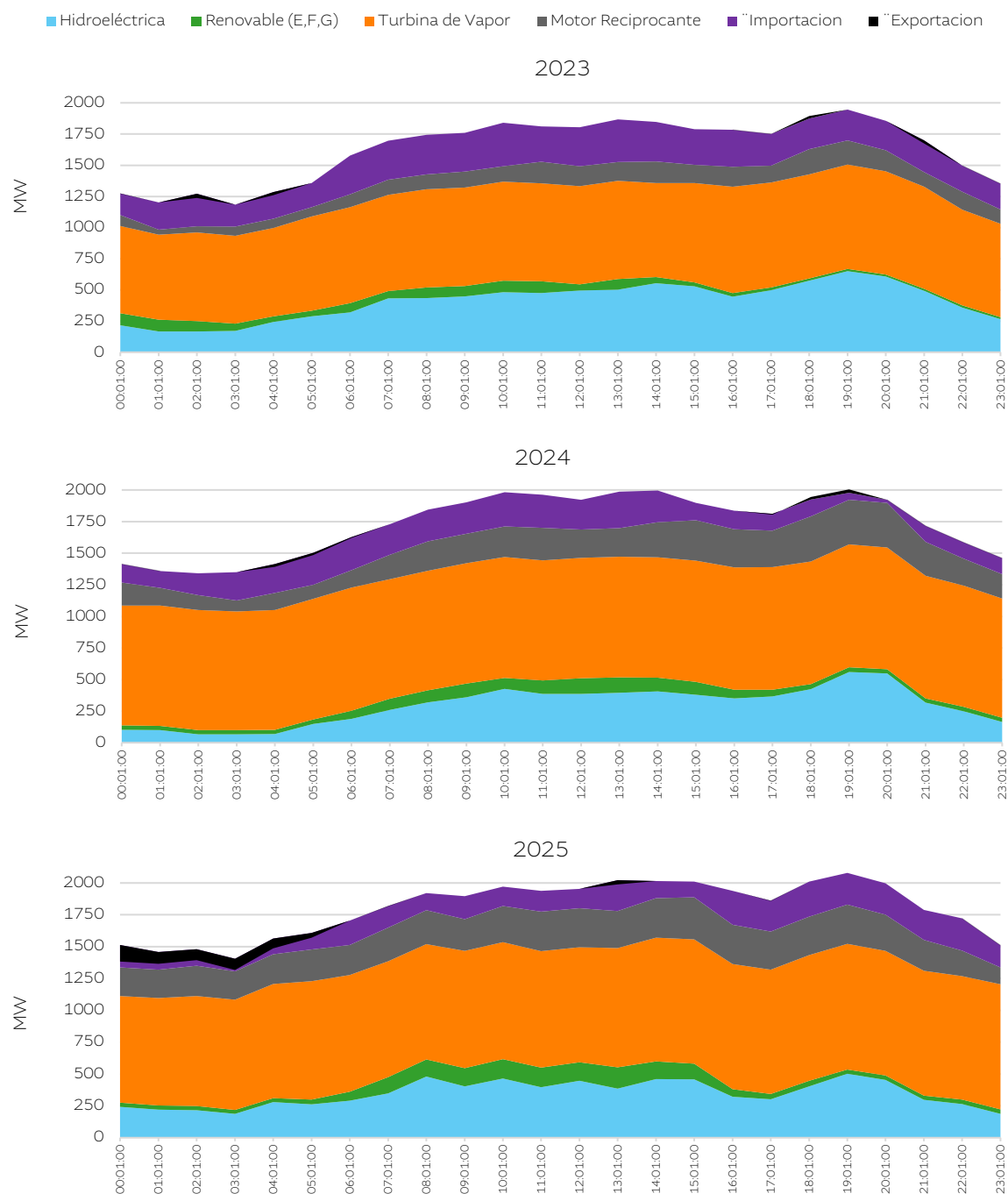
Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

En 2025, la demanda máxima del 8 de mayo fue cubierta principalmente por turbinas de vapor, que aportaron 988.24 MW, equivalentes al 51.11% del total generado en el momento de mayor exigencia. La segunda mayor contribución provino de la generación hidroeléctrica con 501.32 MW (18.89%), seguida de los motores recíprocos con 330.58 MW (14.47%). Las tecnologías solares alcanzaron una participación destacada en comparación con años anteriores, con 135.99 MW (2.50%), mientras que la eólica aportó 22.52 MW (0.25%). La geotermia mantuvo un aporte estable de 32.48 MW (1.52%), y las turbinas de gas incrementaron su participación hasta 85.76 MW (2.49%), reflejando su papel como respaldo rápido ante picos de demanda.

Las importaciones cubrieron 275.3 MW (10.02%), mientras que las exportaciones fueron negativas (-2.52 MW), lo que indica que se priorizó el abastecimiento interno durante las horas críticas. Este perfil evidencia una matriz diversificada, pero aún con fuerte dependencia de la generación térmica convencional para enfrentar la máxima demanda.



Gráfica 10. Comparativa histórica de la generación por tecnología en los días de demanda máxima.



Fuente. Elaboración propia con información del AMM. (Renovable (E,F,G) integra las tecnologías: Eólica, Fotovoltaica y Geotérmica.)

En 2025, la generación en el día de máxima demanda estuvo dominada por las turbinas de vapor, que aportaron de forma constante entre 837 MW y 988 MW a lo largo de la jornada, representando la base térmica del sistema. Los motores recíprocos tuvieron una participación relevante, especialmente en horas pico vespertinas, superando los 300 MW en varios intervalos, lo que evidencia su papel de respaldo rápido. Las tecnologías renovables (eólica, solar y geotermia) mostraron una variabilidad marcada, con máximos cercanos a 168 MW a las 13:01 horas y mínimos de alrededor de 31 MW en la madrugada, reflejando la dependencia de las condiciones de recurso. Las importaciones se mantuvieron como apoyo puntual, con picos de 275.3 MW a las 18:01 horas, mientras que las exportaciones fueron negativas en varias horas de la madrugada. Este patrón confirma una operación apoyada principalmente en térmicas convencionales, con renovables aportando de forma complementaria y flexible.

Entre 2024 y 2025, la generación hidroeléctrica mostró un incremento significativo, pasando de 16.69% a 18.89% de contribución, lo que representa una recuperación importante respecto al año anterior y un aporte clave para reducir los requerimientos de plantas térmicas (se redujo el requerimiento de Motores Recíprocos). Este comportamiento es favorable en años con buena disponibilidad hídrica, ya que contribuye a disminuir costos y emisiones, pero también constituye una alerta para los años secos, cuando la menor generación hidroeléctrica obligaría a depender más de tecnologías no renovables. Además, en 2025 se observó un aumento en la participación de la energía solar, que alcanzó 135.99 MW, evidenciando el efecto positivo de su incorporación al parque generador y su aporte en el balance diario, especialmente durante las horas de mayor radiación.



4. TRANSACCIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Guatemala participa activamente en dos mercados internacionales de energía eléctrica: el Mercado Eléctrico Mexicano (MEM) y el Mercado Eléctrico Regional (MER). En el Mercado Eléctrico Mexicano (MEM) se cuenta con transacciones adjudicadas por medio de Licitación Abierta de Largo Plazo con los Agentes Distribuidores. Por otro lado, también se realizan transacciones con el Mercado Eléctrico Regional (MER), Guatemala trabaja en colaboración con países centroamericanos como El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá; a través de acuerdos y contratos bilaterales entre los operadores de sistemas eléctricos de cada país.

El análisis de las transacciones de energía eléctrica contempla los flujos de importación y exportación, esta información permite identificar la magnitud de los intercambios energéticos y su impacto en el balance nacional, así como las diferencias mensuales en función de la disponibilidad de generación interna y la demanda del Sistema Nacional Interconectado.

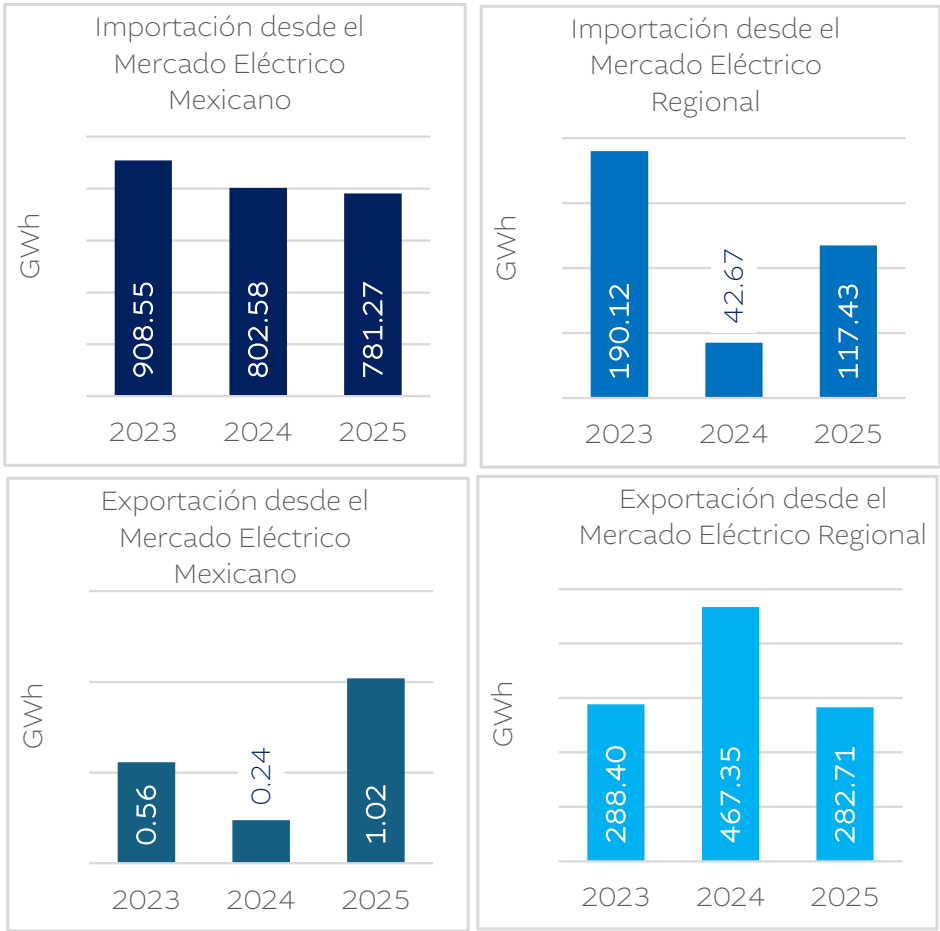
Tabla 4. Aportes mensuales de las transacciones de energía eléctrica por interconexiones.

Mes	Importación (GWh)		Exportación (GWh)		"Transacción Neta (GWh)"
	MEM	SER	MEM	SER	TRANSACCIÓN NETA (GWH)
Enero	95.476	23.989	0.990	29.239	89.237
Febrero	132.884	10.813	0.005	47.825	95.866
Marzo	156.928	5.235	0.002	92.621	69.541
Abril	140.586	4.683	0.001	79.171	66.097
Mayo	130.502	47.818	0.004	16.682	161.634
Junio	124.893	24.896	0.018	17.169	132.602
Sub total	781.27	117.43	1.02	282.71	614.98
Total	898.70		283.73		614.98

Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

Durante el primer semestre de 2025, las importaciones totalizaron 898.70 GWh, de los cuales 781.27 GWh provinieron del MEM y 117.43 GWh del SER. Las exportaciones sumaron 283.73 GWh, destacando el SER como el principal destino con 282.71 GWh, mientras que el MEM representó solo 1.02 GWh. La transacción neta fue de 614.98 GWh a favor de las importaciones, reflejando que, aunque el país mantiene capacidad para exportar, gran parte de la energía importada se destinó a cubrir la demanda interna, especialmente en meses como mayo (161.63 GWh) y junio (132.60 GWh), que registraron las demandas más altas del período. Esto es con base al Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, cumpliendo con el Despacho Económico, que es el despacho de las unidades de generación optimizado al mínimo costo para garantizar el abastecimiento de la demanda del Sistema Nacional Interconectado.

Gráfica 11. Comparativa histórica de las transacciones entre mercados en el SNI.



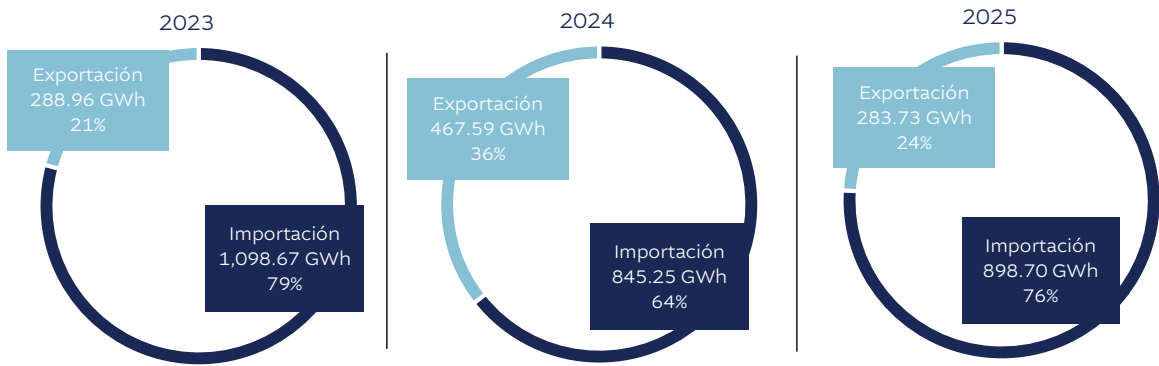
Fuente. Elaboración propia con información del AMM.



En la comparación interanual del primer semestre, las importaciones desde el MEM mostraron una tendencia a la baja, pasando de 908.55 GWh en 2023 a 781.27 GWh en 2025, lo que representa una reducción acumulada del 14%. En el caso del SER, se observa una fuerte caída en 2024 (42.67 GWh) respecto a 2023 (190.12 GWh), debido a que varios países miembros declararon en situación de emergencia sus sistemas eléctricos, priorizando el abastecimiento local sobre las exportaciones. Posteriormente, en 2025 se registró una recuperación parcial (117.43 GWh), reflejando una mayor disponibilidad para el intercambio regional.

En cuanto a las exportaciones, el SER se mantuvo como el principal destino en los tres años, con un máximo en 2024 (467.35 GWh) y un descenso en 2025 (282.71 GWh), mientras que las ventas al MEM fueron marginales, aunque con un ligero aumento en 2025 (1.02 GWh) respecto a los años anteriores. Esta dinámica muestra que, aunque Guatemala conserva capacidad de exportación, su magnitud está estrechamente ligada a la disponibilidad excedente de generación, la cual varía según las condiciones climáticas y la demanda interna.

Gráfica 12. Comparativa histórica del acumulado de transacciones entre mercados.



Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

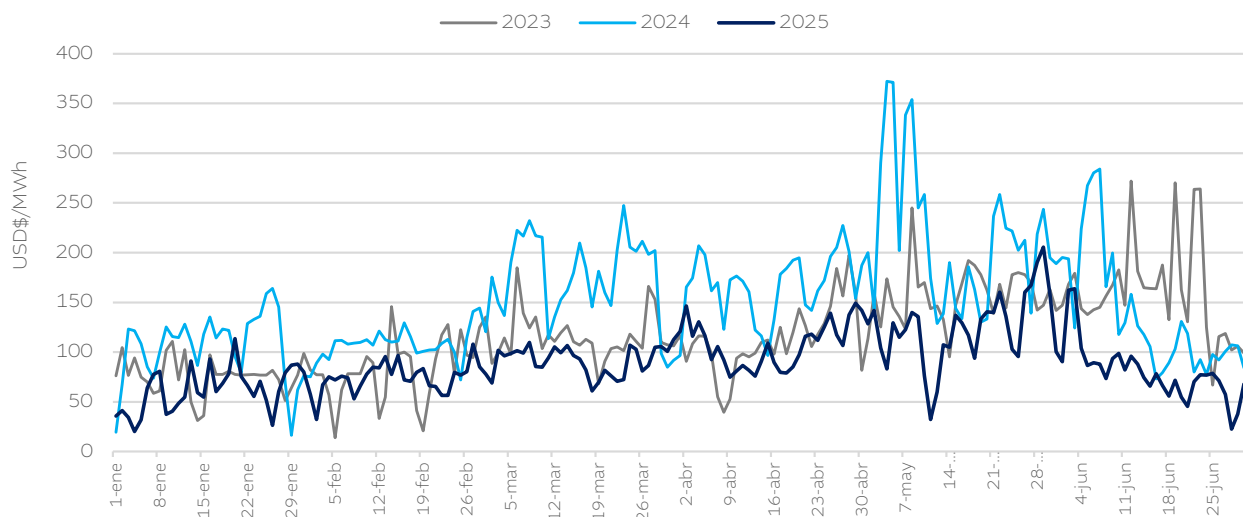
5. PRECIO DE OPORTUNIDAD DE LA ENERGÍA

El Precio de Oportunidad de la Energía (POE), o Precio Spot, representa el valor en tiempo real del kilovatio-hora (kWh) en el mercado mayorista y refleja la interacción instantánea entre oferta y demanda de electricidad. A diferencia de los contratos a largo plazo con precios fijos, este indicador es altamente dinámico y responde de manera inmediata a factores como la disponibilidad de generación, el comportamiento de la demanda, las condiciones climáticas y los costos de los combustibles. Analizar su evolución diaria permite identificar periodos de estabilidad, volatilidad y picos que influyen directamente en la competitividad y planificación del sistema eléctrico.

Durante el periodo analizado del 1 de enero al 30 de junio de 2025, el POE presentó variaciones significativas, con valores que oscilaron entre mínimos cercanos a 20 USD\$/MWh y máximos que superaron los 370 USD\$/MWh. Esta amplitud refleja un mercado sensible a cambios en la disponibilidad de generación y a eventos puntuales que tensionan la oferta. En comparación con 2024, el comportamiento del POE en 2025 presentó menos picos extremos en mayo, aunque los valores máximos de este año fueron más moderados en general. No obstante, 2024 destacó por concentrar algunos de los precios diarios más altos del período analizado, con registros que superaron los 350 USD\$/MWh, especialmente durante la primera semana de mayo, mes en el que se estaba en situación de emergencia del Sistema Nacional Interconectado, con base al Acuerdo Ministerial 75-2024/SG publicado el 14 de marzo de 2024. Esto refleja que, aunque 2025 tuvo episodios de volatilidad, el año anterior estuvo más expuesto a incrementos drásticos, esto asociado a menores aportes hidroeléctricos y mayor dependencia de generación térmica en esos días críticos.



Gráfica 13. Comparativa histórica del precio de oportunidad promedio del SNI.



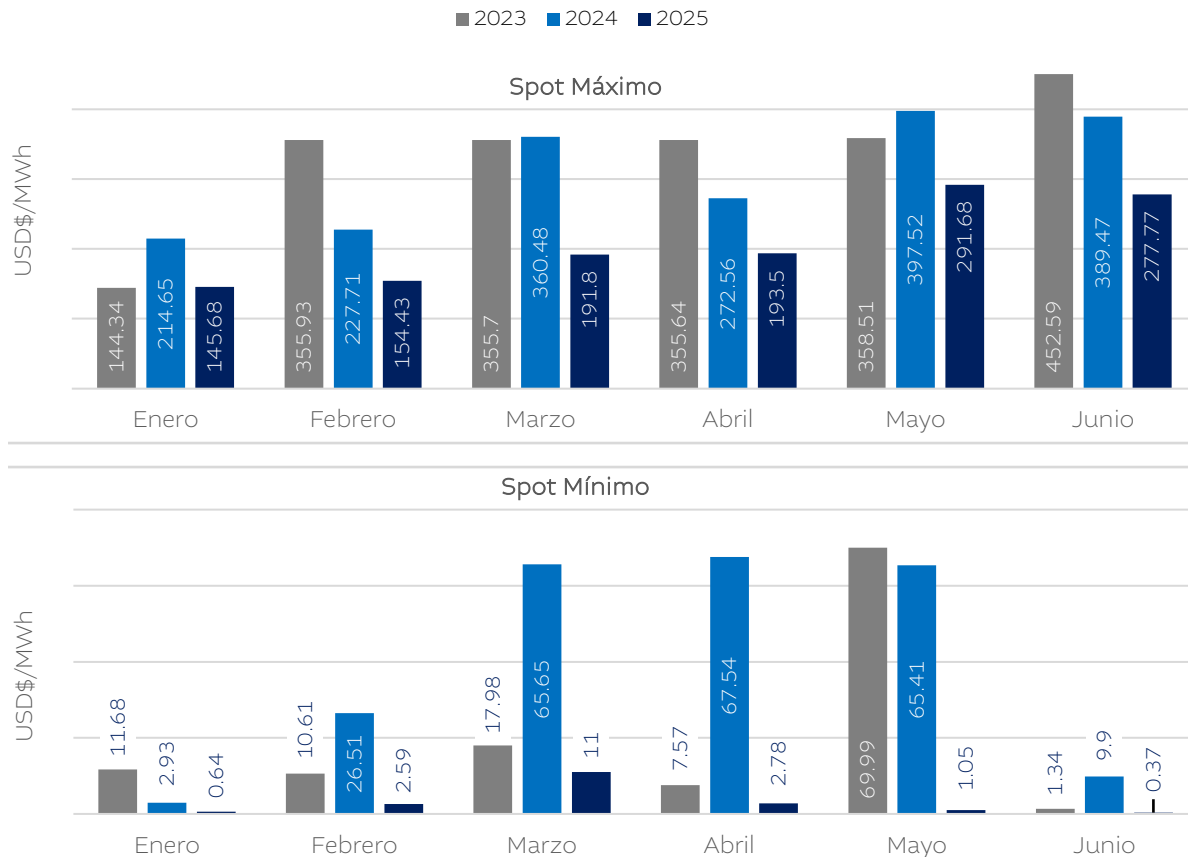
Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

La gráfica muestra que, si bien el comportamiento diario del POE en 2025 mantuvo una tendencia general más moderada que en 2024, la volatilidad sigue siendo una realidad del mercado eléctrico. Los precios más bajos se concentraron en horas con alto aporte renovable, especialmente hidroeléctrico, mientras que los valores más altos se dieron en jornadas de mayor consumo y menor disponibilidad de recursos hídricos, solares y eólicos. Esta relación directa entre variabilidad de precios y condiciones de generación demuestra una vez más la importancia de diversificar la matriz y fortalecer tecnologías de respaldo que permitan mitigar los impactos de picos tarifarios sobre los consumidores y la operación del sistema.

5.1 PFECIO DE OPORTUNIDAD MÁXIMO Y MÍNIMO

El análisis de los precios de oportunidad máximos y mínimos permite identificar los momentos de mayor tensión y de mayor holgura en el mercado eléctrico, así como la influencia de las centrales que actúan como generadores marginales en esos eventos. Estos valores extremos muestran la sensibilidad del sistema a factores como la disponibilidad de recursos, las condiciones climáticas y la estructura de la oferta, evidenciando casos de alta variabilidad en plantas específicas como Chixoy, cuyos precios pueden oscilar ampliamente en cortos periodos de tiempo..

Gráfica 14.Comparativa histórica de los rangos de precios de oportunidad del SNI.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

En 2025, el precio spot máximo más alto se registró el jueves 29 de mayo con un valor de 291.68 USD\$/MWh, teniendo como generador marginal a la central hidroeléctrica Chixoy (mientras que en junio la hidroeléctrica Chixoy registró 4.84 USD\$/MWh). Por otro lado, el precio spot máximo más bajo fue de 145.68 USD\$/MWh, ocurrido el lunes 20 de enero, cuando el generador marginal fue la central Térmica 1, compuesta por motores de combustión interna que operan con bunker. En cuanto a los mínimos, el valor más alto del precio spot mínimo fue de 11.00 USD\$/MWh el miércoles 19 de marzo, con la hidroeléctrica Renace II como generador marginal. El precio spot mínimo más bajo del año se dio el sábado 21 de junio, con 0.37 USD\$/MWh, siendo la central hidroeléctrica Oxec II.



6. TARIFAS ELÉCTRICA

Las tarifas eléctricas reflejan en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica, contando con un pliego tarifario desglosado con los cargos que se le aplican a cada tarifa. Conforme a la Ley General de Electricidad (Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala), la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), como órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, tiene la responsabilidad de definir las tarifas cada 3 meses. Para fines de este informe, nos enfocamos en la Tarifa Social y la Tarifa de Baja Tensión Simple por el impacto que tienen en los consumidores residenciales y comerciales.

La Tarifa Social (TS) tiene como objetivo aliviar la carga económica de los hogares más necesitados y garantizarles el acceso a un servicio esencial como la electricidad. Esta tarifa ofrece descuentos que se reflejan en las facturas mensuales de la energía eléctrica a los hogares que cumplen con ciertos criterios. Se considera Usuario de Tarifa Social a todo aquel que consuma 300 kWh o menos en un periodo de facturación mensual, o un promedio diario de hasta 10 kWh.

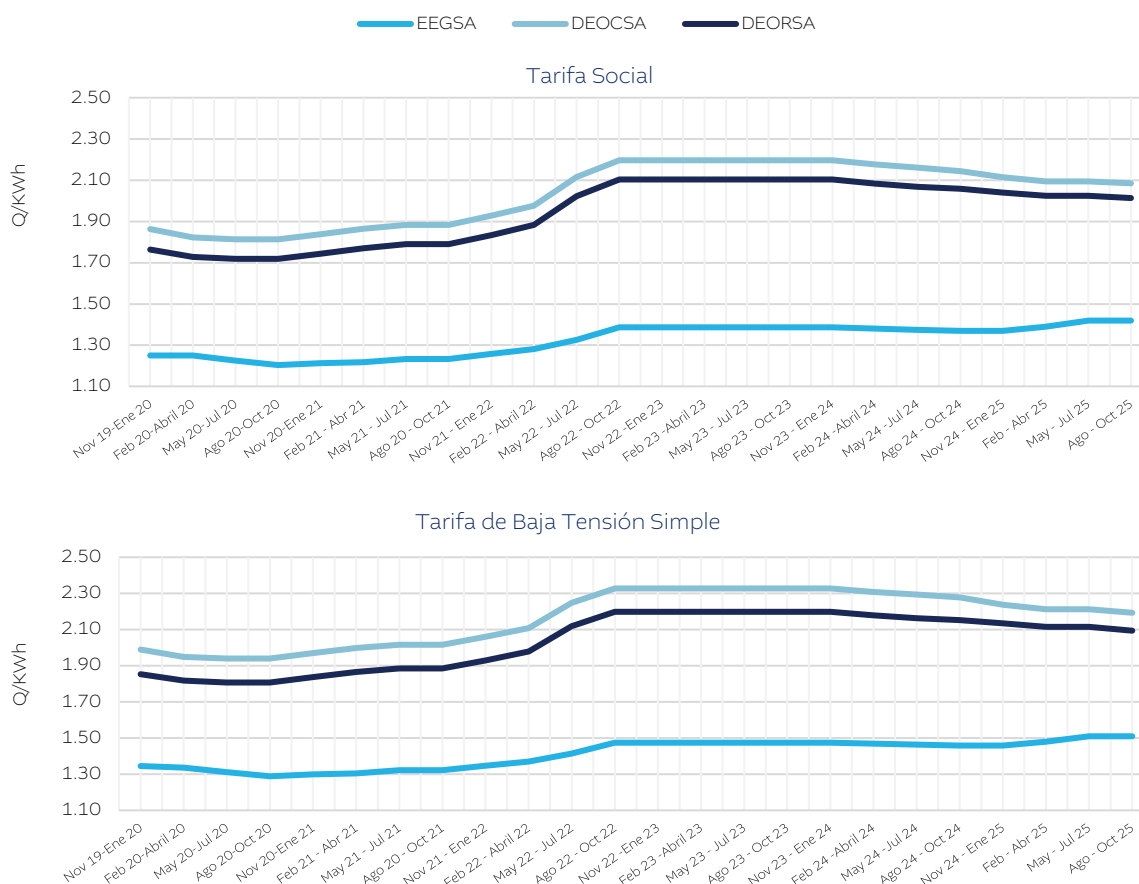
También existe la Tarifa de Baja Tensión Simple o también conocida como Tarifa de Baja Tensión No Social (BTS), dirigida a usuarios que no califican para la Tarifa Social. Esta tarifa se mide mediante un medidor de energía que no registra la potencia. Se compone de un Cargo Fijo por Consumidor (CF) y un Cargo Unitario por Energía (CUE), que se aplica al total de energía consumida durante el período de facturación.

Cabe mencionar que, cada distribuidora cuenta con sus costos para las diversas tarifas, por lo que se mencionan a las principales: Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA), Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. (DEORSA) y la Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. (DEOCSA).

6.1 HISTÓRICO DE LAS TARIFAS

El análisis de las tarifas eléctricas permite identificar la evolución de los precios aplicados por las principales distribuidoras del país según la categoría de la tarifa.

Gráfica 15. omportamiento histórico de las tarifas.



Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

Durante el primer semestre de 2025, las tarifas eléctricas mostraron incrementos moderados entre el periodo de febrero-abril y el de mayo-julio. En general, las tres distribuidoras registraron ajustes al alza tanto en la Tarifa Social (TS) como en la Baja Tensión Simple (BTS), manteniéndose EEGSA como la que ofrece los valores más bajos y DEOCSA como la de precios más altos, con DEORSA en un rango intermedio. Estas variaciones reflejan el impacto de los costos de generación y acceso de electricidad, manteniendo diferencias que responden a la estructura operativa, contratos vigentes y geográfica de cada distribuidora.



6.2 EVOLUCIÓN MENSUAL DE LA TARIFA SOCIAL

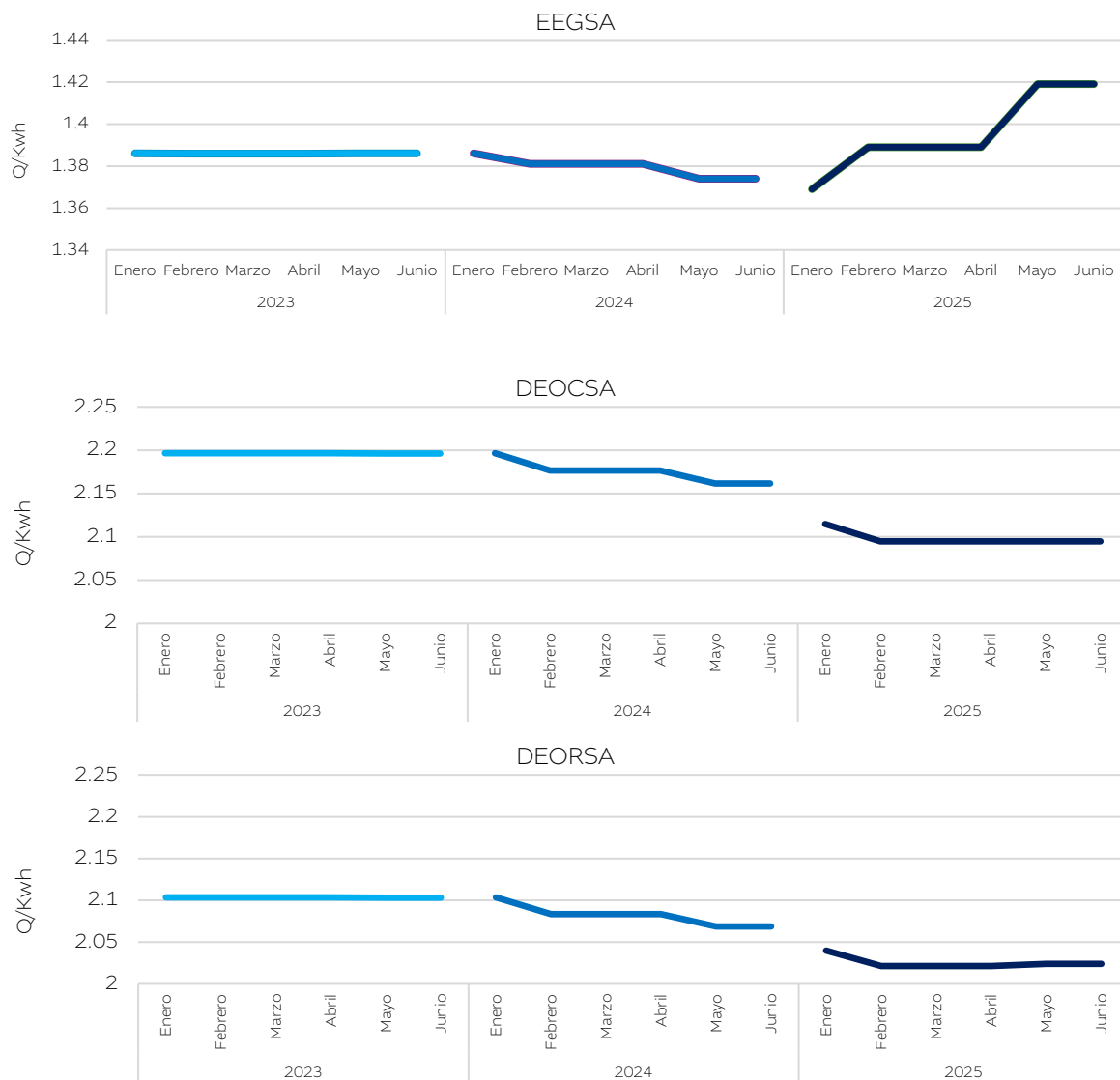
El seguimiento mensual de las tarifas TS durante el primer semestre permite identificar cambios graduales o ajustes puntuales en los precios aplicados por las distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA entre 2023 y 2025. Este análisis desglosado facilita observar cómo las variaciones, aunque en su mayoría moderadas, responden a factores como actualizaciones regulatorias, cambios en los costos de generación y ajustes por inflación, así como a la dinámica de los contratos de compra de energía.

Las tarifas eléctricas están compuestas por varios elementos clave: el costo de distribución, el transporte de energía, las pérdidas técnicas y el costo de generación. En el primer semestre de 2025, EEGSA registró aumentos en los costos de generación, distribución y pérdidas; reflejado en un incremento progresivo, pasando de Q1.368999 en enero a Q1.419026 en mayo y junio.

En el caso de DEOCSA, se observó una disminución en generación, acompañada de un incremento en el componente de distribución; por lo que se mantuvo una tendencia descendente desde inicios de 2023, estabilizándose en Q2.094595 a partir de mayo de 2025.

Por su parte, DEORSA presentó reducciones en los costos de generación, mientras que el componente de distribución tuvo un ligero aumento; lo que demostró un comportamiento estable, con leves descensos que culminaron en un valor de Q2.024072 en mayo y junio de 2025.

Gráfica 16. Comportamiento histórico de la Tarifa Social por distribuidora



Fuente. Elaboración propia con información del AMM.



7. GASES DE EFECTO INVERNADERO

Para la contabilización de las emisiones se aplica la metodología del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), la cual relaciona la intensidad de la actividad llevada a cabo y un factor de emisión para cada gas definido por sus guías. En el sector energético, se reconocen tres tipos principales de gases de efecto invernadero: dióxido de carbono (CO_2), óxido nitroso (N_2O) y metano (CH_4). Para la homogeneidad de la información, se convierte todo a una misma unidad dimensional, el dióxido de carbono equivalente (CO_2e).

Tabla 5. Emisiones de GEI por tipo de combustible para la generación de energía eléctrica.

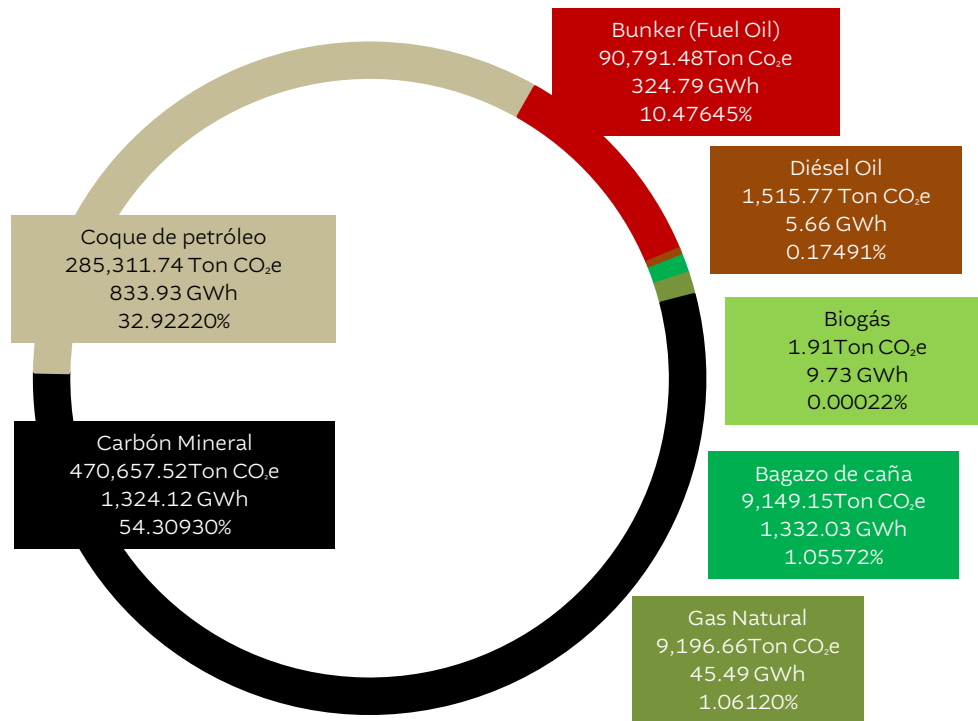
Primer semestre 2025			
Tipos de combustibles	Emisiones de Ton CO_2e	Generación (GWh)	% de participación
Hidroeléctrica	0.00	2,175.54	33.12%
Biomasa	9149.15	1,332.03	20.28%
Carbón Mineral	470657.52	1,324.12	20.16%
Coque de Petróleo	285311.74	833.93	12.70%
Bunker (Fuel Oil)	90791.48	324.79	4.94%
Solar	0.00	220.55	3.36%
Eólica	0.00	161.79	2.46%
Geotérmica	0.00	134.60	2.05%
Gas Natural	9196.66	45.49	0.69%
Biogás	1.91	9.73	0.15%
Diésel Oil	1515.77	5.66	0.09%
Syngas	0.00	0.03	0.00%
Total	866,624.23	6,568.26	100.00%

Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

Durante el primer semestre de 2025, se emitieron 866,624.23 toneladas de CO_2e en la generación de energía eléctrica. La generación hidroeléctrica, solar, eólica y geotérmica no presentó emisiones de CO_2e , representando en conjunto más del 40% de la matriz y contribuyendo a la reducción de la huella de carbono. La biomasa, aunque renovable, generó 9,149.15 toneladas de CO_2e , con una participación del 20.28% en la generación total, sin embargo lo emitido por la combustión de biomasa debe reportarse únicamente como

elemento informativo (IPCC 2006) en el sector energía, sin incluirse en el total de emisiones (se contabilizan metano y óxido nitroso), ya que se considera de origen biogénico (omitiendo el dióxido de carbono), esto significa que el carbono liberado fue recientemente capturado por las plantas y puede reabsorberse si la biomasa se produce de forma sostenible, cerrando el ciclo del carbono.

Gráfica 17. Emisiones de GEI para la generación de energía eléctrica en el primer semestre 2025.



Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

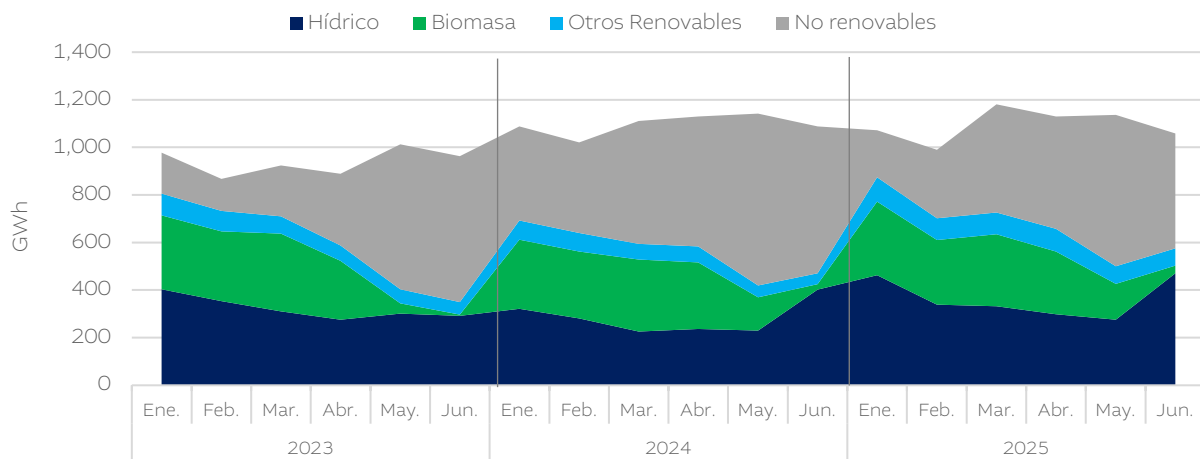
Entre las fuentes fósiles, el carbón mineral fue el mayor emisor, con 470,657.52 toneladas de CO₂e y una participación del 20.16% de la generación, seguido por el coque de petróleo (285,311.74 toneladas; 12.70%). El uso de Bunker y diésel, aunque menor en participación, también contribuyó a las emisiones. Estas cifras muestran que, aunque las energías limpias tienen un peso relevante en la matriz, las fuentes fósiles de alta emisión aún mantienen una participación significativa, lo que representa un punto clave de mejora para avanzar hacia la transición energética, siempre que se disponga de tecnologías de generación base que garanticen la seguridad y continuidad del suministro.



8. CONDICIONES CLIMÁTICAS

Las condiciones climáticas influyen directamente en la participación de las distintas fuentes de generación eléctrica, especialmente en el aporte de las tecnologías renovables dependientes de recursos naturales. El análisis mensual de los semestres de 2023 a 2025 permite identificar el comportamiento de la generación hídrica, biomasa, otras renovables y no renovables, evidenciando cómo las variaciones climáticas y estacionales impactan la composición de la matriz energética.

Gráfica 18. Histórico de la generación eléctrica por tipo de recurso acumulado.



Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

En 2025, la generación hídrica mostró un aporte considerable, con picos en enero (462.06 GWh) y junio (470.75 GWh), lo que refleja condiciones favorables de disponibilidad de recurso hídrico en estos meses. La biomasa presentó una mayor producción en enero y marzo (309.86 y 303.23 GWh respectivamente), pero reducciones significativas en mayo (150.93 GWh) y junio (31.64 GWh), vinculadas a la estacionalidad de la zafra. Las otras renovables mantuvieron una participación estable aunque menor, en un rango de 72 a 102 GWh. En contraste, la generación no renovable presentó incrementos relevantes en mayo (636.37 GWh) y junio (483.77 GWh), evidenciando su papel como respaldo en momentos de menor disponibilidad de biomasa e hidroelectricidad, reforzando así la seguridad del suministro eléctrico.

Entre 2023 y 2025, la generación hidroeléctrica mostró variaciones significativas ligadas a la disponibilidad hídrica anual. En 2023, los valores oscilaron entre un máximo de 403.74 GWh en enero y un mínimo de 274.77 GWh en abril, con una tendencia descendente desde febrero hasta junio, lo que sugiere una reducción progresiva de caudales por una época seca. El 2024 presentó niveles más bajos en la mayoría de los meses, alcanzando su punto mínimo en marzo (225.46 GWh) y recuperándose de forma notable en junio (401.41 GWh), siendo esta uno de los motivos para declarar situación de emergencia del Sistema Nacional Interconectado.

En 2025, la generación hídrica se comportó de forma más variable: inició con un máximo del período analizado (462.06 GWh en enero), presentó descensos graduales hasta mayo (275.33 GWh) y volvió a repuntar con fuerza en junio (470.75 GWh), reflejando un año con alta disponibilidad de recurso hídrico tanto en el inicio como en el cierre del primer semestre.

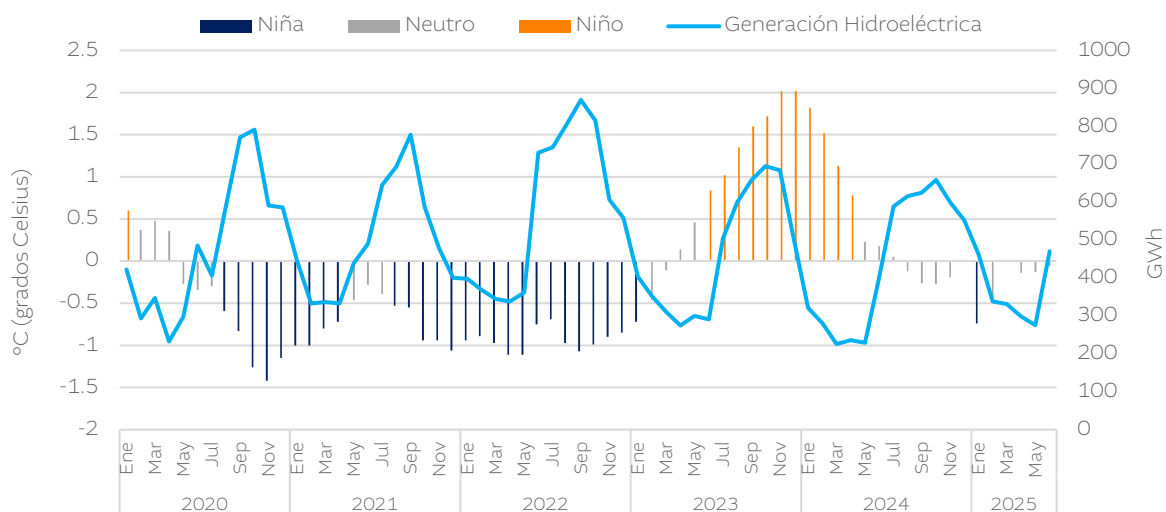
8.1 COMPARATIVO HISTÓRICO DEL COMPORTAMIENTO DEL ENOS

El análisis histórico de los datos muestra una clara relación entre las fases de los fenómenos ENSO (El Niño, La Niña y Neutro) y la generación hidroeléctrica. En años con predominio de La Niña, como 2020, 2021 y 2022, la generación hidroeléctrica tiende a presentar picos elevados, especialmente en la segunda mitad del año. Ejemplos notables son septiembre y octubre de 2020 (771 y 791 GWh) y septiembre de 2022 (870 GWh), que coinciden con valores de Niña fuertes (-0.83 a -1.26), lo que sugiere un mayor caudal y aprovechamiento hídrico.

En contraste, los años dominados por El Niño, como 2023 y 2024, muestran niveles más bajos y mayor irregularidad, particularmente en el primer semestre. En 2023, los valores más bajos se registraron entre marzo y junio (310 a 291 GWh), coincidiendo con la transición hacia condiciones El Niño (>1.0).



Gráfica 19. Comparativo histórico del comportamiento del ENOS y la generación hidroeléctrica.



Fuente. Elaboración propia con información del AMM.

Los años con condiciones neutras tienden a mostrar valores intermedios, pero con alta variabilidad mensual, como se observa en 2024, donde a pesar de iniciar con Niño (321 GWh en enero), hacia finales del año se recupera la generación por el retorno de lluvias, aunque sin alcanzar picos extremos.

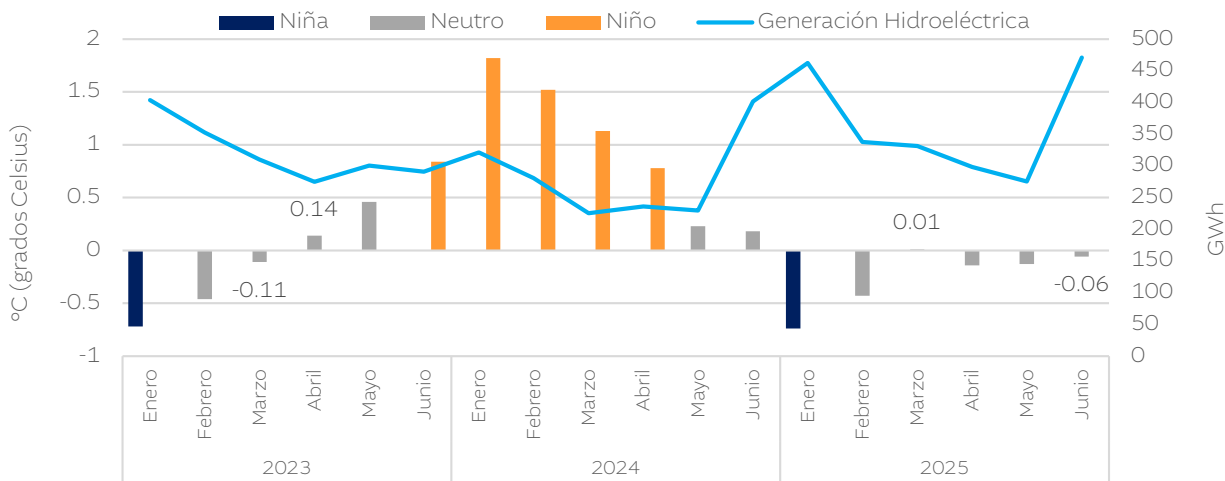
Para 2025, los primeros seis meses muestran un comportamiento mixto, con valores moderados y sin extremos destacados, lo que indica que las condiciones climáticas actuales no están generando ni un estrés hídrico marcado ni un superávit de generación como en los episodios de Niña fuerte.

8.2 COMPARATIVO SEMESTRAL DEL COMPORTAMIENTO DEL ENOS

En el análisis del primer semestre para los años 2023, 2024 y 2025, se observa una marcada influencia de las fases del fenómeno ENSO sobre la generación hidroeléctrica. En 2023, el semestre inició bajo condiciones de La Niña moderada (-0.72 en enero), que gradualmente dio paso a una fase Neutra y posteriormente a El Niño débil (0.84 en junio). Esta transición se reflejó en una disminución progresiva de la generación hidroeléctrica, pasando de 404 GWh en enero a valores mínimos de 275 a 300 GWh en abril y mayo, y cerrando el semestre con 291 GWh.

En 2024, predominó una fase de El Niño moderado a fuerte durante los primeros cuatro meses (valores entre 0.78 y 1.82), lo que coincidió con la generación más baja del período analizado (225 GWh en marzo). Sin embargo, con el retorno a condiciones Neutras en mayo y junio, la producción se recuperó parcialmente hasta alcanzar 401 GWh en junio.

Gráfica 20. Comparativo semestral del comportamiento del ENOS y la generación hidroeléctrica.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

En 2025, el primer semestre inició nuevamente con condiciones de La Niña moderada (-0.74 en enero), que se fueron debilitando hasta valores cercanos a cero. A diferencia de 2023 y 2024, la generación mostró un comportamiento más estable y con cambios significativos, destacando 462 GWh en enero y 471 GWh en junio, lo que indica una respuesta favorable de la producción hidroeléctrica ante niveles de precipitación más regulares.

En conjunto, el patrón confirma que La Niña tiende a favorecer mayor generación hidroeléctrica en el primer semestre, mientras que El Niño reduce la producción, con una recuperación parcial hacia el final del período cuando las condiciones se normalizan.





Ministerio de
Energía y Minas