



Ministerio de
Energía y Minas

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

2024

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

Carlos Alberto Avalos Ortíz
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

Dirección General de Hidrocarburos

ÁREA TÉCNICA

Marvin Poz



ÍNDICE

RESUMÉN EJECUTIVO.....	4
1. BALANCE ENERGÉTICO.....	7
2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	8
3. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	11
4. TRANSACCIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	17
5. PRECIO DE OPORTUNIDAD DE LA ENERGÍA.....	22
6. TARIFAS ELÉCTRICAS.....	26
7. GASES DE EFECTO INVERNADERO PARA EL SUB SECTOR ELÉCTRICO.....	31
8. CONDICIONES CLIMÁTICAS.....	33

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Comparativo de las transacciones semestrales.....	7
Gráfica 2. Comparativa semestral de la demanda máxima de potencia mensual.....	8
Gráfica 3. Comparativa semestral del consumo de energía eléctrica mensual.....	8
Gráfica 4. Comparativa semestral del acumulado de la demanda de la energía por agente participante.....	10
Gráfica 5. Comparativa semestral de la matriz de generación eléctrica acumulada por tipo de recurso.....	11
Gráfica 6. Comparativa semestral de la demanda del SNI mensual.....	13
Gráfica 7. Comparativa semestral de la generación del SNI mensual.....	13
Gráfica 8. Composición de la generación eléctrica mensual segundo semestre 2024.....	14
Gráfica 9. Composición de la generación eléctrica mensual segundo semestre 2024.....	14
Gráfica 10. Comparativa de la participación de generación del día de demanda máxima del primer semestre.....	15
Gráfica 11. Comparativa de las transacciones de energía en el SNI en el primer semestre 2024.....	18
Gráfica 12. Importaciones de energía al SNI en el primer semestre 2024.....	19
Gráfica 13. Exportaciones de energía eléctrica al SNI en el primer semestre 2024.....	19
Gráfica 14. Transacciones de energía con Mercado Eléctrico Mexicano en el primer semestre 2024.....	20
Gráfica 15. Transacciones de energía con Mercado Eléctrico Regional en el primer semestre 2024.....	21
Gráfica 16. Comparativa semestral del acumulado de transacciones de energía eléctrica.....	21
Gráfica 17. Rangos de precios de oportunidad mensual del SNI.....	22
Gráfica 18. Precio promedio de oportunidad mensual por banda horaria del SNI.....	23
Gráfica 19. Promedio diario del precio promedio de oportunidad del SNI.....	24
Gráfica 20. Comparativa semestral de los precios promedios de oportunidad.....	25
Gráfica 21. Comparativa semestral de los precios de oportunidad máximos y mínimos.....	25
Gráfica 22. Comportamiento histórico de la Tarifa Social - TS.....	27
Gráfica 23. Comportamiento histórico de la Tarifa Baja Tensión No Social - BTS.....	27
Gráfica 24. Comparativa semestral de la Tarifa Social.....	28
Gráfica 25. Comparativa semestral de la Tarifa Baja Tensión No Social.....	28
Gráfica 26. Comparativa de los porcentajes promedios de la integración de costos de EEGSA en el primer semestre 2024.....	29
Gráfica 27. Comparativa de los porcentajes promedios de la integración de costos de DEOCSA en el primer semestre 2024.....	29
Gráfica 28. Comparativa de los porcentajes promedios de la integración de costos de DEORSA en el primer semestre 2024.....	30
Gráfica 29. Gases de Efecto Invernadero para el sector generación de energía eléctrica primer semestre 2024.....	31
Gráfica 30. Histórico de la generación eléctrica por tipo de recurso.....	33
Gráfica 31. Comparación mensual entre el comportamiento del Fenómeno ENOS y la generación hidroeléctrica.....	34
Gráfica 32. Comparativo semestral del comportamiento del Fenómeno ENOS y la generación hidroeléctrica.....	35

RESUMÉN EJECUTIVO

El **balance eléctrico** comparativo entre el primer semestre de 2023 y 2024, evidencia un incremento de la demanda, exportaciones, retiros de energía, generación, inyecciones de energía, pérdidas y un decremento en las importaciones.

La demanda eléctrica ha **aumentado entre semestres** un 8.06% en consumo total.

La potencia máxima para el primer semestre 2023 fue el 09/05/2023 con 1970 MW y la potencia máxima para el primer semestre 2024 fue el 08/05/2024 con 2,122 MW, siendo **un incremento** del 7.71%. Además, resaltar que ambas potencias máximas se han obtenido en mayo.

Los **aumentos de consumos** de electricidad jerárquicamente se reparten entre Agentes Distribuidores, Comercializadores, Grandes Usuarios, Transportistas y Generadores Distribuidos Renovables. El Agente Generador presenta una reducción en su participación.

La generación total de energía ha crecido en los primeros semestres de 5,632.99 GWh en 2023 a 6,579.36 GWh en 2024. Se ha **mantenido una matriz diversificada**, incluyendo recursos renovables como hidroeléctrico, biomasa, geotermia, solar y eólica, así como fuentes no renovables.

Las **energías renovables predominan**, pero han disminuido, mientras que las fuentes no renovables como carbón, coque y bunker han aumentado su contribución. El hidroeléctrico y la biomasa destacan por su significativa participación, aunque con reducciones en comparación con el año anterior.

La tendencia muestra un **equilibrio entre la demanda y la generación**, con una variación en la composición de la generación en función de la oferta y demanda eléctrica. La disponibilidad de tecnologías y condiciones climáticas afectan la generación de energía.

Comparando **los días de máxima demanda** de 2023 y 2024, se observa un incremento en la generación con turbinas de vapor y motores reciprocantes, mientras que la energía hidroeléctrica y eólica han disminuido. Las energías renovables como geotérmica y fotovoltaica han incrementado su participación, mientras que la interconexión ha disminuido. Este análisis proporciona una visión del comportamiento del sistema eléctrico en Guatemala,



destacando los cambios en la demanda y generación de energía y cómo estas tendencias impactan la estabilidad y participación de tecnologías en el suministro eléctrico.

Guatemala participa **en dos mercados internacionales de energía**: el Mercado Eléctrico Mexicano (MEM) y el Mercado Eléctrico Regional (MER). Esta integración facilita la importación y exportación de electricidad, optimizando la estabilidad del suministro eléctrico y robusteciendo el suministro de energía ante diversas contingencias o necesidades a nivel regional.

Durante el primer semestre de 2024, Guatemala ha experimentado una **variabilidad en las transacciones de energía**, con una disminución progresiva en las importaciones de 157.74 GWh en enero a 88.31 GWh en junio, y con fluctuaciones notables en las exportaciones, con un máximo de 119.33 GWh en enero y una reducción a 20.00 GWh en mayo, seguido de un ligero aumento a 44.80 GWh en junio.

Además, se tiene un aumento general en la generación con un pico de 1,141.55 MWh en mayo, coincidiendo con la **demanda** máxima del primer semestre. Se tiene un incremento en la demanda alcanzando un máximo de 1,259.64 MWh en mayo. El SNI muestra una dinámica activa en **importaciones y exportaciones**, donde enero registró las mayores importaciones desde el MEM y el MER, mientras que las exportaciones a ambos mercados también fueron significativas.

La **colaboración con el MEM** permite a Guatemala diversificar sus capacidades de generación y optimizar exportaciones. Las **transacciones con el MER** benefician a la región al aprovechar recursos excedentes y garantizar un suministro confiable, fomentando la cooperación regional y el desarrollo económico.

Los **precios de oportunidad** muestran una tendencia al alza en comparación con el semestre anterior, con un aumento notable en mayo. Los precios varían según la banda horaria, siendo más altos en períodos de máxima demanda y más bajos durante la noche. La variabilidad diaria refleja la dinámica del mercado, con un precio máximo notable registrado el 3 de mayo. Además, se observa un incremento en los precios en comparación con el primer semestre de 2023, atribuido a condiciones climáticas adversas y costos operativos elevados.

Las tarifas, definidas trimestralmente por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), reflejan el costo de adquisición y distribución de energía. Las tarifas sociales y de baja tensión muestran un **comportamiento histórico al alza** debido a costos de generación, distribu-



ción, transporte y pérdidas. Las tarifas varían entre distribuidoras, como EEGSA, DEORSA y DEOCSA, reflejando diferencias en costos operativos y condiciones del mercado.

Durante el primer semestre de 2024, se emitieron 1,069,002.73 toneladas de CO₂e en la generación de energía eléctrica. La **matriz de emisiones** revela que los recursos como el carbón mineral y el bagazo de caña son los mayores contribuyentes a las emisiones, pero representan el 23.49% y 20.03% de generación en el primer semestre respectivamente, mientras que las fuentes renovables como la energía hidroeléctrica y solar tienen emisiones nulas.

El **análisis de las condiciones climáticas** es fundamental para entender la generación de energía en Guatemala, especialmente dada la diversidad de su matriz energética, que incluye fuentes renovables y no renovables. La interacción entre el clima y la generación de energía es crucial en la transición hacia un sistema más sostenible y resiliente.

El análisis desagrega la energía por tipo de recurso, destacando cómo **las condiciones climáticas y estacionales influyen en la producción de cada fuente**. En particular, se analiza el impacto del Fenómeno El Niño-Oscilación del Sur (ENOS) en la generación hidroeléctrica. Durante El Niño, se suelen registrar sequías que afectan negativamente la producción hidroeléctrica, mientras que La Niña, con un incremento en las lluvias, tiende a favorecerla.

En el primer semestre de 2024, la generación hidroeléctrica representó el 25.75% del total, con una producción de 1,694.37 GWh. Sin embargo, la fluctuación de las fases del ENOS entre 2023 y 2024 ha generado **variaciones significativas en la producción hidroeléctrica**, subrayando la importancia de una matriz energética adaptable. La estrategia de compensar la generación hidroeléctrica con fuentes no renovables y transacciones internacionales en condiciones climáticas adversas ha sido esencial para mantener la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

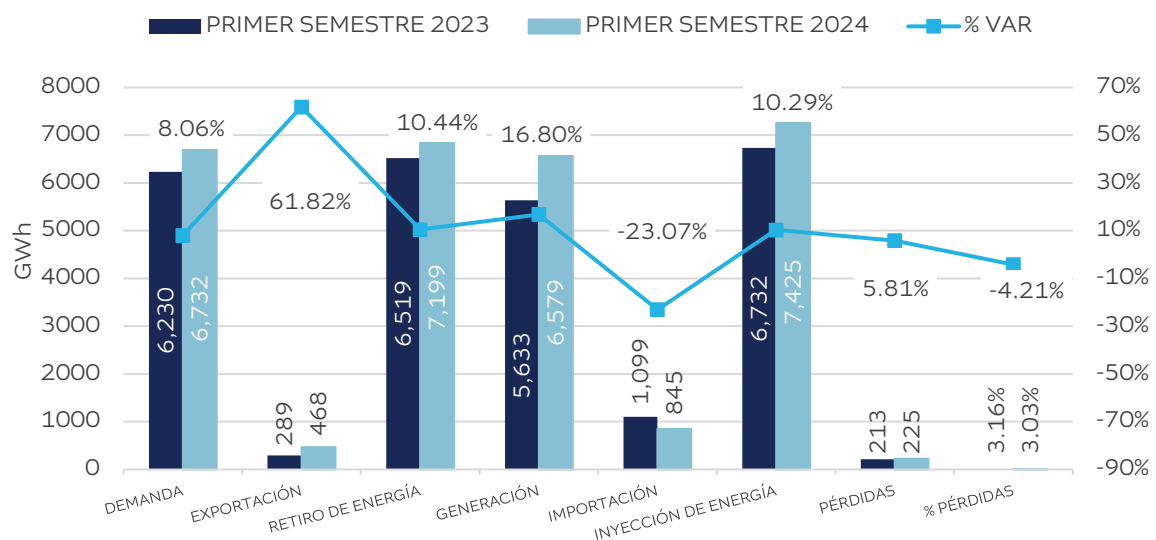
Este informe proporciona una **visión general** del primer semestre del 2024 de las transacciones de energía, precios, tarifas y emisiones, destacando la importancia de la gestión eficaz de recursos y la adaptación a las condiciones cambiantes del mercado energético.



1. BALANCE ENERGÉTICO

El balance eléctrico evidencia el desarrollo y crecimiento de aspectos fundamentales como la demanda eléctrica, la generación de energía, así como las exportaciones e importaciones de energía, y las pérdidas en el sistema. Este informe analizará el comportamiento observado en el primer semestre de 2023 y 2024 como una comparativa de referencia entre las variaciones climáticas, disponibilidad de tecnología, evolución en infraestructura y comportamiento de la demanda. En la siguiente gráfica se presentarán los porcentajes de crecimiento o disminución en cada variable, reflejando la sostenibilidad y la eficiencia del sistema eléctrico.

Gráfica 1. Comparativo de las transacciones semestrales.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.



Los datos del primer semestre de 2024 remarcan una **tendencia de crecimiento en la demanda**, lo que resulta crucial para el diseño de planes, políticas y estrategias.

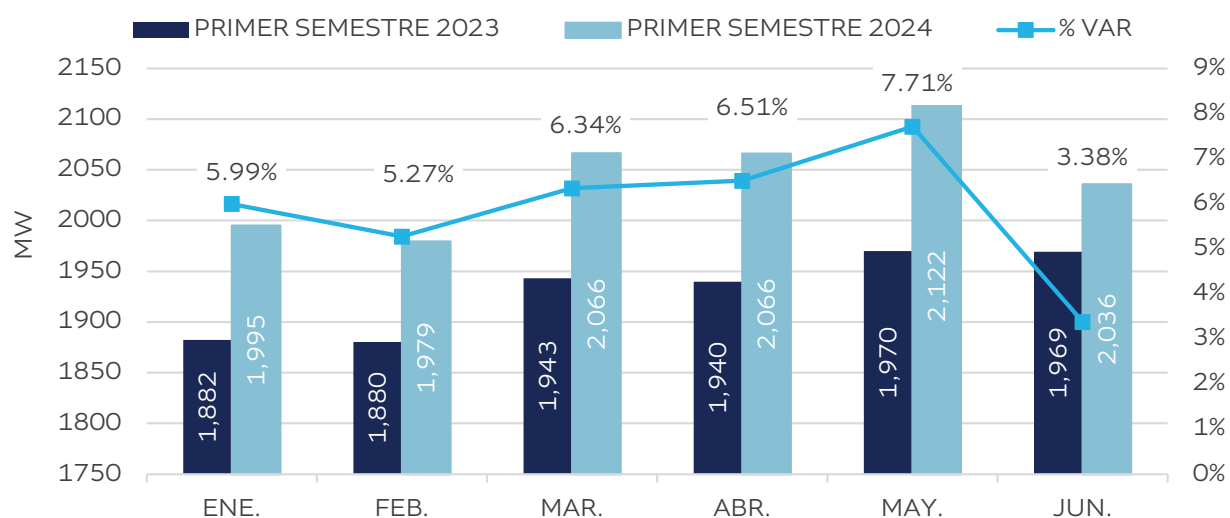
El aumento en la demanda eléctrica y el abastecimiento oportuno evidencia la **capacidad de respuesta del parque de generación actual**. Asimismo, la disminución de las pérdidas demuestra la eficiencia



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

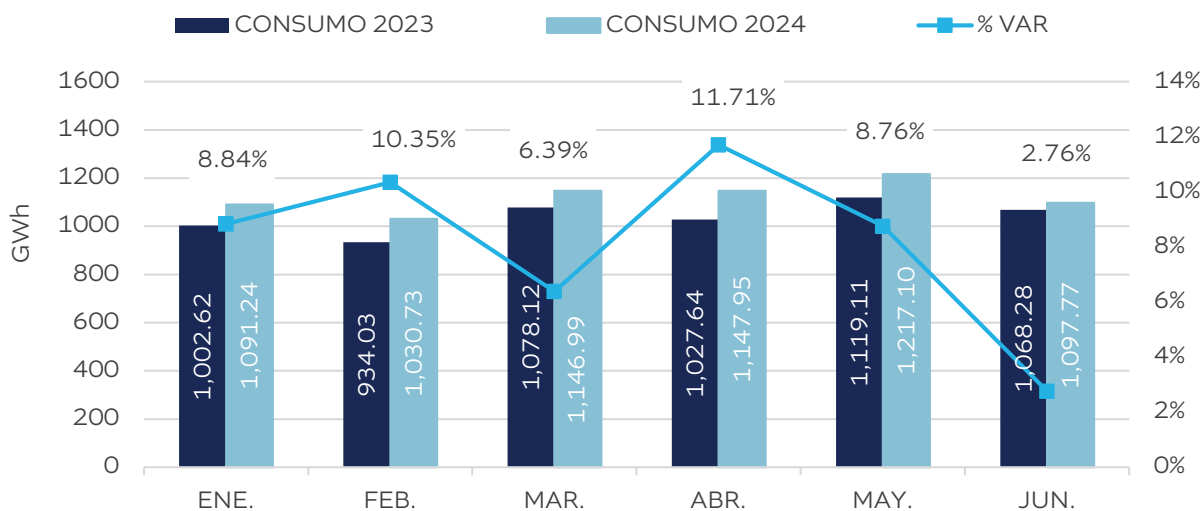
La demanda de energía eléctrica refleja la cantidad de electricidad requerida por los consumidores durante un período específico. Esta comparación identifica las tendencias para la toma de decisiones relacionadas con el parque de generación eléctrica. Comprender tanto la demanda de potencia eléctrica como la de energía eléctrica es crucial para asegurar un suministro eléctrico confiable para todos los agentes consumidores. Se observa un aumento tendencial en los consumos de potencia y energía entre semestres.

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



Fuente: Elaboración propia con información del AMM

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



Fuente: Elaboración propia con información del AMM



2.1 DEMANDA POR AGENTES

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 como plantas hidroeléctricas, termoeléctricas, eólicas, solares, entre otras.
- » **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 de la energía por agente participante segundo semestre del 2023

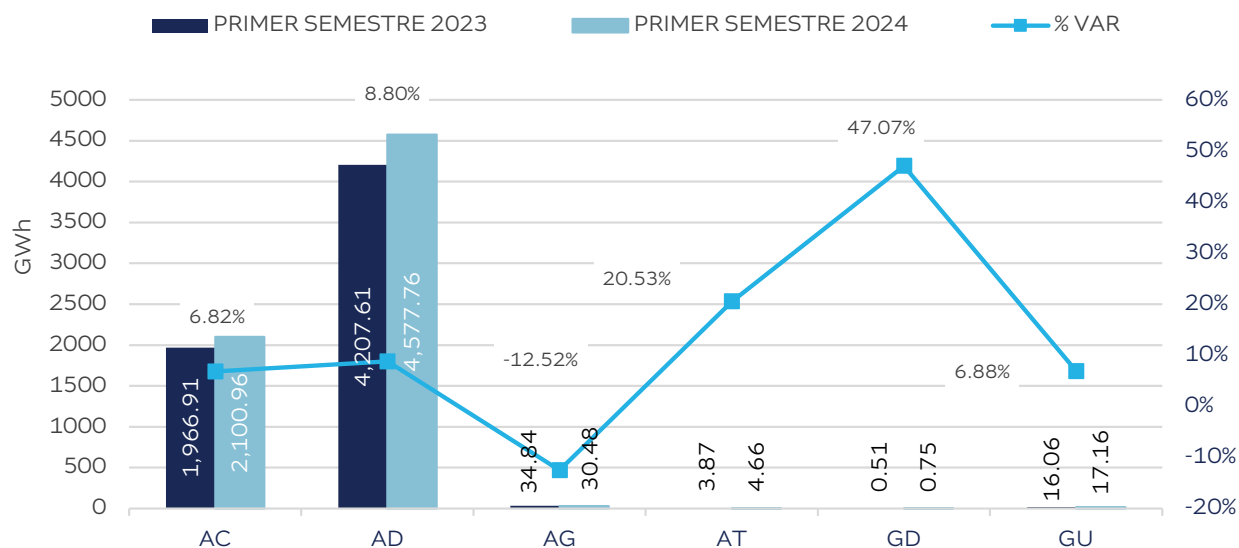
No.	Mes	AC	AD	AG	AT	GD	GU	TOTAL
1	ENERO	344.77	739.03	3.38	1.08	0.12	2.86	1,091.24
2	FEBRERO	334.95	689.18	3.13	0.70	0.16	2.60	1,030.73
3	MARZO	348.54	791.08	3.43	0.72	0.15	3.08	1,146.99
4	ABRIL	361.29	779.13	3.83	0.72	0.14	2.84	1,147.95
5	MAYO	370.11	835.96	7.21	0.72	0.11	2.98	1,217.10
6	JUNIO	341.30	743.37	9.50	0.72	0.07	2.81	1,097.77
GWh TOTAL		2,100.96	4,577.76	30.48	4.66	0.75	17.16	6,731.78

Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Respecto el primer semestre del 2023 y el primer semestre del 2024 se han tenido **aumentos en los consumos de los agentes participantes**, únicamente el Agente Generador se redujo 4.36 GWh representando una variación de -12.52%.

Los 3 Agentes que representan el mayor consumo semestral son: **Agente Distribuidor** con un 68%, el **Agente Comercializador** con un 31.21 % y el **Agente Generador** con un 0.45% de participación sobre todo el consumo.

Gráfica 4. Comparativa semestral del acumulado de la demanda de la energía por agente participante.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

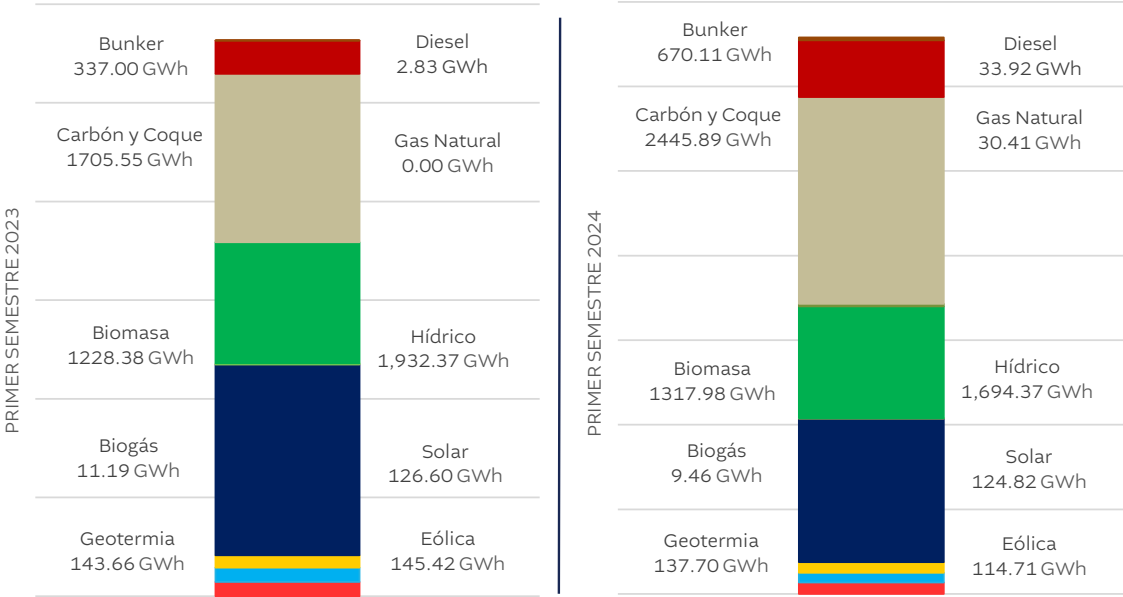


3. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El parque de generación eléctrica en Guatemala se ha mantenido dinámico incorporado nuevas tecnologías, aprovechando el uso de diversos recursos. Cada año, la participación de energías renovables en la generación eléctrica ha sido significativa pese a los eventos climáticos que se han suscitado, reflejando un decrecimiento en el porcentaje anual registrado. El primer semestre, comprendido entre enero y junio, reporta una generación total de **5,632.99 GWh** para el 2023 y **6,579.36 GWh** para el 2024.

3.1 GENERACIÓN POR TIPO DE RECURSO

Gráfica 5. Comparativa semestral de la matriz de generación eléctrica acumulada por tipo de recurso.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Contar con una **matriz de generación diversa**, que incluye recursos como hidroeléctrico, biomasa, geotermia, solar, eólica, biogás, carbón y coque, bunker, diésel y gas natural, permite enfrentar los desafíos climáticos y garantizar un suministro estable de energía. Esta diversidad en la matriz no solo facilita la adaptación a las variaciones en la disponibilidad de recursos naturales, sino que también complementa la generación eléctrica en función de las condiciones climáticas. Así, se optimiza la **resiliencia del sistema eléctrico** frente a las múltiples variaciones y se asegura una mayor seguridad energética a largo plazo.



Tabla 2. Despacho de carga del primer semestre.

TIPO DE RECURSO	ENERGÍA DESPACHADA 2023 (GWh)	ENERGÍA DESPACHADA 2024 (GWh)	TIPO
Hidroeléctrica	1,932.37	1,694.37	Renovable
Biomasa	1,228.38	1,317.98	Renovable
Geotérmica	143.66	137.70	Renovable
Solar	126.60	124.82	Renovable
Eólica	145.42	114.71	Renovable
Biogás	11.19	9.46	Renovable
Carbon Mineral	1,106.40	1,545.46	No Renovable
Coque de Petróleo	599.15	900.43	No Renovable
Bunker	337.00	670.11	No Renovable
Diesel	2.83	33.92	No Renovable
Gas Natural	0.00	30.41	No Renovable
TOTAL	5,632.99	6,579.36	

Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Las **tres tecnologías renovables** que destacan por su significativa contribución a la generación de energía son: **la hidroeléctrica, la biomasa y la geotermia**. La generación hidroeléctrica se aprovecha de los recursos hídricos para producir energía constante y controlada, mientras que la biomasa convierte residuos orgánicos en energía renovable. La geotermia utiliza el calor interno de la Tierra para generar electricidad de manera sostenible. Por otro lado, en el ámbito de las tecnologías **no renovables, el carbón, el coque de petróleo y el bunker** son apoyo para el suministro energético.

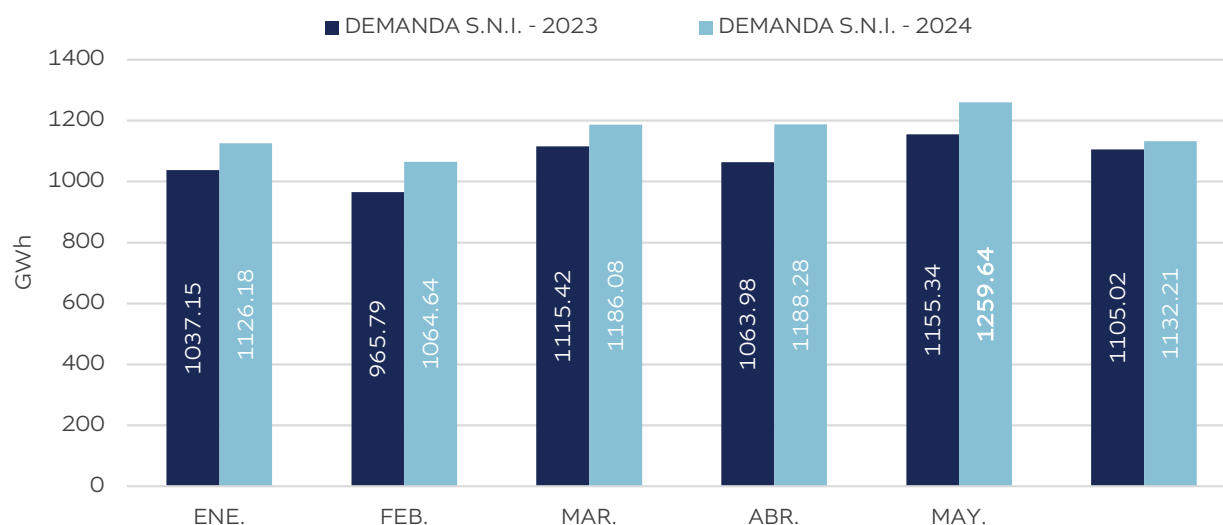
Estas fuentes proporcionan energía estable, especialmente en momentos de alta demanda o cuando las fuentes renovables no están disponibles. La combinación de estas tecnologías asegura una **matriz energética equilibrada y confiable**, capaz de enfrentar las variaciones en la oferta y la demanda de energía.

3.2 COMPARATIVA ENTRE LA DEMANDA Y LA GENERACIÓN

Para evaluar adecuadamente el comportamiento del sistema, es fundamental analizar tanto la tendencia de la demanda en el SNI como la evolución de la generación eléctrica. Esta información proporciona una **visión integral del equilibrio entre la oferta y la demanda**, permitiendo evaluar estas tendencias es crucial para asegurar la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico, así como para tomar decisiones informadas sobre futuras inversiones y ajustes operativos.

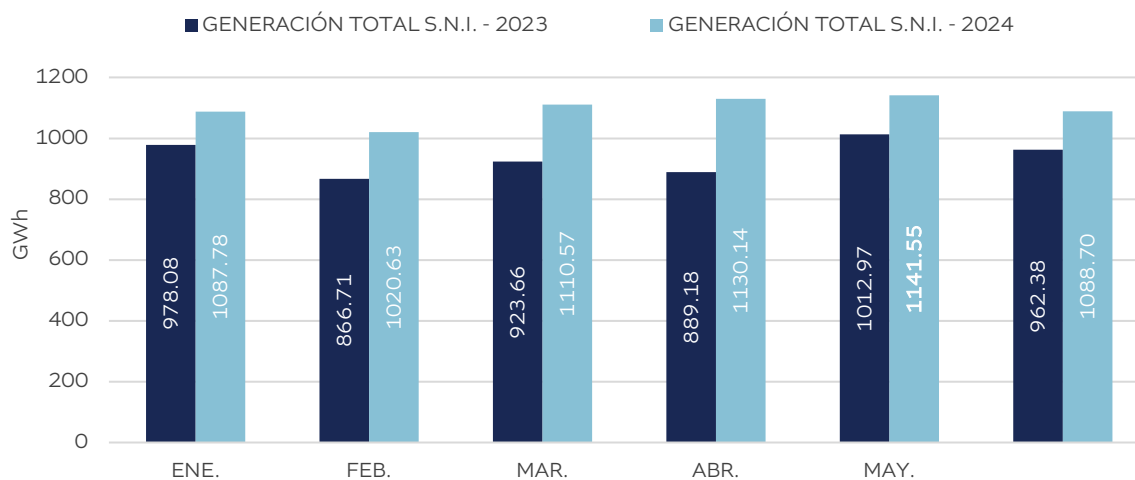


Gráfica 6. Comparativa semestral de la demanda del SNI mensual.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Gráfica 7. Comparativa semestral de la generación del SNI mensual.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

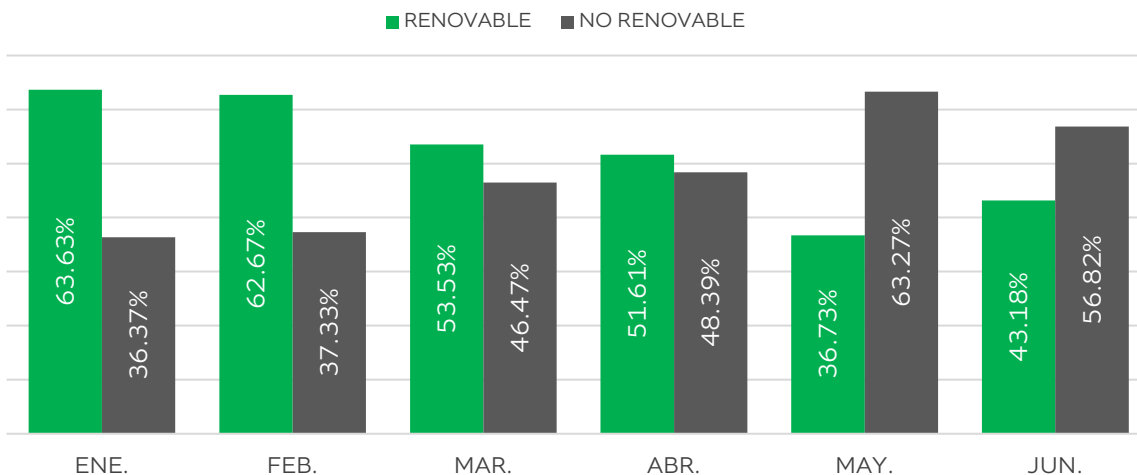
La tendencia en el consumo y la generación **justifica la composición de la matriz de generación eléctrica acumulada entre los semestres**. Es importante destacar que la disponibilidad de las tecnologías depende de las condiciones climáticas y los precios de los combustibles.

El mes de mayor consumo es en **mayo, mes con especiales características**, ya que es el último mes de la zafra lo que limita la participación de la generación con biomasa y coincide con el aumento de la generación hidroeléctrica debido a las condiciones climáticas favorables.



3.3 GENERACIÓN POR TIPO DE PARTICIPACIÓN

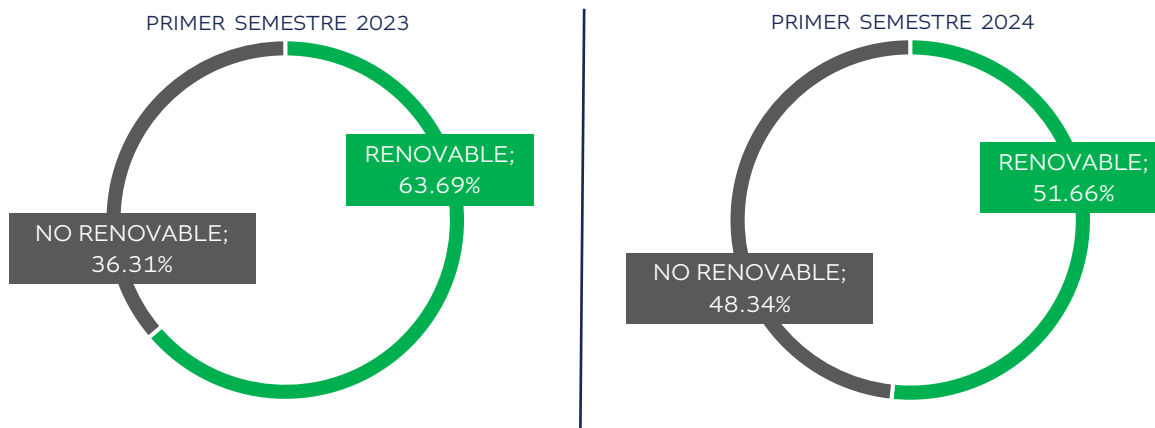
Gráfica 8. Composición de la generación eléctrica mensual segundo semestre 2024.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM

En el primer semestre del 2023 reporta un **63.69%** de energía renovable y el primer semestre del 2024 reporta **51.66 %**. Esta reducción se debe a las condiciones desfavorables para la generación hidroeléctrica siendo **238 GWh menos** que los generados en el primer semestre del 2023. Además, de presentar reducciones respecto al primer semestre del 2023 en la generación con recursos geotérmicos, eólicos, solares y biogás.

Gráfica 9. Composición de la generación eléctrica mensual segundo semestre 2024.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM



3.4 GENERACIÓN EN LOS DÍAS DE DEMANDA MÁXIMA

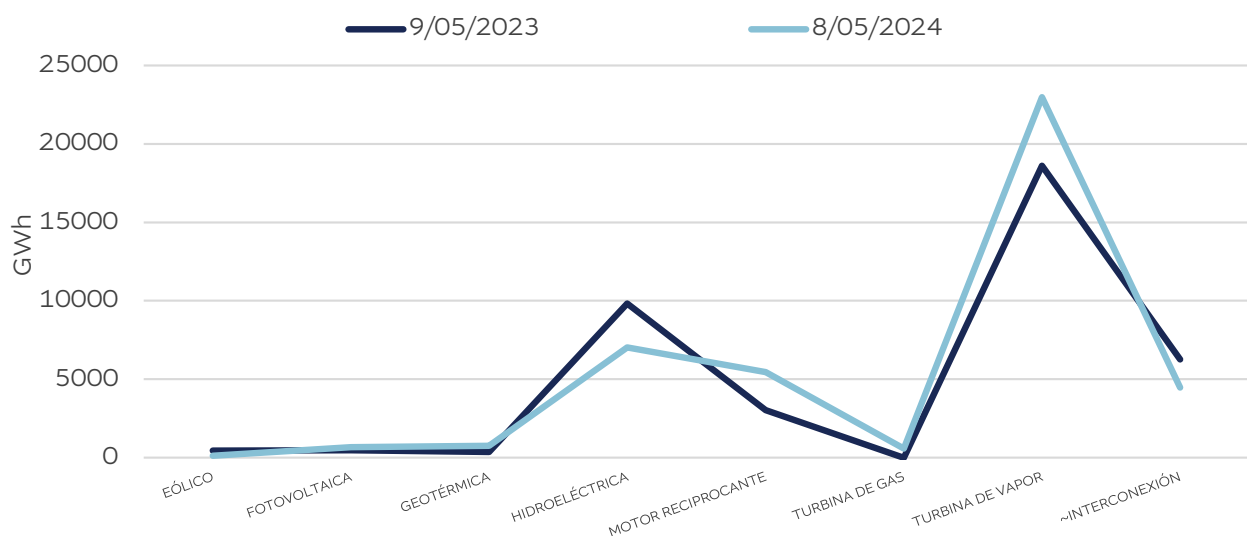
Los **incrementos en la demanda** en el SNI se deben a varios factores interrelacionados en los **sectores residencial, comercial e industrial**. En el sector residencial, influye el crecimiento de la población, el aumento en el uso de electrodomésticos y sistemas de climatización. En el sector comercial, la expansión de negocios, la apertura de nuevos establecimientos y el incremento en el uso de equipos electrónicos y sistemas de iluminación. Por otro lado, en el sector industrial, el crecimiento de la producción, la modernización de equipos y la incorporación de nuevas tecnologías industriales. Además, el avance en la infraestructura de transporte y la automatización de procesos industriales también influyen en el aumento de la demanda. Estos factores combinados reflejan un aumento sectorial en el consumo de energía.



En el primer semestre de 2023, la demanda máxima de potencia alcanzó los **1,970 MW** el 9 de mayo.

Comparativamente, en el primer semestre de 2024, la demanda máxima aumentó a **2,121.8 MW** el 8 de mayo, reflejando un incremento notable en los consumos de energía.

Gráfica 10. Comparativa de la participación de generación del día de demanda máxima del primer semestre.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM



Tabla 3. Contribución de generación del día de demanda máxima

TIPO GENERACION	MW Generados 9/05/2023	% Contribución 9/05/2023	MW Generados 8/05/2024	% Contribución 8/05/2024
Turbina de Vapor	18,616.64	47.710%	22,976.33	54.630%
Hidroeléctrica	9,822.06	25.160%	7,020.23	16.690%
Motor Reciprocante	3,036.35	7.800%	5,451.97	12.940%
Geotérmica	372.50	0.950%	758.75	1.800%
Fotovoltaica	464.42	1.190%	672.85	1.600%
Turbina de Gas	0.00	0.000%	589.94	1.400%
Eólico	442.20	1.130%	115.73	0.280%
*Interconexión	6,253.95	16.030%	4,480.02	10.650%
TOTAL	39,008.10	100.000%	42,065.87	100.000%

Fuente: Elaboración propia con información del AMM

En el análisis comparativo de la generación eléctrica entre el 9 de mayo de 2023 y el 8 de mayo de 2024 (días de demanda máxima del primer semestre), se observa un cambio significativo en la contribución de las fuentes de generación. La generación de energía mediante **turbinas de vapor** ha aumentado de 18,616.64 MW (47.71%) a 22,976.33 MW (54.63%), consolidándose como la principal fuente de generación con un incremento en su porcentaje de contribución. Seguida de la **energía hidroeléctrica** con una disminución, pasando de 9,822.06 MW (25.16%) a 7,020.23 MW (16.69%). Los **motores reciprocantes** también reflejan un aumento notable, con una generación que subió de 3,036.35 MW (7.80%) a 5,451.97 MW (12.94%).

Las fuentes de energía renovable, como la geotérmica y la fotovoltaica, han incrementado su participación, con la **geotérmica** subiendo de 372.50 MW (0.95%) a 758.75 MW (1.80%), y la **fotovoltaica** de 464.42 MW (1.19%) a 672.85 MW (1.60%). La generación a partir de **turbinas de gas** ha retomado su participación con 589.94 MW (1.40%) en 2024, mientras que la energía **eólica** ha disminuido considerablemente, de 442.20 MW (1.13%) a 115.73 MW (0.28%). Por último, **la interconexión** ha disminuido su contribución del 16.03% al 10.65%.



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. Esta integración con el MER permite la **importación y exportación de electricidad** en función de las necesidades y disponibilidad de generación y demanda en la región. Como resultado, se fortalece la estabilidad del suministro eléctrico y la diversificación de las fuentes de energía.

Aunque ambos mercados operan de manera independiente, Guatemala puede **establecer acuerdos comerciales** para importar y exportar energía, lo que resulta beneficioso para ajustar la oferta y demanda en cada mercado, especialmente en períodos de alta demanda o restricciones en la generación local.

A continuación, se presenta una tabla que muestra las importaciones y exportaciones de energía eléctrica durante el primer semestre de 2024, destacando los flujos entre los mercados.

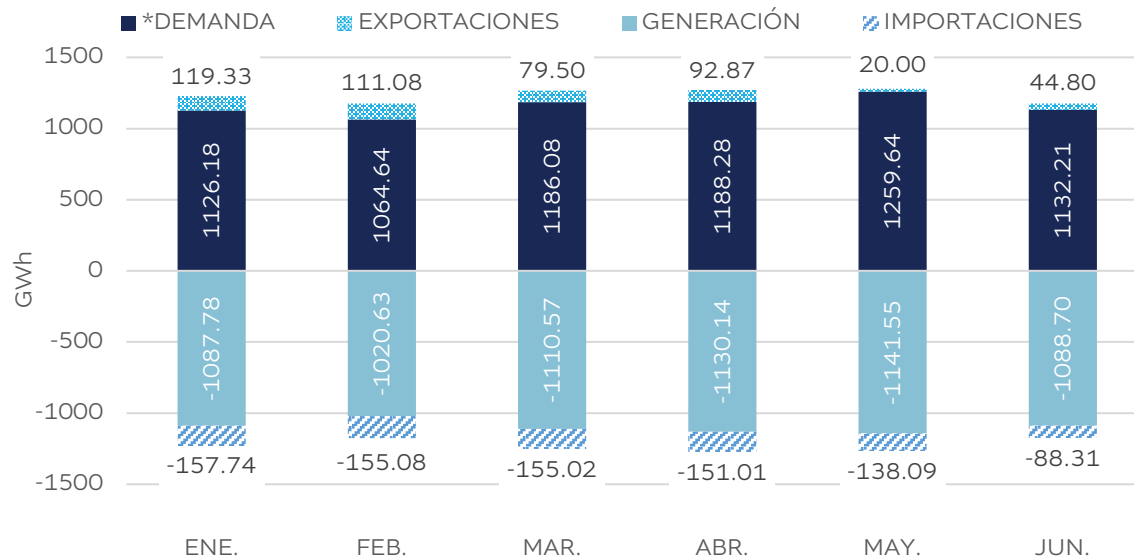
Tabla 4. Aportes mensuales de las transacciones con energía eléctrica por interconexiones.

MES	IMPORTACIÓN (GWh)		EXPORTACIÓN (GWh)		TRANSACCIÓN NETA (GWH)
	MEM	MER	MEM	MER	
ENE.	157.528	0.212	0.176	119.158	-38.406
FEB.	154.828	0.256	0.012	111.068	-44.004
MAR.	148.955	6.063	0.001	79.499	-75.518
ABR.	147.173	3.840	0.002	92.867	-58.144
MAY.	113.597	24.491	0.027	19.976	-118.085
JUN.	80.501	7.809	0.020	44.779	-43.510
SUB TOTAL	802.58	42.67	0.24	467.35	-377.67
TOTAL	845.25		467.59		-377.67

Fuente: Elaboración propia con información del AMM



Gráfica 11. Comparativa de las transacciones de energía en el SNI en el primer semestre 2024.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM. *Demanda + pérdidas

Durante el primer semestre de 2024, las transacciones de energía en Guatemala reflejan una **tendencia variada en importaciones, exportaciones, generación y demanda**. Las **importaciones** de energía han disminuido progresivamente, comenzando con 157.74 MWh en enero y disminuyendo a 88.31 MWh en junio. En contraste, las **exportaciones** muestran fluctuaciones, aunque empezaron en 119.33 MWh en enero, experimentaron una disminución en mayo a 20.00 MWh, para luego incrementar ligeramente a 44.80 MWh en junio.

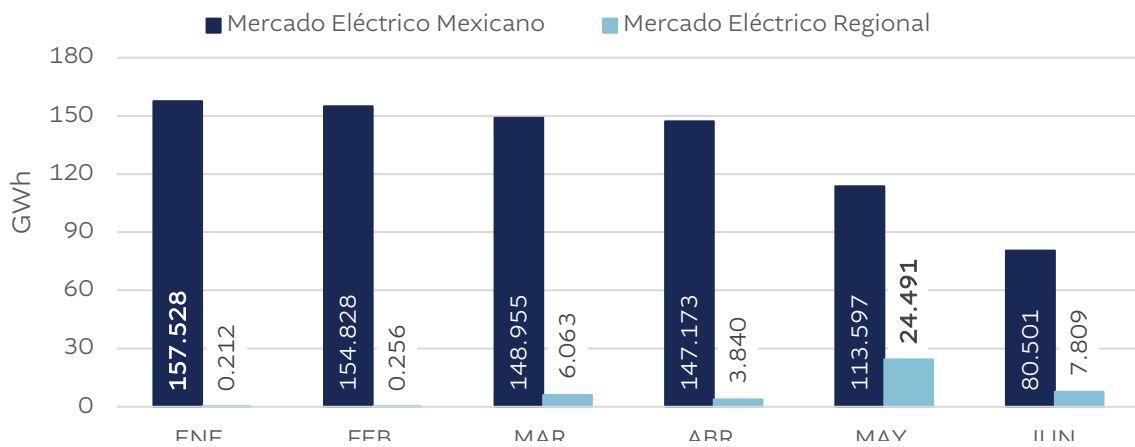
En cuanto a la **generación** de energía presenta una tendencia creciente en la producción, aumentando de 1,087.78 MWh en enero a 1,141.55 MWh en mayo y disminuyendo ligeramente a 1,088.70 MWh en junio. La **demanda** de energía también presenta un incremento, iniciando en 1,126.18 MWh en enero y alcanzando su punto máximo en mayo con 1,259.64 MWh, para cerrar en junio en 1,132.21 MWh. Estos datos indican una **dinámica activa en el balance** entre generación, demanda y transacciones de energía durante el semestre.



4.1 Transacciones en el Sistema Nacional Interconectado

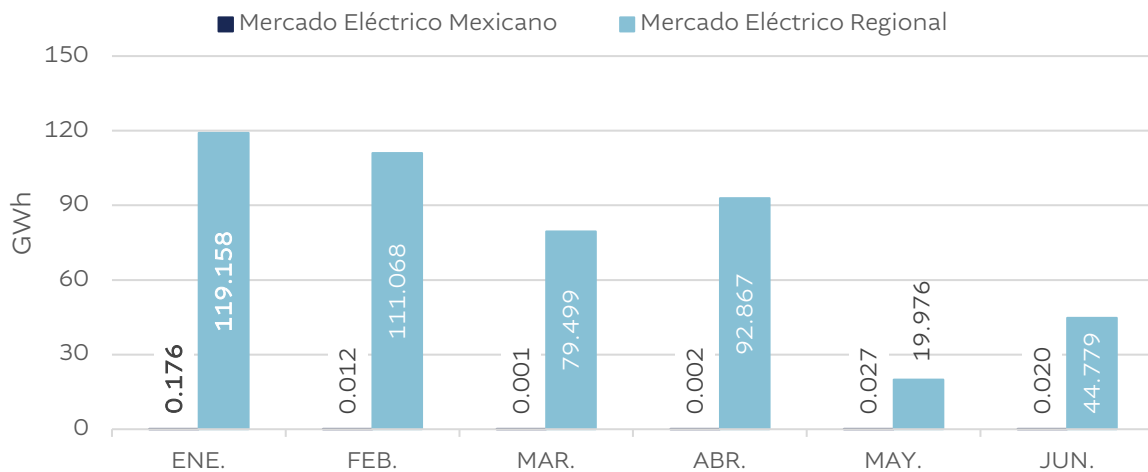
El Mercado Eléctrico Guatemalteco se **destaca por su dinamismo**, reflejado en la cantidad de transacciones de importación y exportación de energía que realiza cada mes. Esta actividad requiere de **análisis y estrategias** para el despacho de las demandas del mercado nacional y aprovechar las oportunidades internacionales. En **enero** se presenta la mayor importación desde el MEM con 517.52 GWh y la mayor importación desde el MER con 24.491 GWh en **mayo** (mes con especiales características). En **enero** se presentan las mayores exportaciones a ambos mercados, 0.176 GWh al MEM con y 119.15 GWh al MER.

Gráfica 12. Importaciones de energía al SNI en el primer semestre 2024.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM

Gráfica 13. Exportaciones de energía eléctrica al SNI en el primer semestre 2024.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM



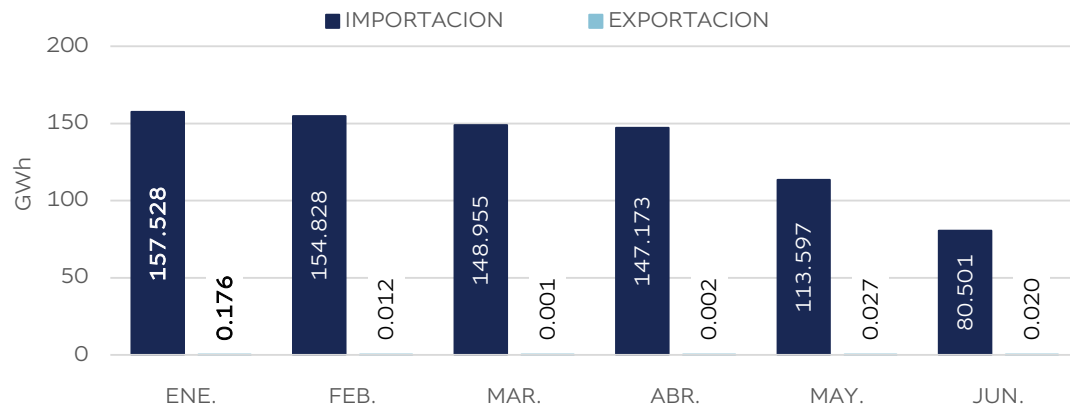
4.2 Transacciones entre mercados eléctricos



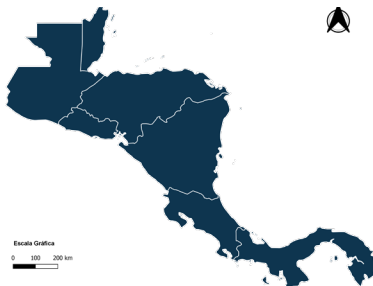
La relación comercial entre el **Mercado Eléctrico Mexicano** y el Mercado Eléctrico Guatemalteco en el ámbito de importaciones de energía demuestra ser beneficiosa para ambos países. Esta colaboración permite al Mercado Eléctrico Mexicano diversificar sus fuentes de energía y garantizar un suministro estable, mientras que el Mercado Eléctrico Guatemalteco puede maximizar sus capacidades de generación energética y optimizar su exportación. Las transacciones entre ambos mercados no solo **fortalecen la seguridad energética** de cada país, sino que también fomentan el desarrollo económico y la estabilidad de los precios en el sector energético.

Las transacciones entre ambos mercados no solo **fortalecen la seguridad energética** de cada país, sino que también fomentan el desarrollo económico y la estabilidad de los precios en el sector energético.

Gráfica 14. Transacciones de energía con Mercado Eléctrico Mexicano en el primer semestre 2024.



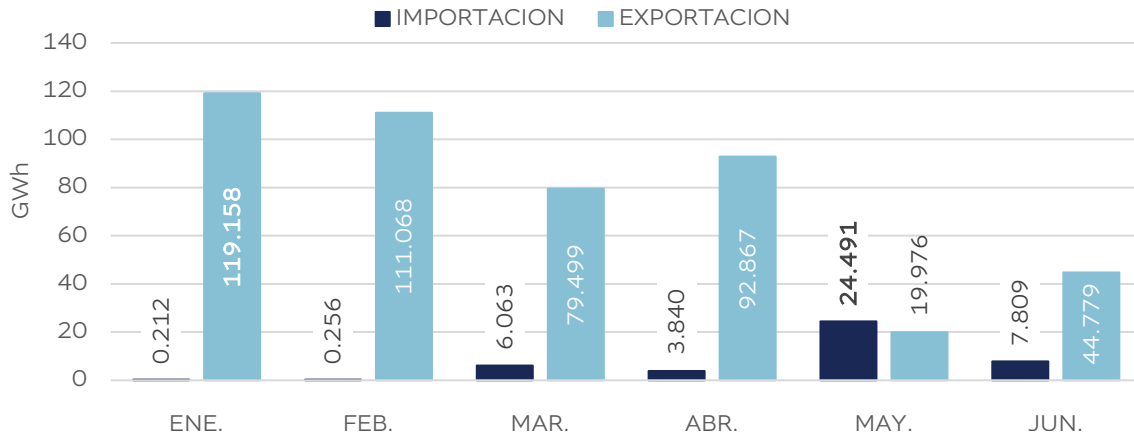
Fuente: Elaboración propia con información del AMM



La relación comercial entre el **Mercado Eléctrico Regional** y el Mercado Eléctrico Guatemalteco en el ámbito de exportaciones de energía resulta beneficiosa para América Central. Esta dinámica de exportación permite al Mercado Eléctrico Guatemalteco aprovechar sus recursos energéticos excedentes, generando ingresos adicionales y fortaleciendo su posición en el mercado regional. Para los países vecinos, la importación de energía asegura un suministro confiable y competitivo, que **contribuye a la estabilidad de sus sistemas energéticos y a la reducción de costos**. Estas transacciones no solo optimizan el uso de recursos energéticos en ambos lados, sino que también promueven el desarrollo de infraestructura y la cooperación regional, impulsando el crecimiento económico y la integración del mercado energético en la

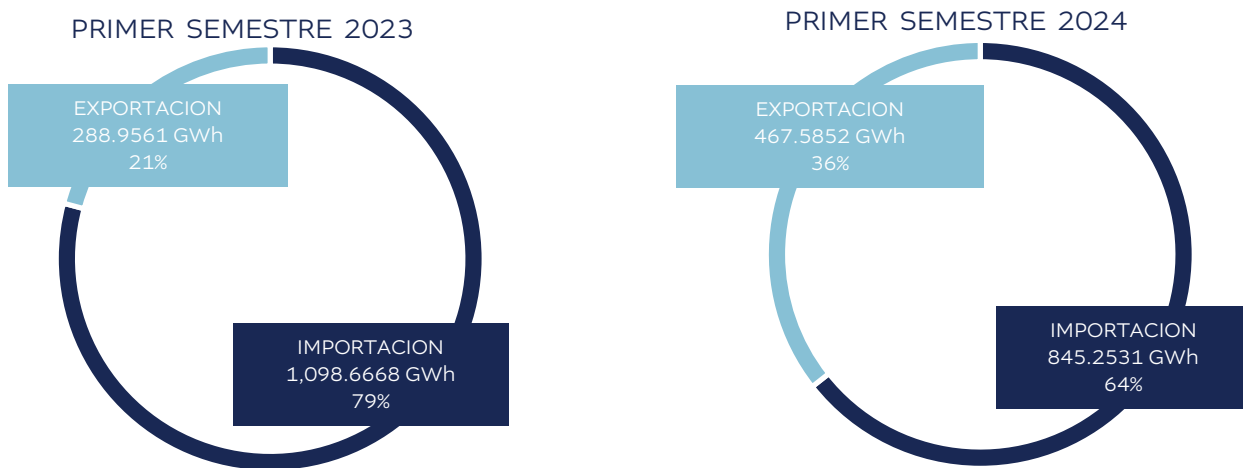
Para los países vecinos, la importación de energía asegura un suministro confiable y competitivo, que **contribuye a la estabilidad de sus sistemas energéticos y a la reducción de costos**. Estas transacciones no solo optimizan el uso de recursos energéticos en ambos lados, sino que también promueven el desarrollo de infraestructura y la cooperación regional, impulsando el crecimiento económico y la integración del mercado energético en la

Gráfica 15. Transacciones de energía con Mercado Eléctrico Regional en el primer semestre 2024.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM

Gráfica 16. Comparativa semestral del acumulado de transacciones de energía eléctrica.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM



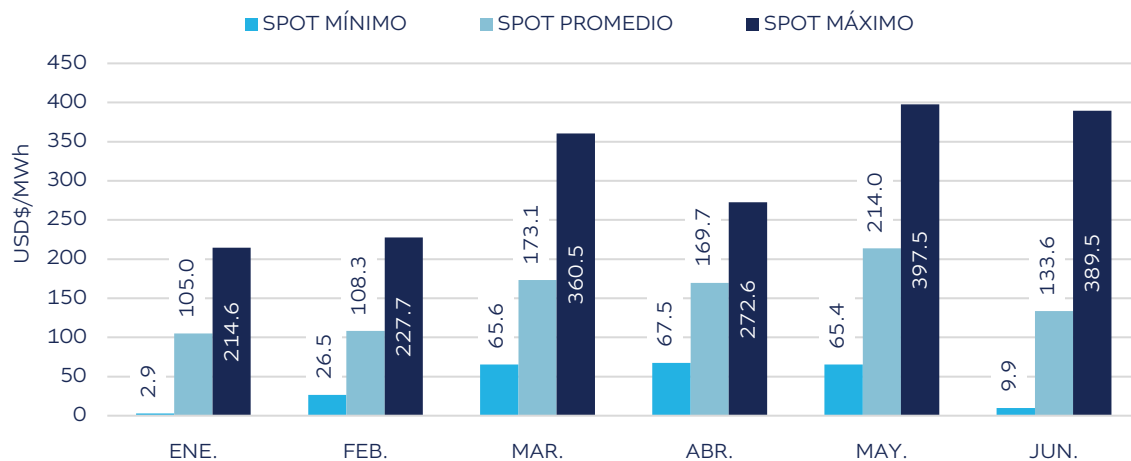
5. PRECIO DE OPORTUNIDAD DE LA ENERGÍA

El Precio de Oportunidad de la Energía también conocido como Precio Spot, es el valor del kilovatio-hora (kWh) de electricidad en el mercado mayorista en un momento específico y en tiempo real. A diferencia de los contratos a largo plazo que tienen precios fijos, el Precio Spot varía continuamente según la oferta y la demanda de electricidad en el mercado.

5.1 Precio de oportunidad de la energía máximo, promedio y mínimo mensual

La perspectiva del rango de precios de oportunidad revela una tendencia general al alza en los precios mensuales, con la excepción de abril, donde se refleja una disminución. Este incremento en los precios mensualmente puede atribuirse a una variedad de factores, como el aumento en la demanda, las fluctuaciones en los precios de los combustibles fósiles, las indisponibilidades, y las interrupciones por eventos climáticos adversos.

Gráfica 17. Rangos de precios de oportunidad mensual del SNI.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM

El precio mínimo se alcanzó en **enero** con un valor de **2.93 USD\$/MWh** relacionado con Turbinas de Vapor. El precio máximo se alcanzó en mayo (mes con especiales características) con un valor de **397.5 USD\$/MWh**, igualmente relacionado con Turbinas de Vapor.

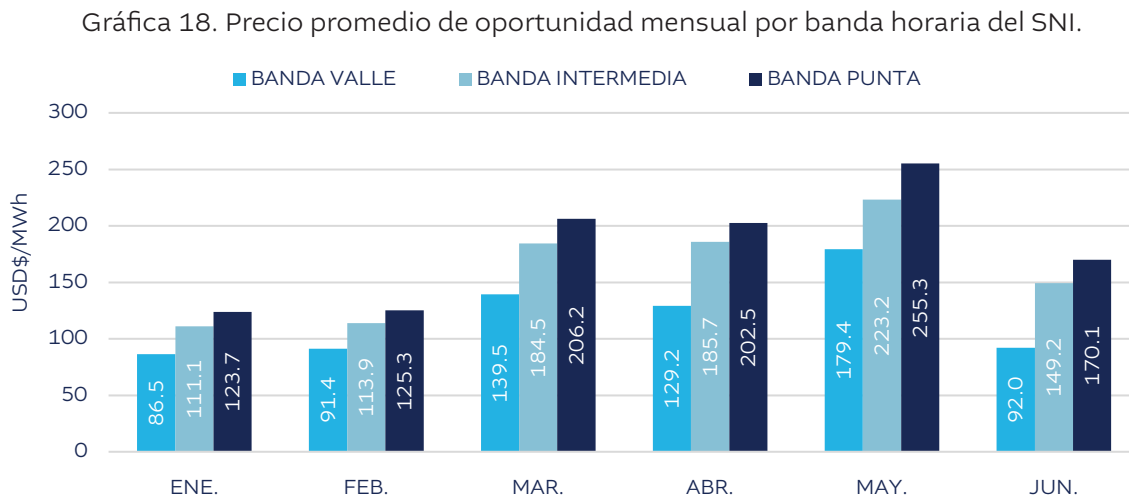


5.2 Precio de oportunidad de la energía por banda horaria

La división de la energía en bandas como Banda Valle, Banda Intermedia y Banda Punta responde a la **necesidad de gestionar** de manera eficiente la oferta y demanda de energía a lo largo del día. Cada banda representa diferentes períodos de consumo y carga, y la clasificación ayuda a optimizar la planificación y asignación de recursos. Las bandas horarias se dividen en:

BANDA HORARIA	HORARIO	COMPORTAMIENTO
Banda Valle	22:00 A 6:00	Período de demanda mínima
Banda Intermedia	6:00 A 18:00	Período de demanda media
Banda Punta	18:00 A 22:00	Período de máxima demanda

Según la oferta de energía será el valor del kilovatio-hora (kWh) de electricidad por banda horaria.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM

Se relaciona que, según la demanda, serán los despachos de carga y así los precios que se trasladan al sistema eléctrico. Para los períodos de baja demanda, generalmente durante la noche o temprano en la mañana, se tienen los menores precios. Para los períodos de demanda media, típicamente durante el día y la tarde, cuando la actividad económica y la demanda de energía son estables, pero no extremas, se tienen precios medios. Finalmente, para los períodos de alta demanda, generalmente durante las horas pico del día, al final de la tarde e inicio de la noche, se tienen los precios más altos.

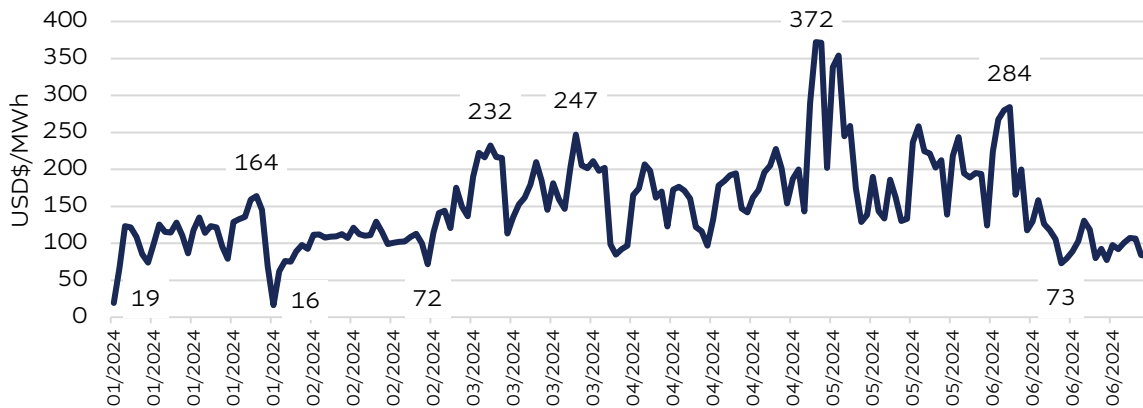


5.3 Precio de oportunidad promedio diario

El precio spot diario muestra una variabilidad significativa a lo largo del tiempo, reflejando la **dinámica y volatilidad del mercado** eléctrico del 1 de enero al 30 de junio de 2024. Se observa una cierta tendencia en los precios durante intervalos específicos, como semanas o incluso meses, manteniéndose dentro de un rango amplio.

Un hito notable ocurrió el **3 de mayo**, cuando se registró el precio promedio máximo de 372 USD\$/MWh. La volatilidad diaria de estos precios presenta un mercado de riesgo para algunos inversionistas, aunque resulta atractivo para ciertos agentes.

Gráfica 19. Promedio diario del precio promedio de oportunidad del SNI.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM

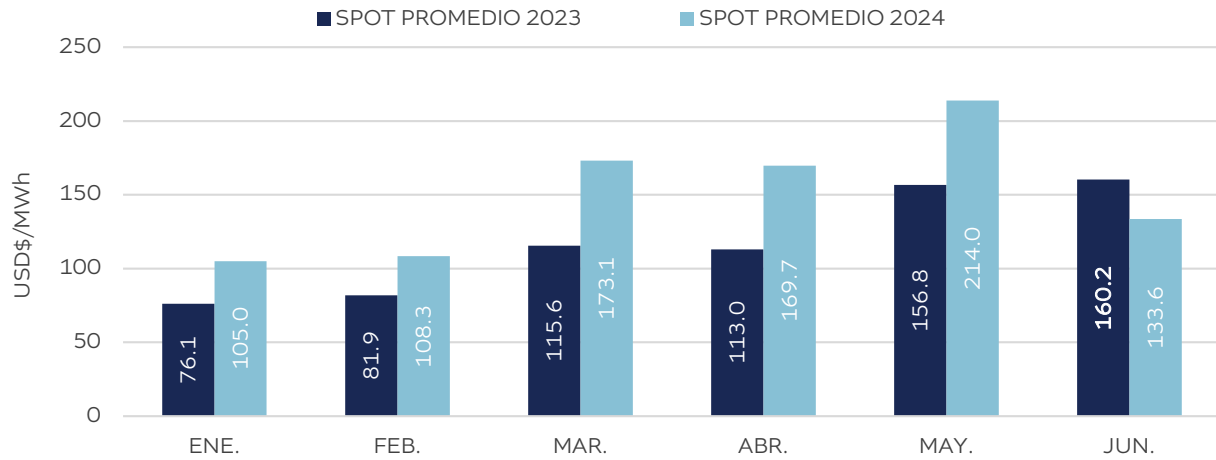
5.4 Precio de oportunidad semestral

En el primer semestre de 2024, los precios de la energía han mostrado una tendencia al alza en comparación con el primer semestre de 2023, reflejando un aumento notable en los costos operativos. Además, en comparación con los niveles de años anteriores, el incremento es tendencial.

Este aumento se puede atribuir en gran medida a las condiciones climáticas adversas que han impactado el despacho de carga, especialmente en tecnologías dependientes de combustibles fósiles, elevando así el costo general de la energía. Este precio está sujeto a variaciones impulsadas por diversos factores que afectan la oferta y la demanda en tiempo real, proporcionando una representación clara de las dinámicas del mercado energético.



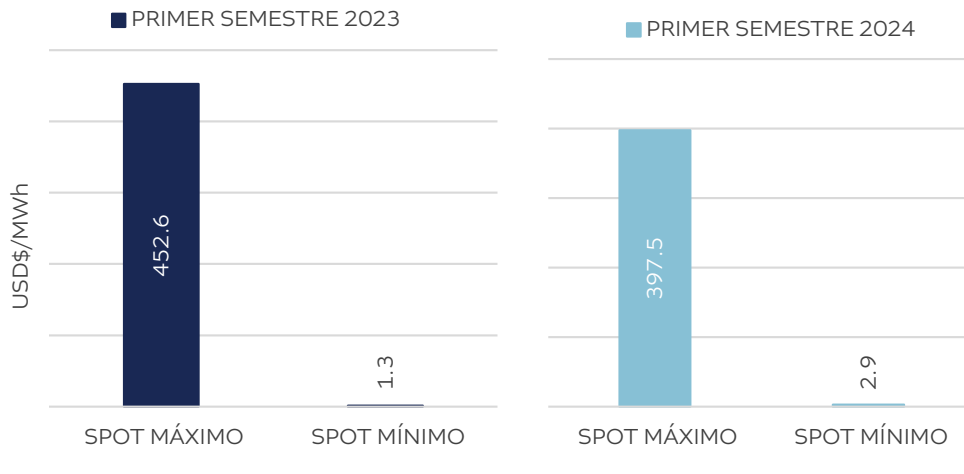
Gráfica 20. Comparativa semestral de los precios promedios de oportunidad.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM

Estos precios se esperan reducir y mantener con las próximas licitaciones a largo plazo con la incorporación de nuevas plantas de generación a precios competitivos.

Gráfica 21. Comparativa semestral de los precios de oportunidad máximos y mínimos.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM

En el primer semestre del 2023 se presenta el precio más alto de los últimos 5 años, siendo 452.59 USD\$/MWh en **mayo**, y en contraste se tuvo uno de los precios mas bajo con 1.34 USD\$/MWh en **junio**. En el primer semestre del 2024 el precio máximo fue de 397.5 USD\$/MWh en **mayo**, y el precio más bajo fue 2.9 USD\$/MWh en **enero**.



6. TARIFAS ELÉCTRICAS

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.

Se tienen diversidad de tarifas, algunas son:

- » Tarifa: Social - TS
- » Tarifa: Baja Tensión No Social – BTS
- » Tarifa: Baja Tensión Autoprodutores – BTSA
- » Tarifa: Alumbrado público – AP
- » Tarifa: Vigilancia, Seguridad o Comunicaciones – VSC
- » Tarifa: Baja Tensión con Demanda Autoprodutores – BTDA
- » Tarifa: Baja Tensión Horaria con Demanda – BTHD
- » Tarifa: Baja Tensión Simple Horaria – BTSH

Para fines de este informe, nos enfocamos en TS y BTS 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.

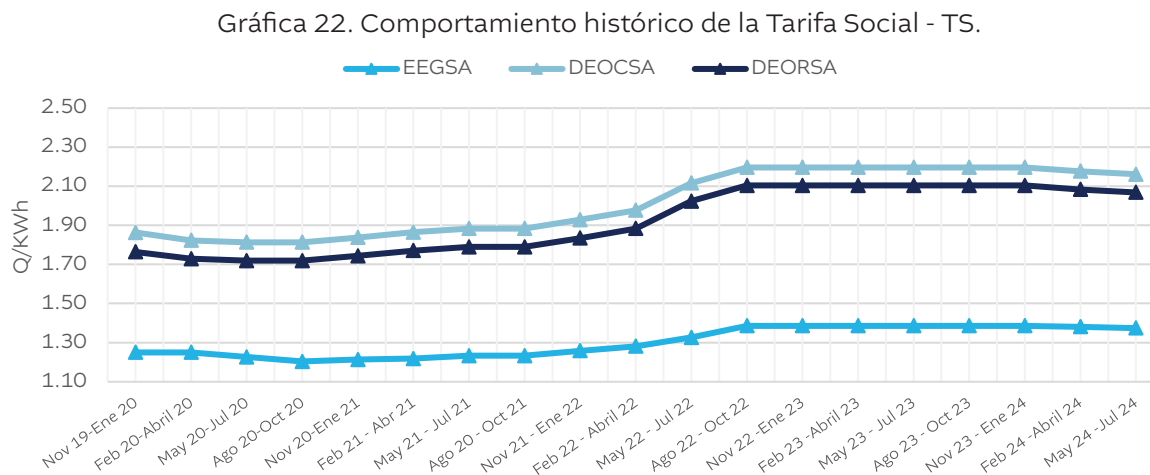
También existe la Tarifa de Baja Tensión Simple o también conocida como Tarifa de Baja Tensión No Social (BTS), dirigida a usuarios que no califican para la Tarifa Social. Esta tarifa se mide mediante un medidor de energía que no registra la potencia. Se compone de un Cargo Fijo por Consumidor (CF) y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

Hay que considerar 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).

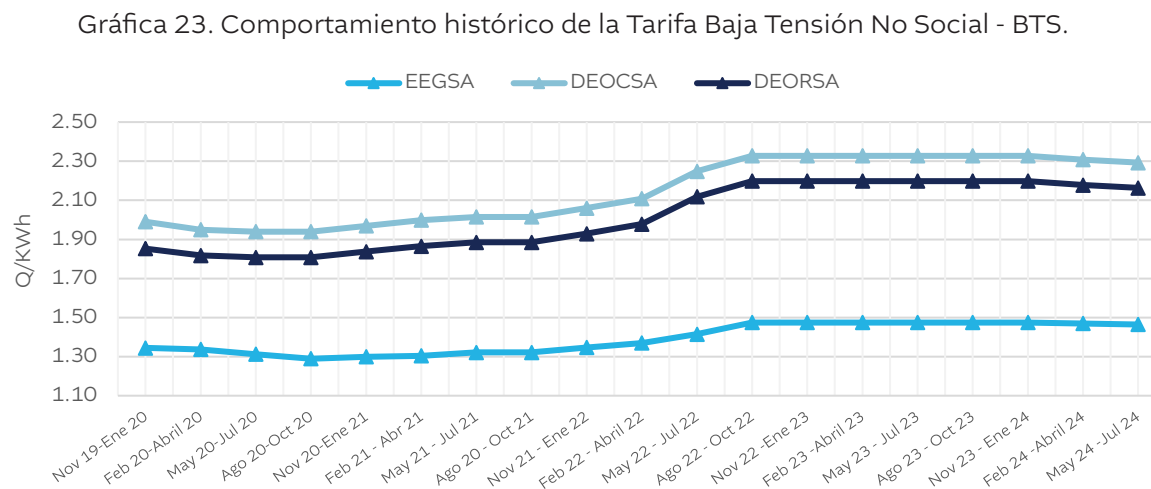


6.1 Histórico de las tablas

El comportamiento histórico de las tarifas eléctricas ha mostrado una tendencia al alza, impulsada principalmente por los costos de generación, que representa el mayor porcentaje en la integración de costos. A esto le siguen los costos de distribución, el transporte, y finalmente, las pérdidas en el sistema.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM



Fuente: Elaboración propia con información del AMM

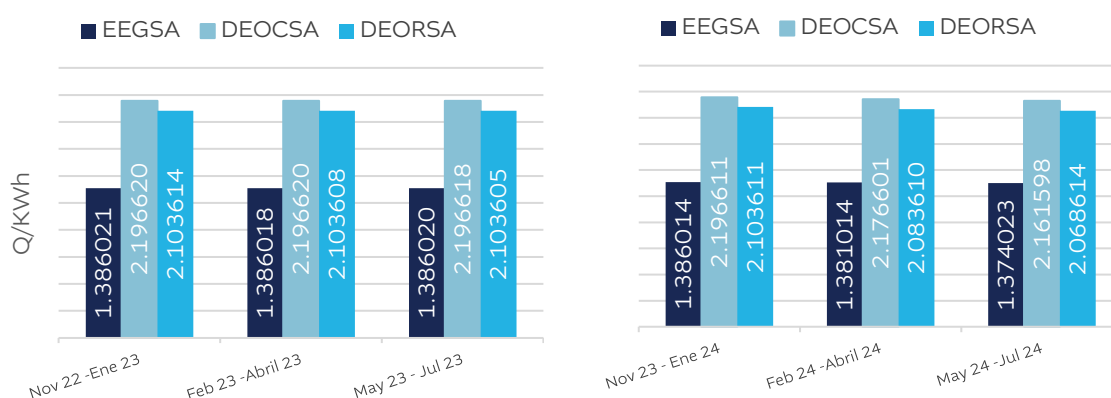
La integración de estos costos en las tarifas busca cubrir los gastos necesarios para mantener un suministro eléctrico confiable y eficiente. A medida que se realizan mayores inversiones en infraestructura y se enfrentan fluctuaciones en los precios de los insumos, las tarifas han sido ajustadas para reflejar estas realidades y asegurar la sostenibilidad del servicio y el cumplimiento de la ley.



6.2 Comparativa de las tarifas

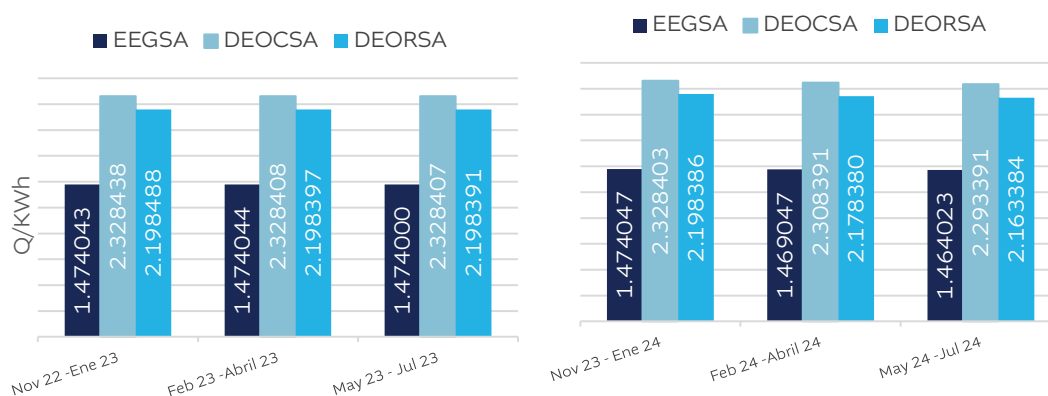
Considerando la integración de los costos en las tarifas, el ajuste trimestral determinará los cambios en el pliego tarifario. Las condiciones del mercado, sean favorables o adversas, se reflejarán en el siguiente ajuste tarifario, lo que puede resultar en un aumento o disminución de los costos asociados. Estos ajustes serán diferentes para cada agente distribuidor y para cada tarifa contenida en el pliego.

Gráfica 24. Comparativa semestral de la Tarifa Social.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM

Gráfica 25. Comparativa semestral de la Tarifa Baja Tensión No Social.

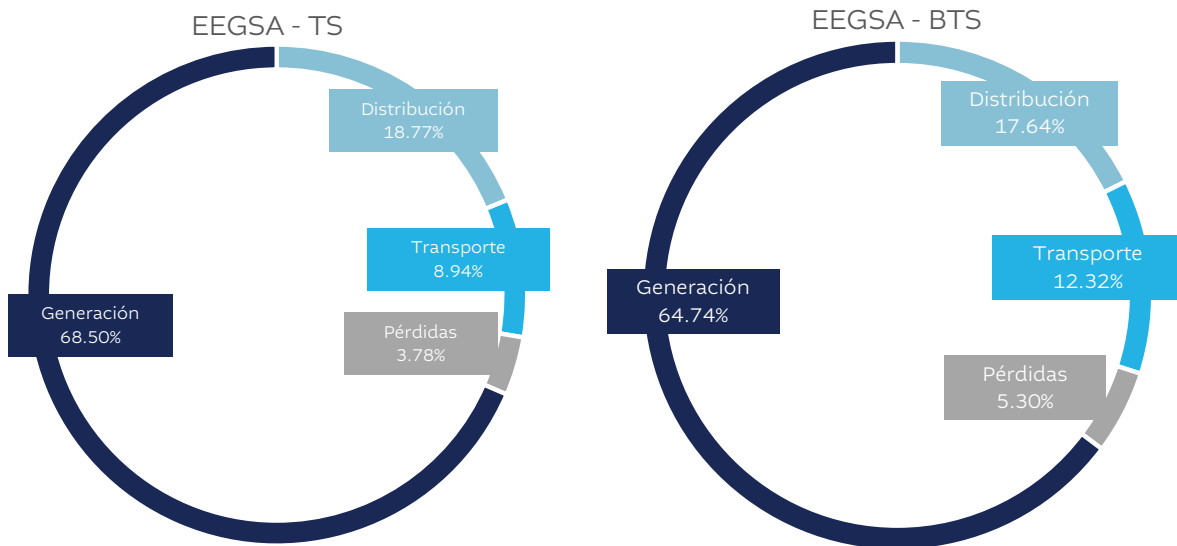


Fuente: Elaboración propia con información del AMM

Por ejemplo, en el caso de EEGSA, durante el primer semestre de 2024, la Tarifa Social (TS) tuvo un promedio del 68.50% en costos de generación, 18.77% en costos de distribución, 8.94% en costos de transporte, y 3.78% en costos por pérdidas integrados en la tarifa. En contraste, la Tarifa de Baja Tensión Simple (BTS) registró un promedio del 64.74% en costos de generación, 17.64% en costos de distribución, y 12.32% en costos de transporte, y 5.30% en costos por pérdidas.

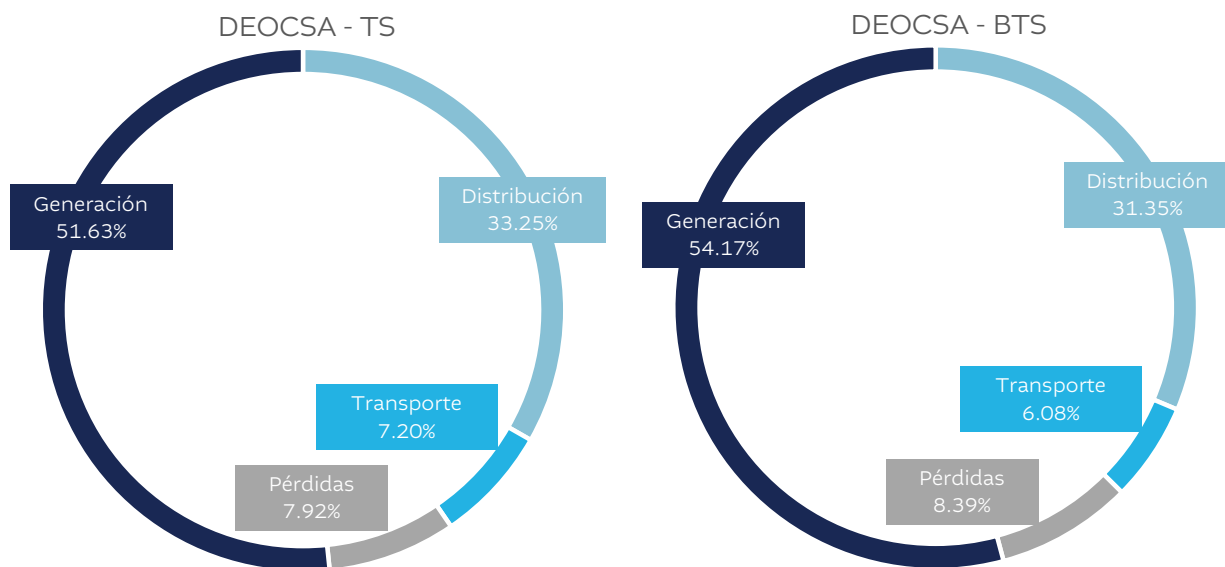


Gráfica 26. Comparativa de los porcentajes promedios de la integración de costos de EEGSA en el primer semestre 2024.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM

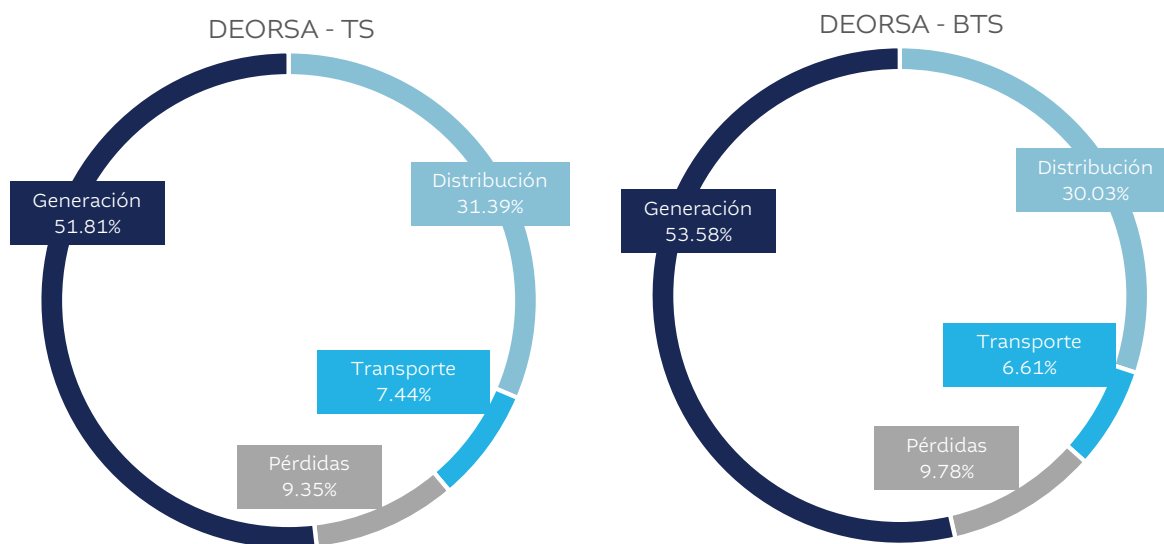
Gráfica 27. Comparativa de los porcentajes promedios de la integración de costos de DEOCSA en el primer semestre 2024.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM



Gráfica 28. Comparativa de los porcentajes promedios de la integración de costos de DEORSA en el primer semestre 2024.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM

En conclusión, al comparar los porcentajes promedio de integración de costos entre las tres distribuidoras, se observa una **variación notable según la tarifa aplicada**. Cada distribuidora presenta una distribución distinta en los costos de generación, distribución, transporte y pérdidas, lo que refleja las diferencias en su estructura operativa y las condiciones del mercado en sus respectivas áreas de cobertura.

Estas variaciones se ven reflejadas en las tarifas cargadas a los usuarios, con la Tarifa Social (TS) y la Tarifa de Baja Tensión Simple (BTS). Esto remarca la importancia de analizar cada elemento en la composición tarifaria para entender **las diferencias entre las distribuidoras y sus respectivos impactos en las tarifas** de energía eléctrica.

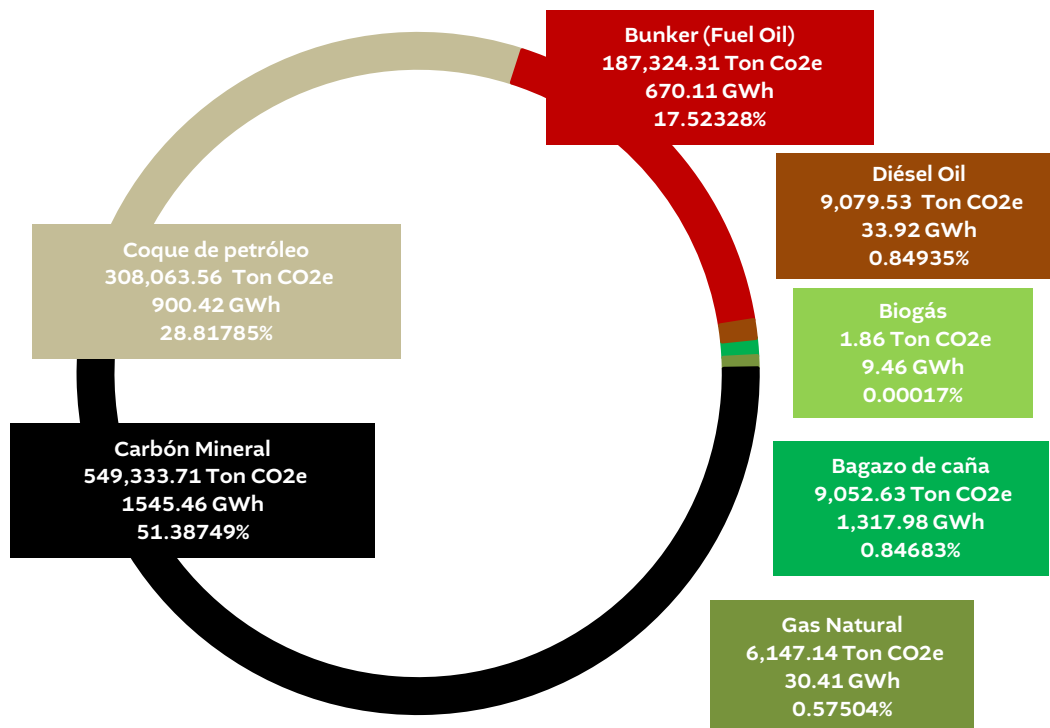
El **costo de generación** de energía depende en gran medida de los contratos celebrados en las licitaciones a largo plazo, los cuales determinan las condiciones y precios de suministro que se traslada directamente a las tarifas. Por otro lado, los **costos de distribución y transporte** están influenciados por las complejidades de cada región, como la geografía y la infraestructura existente, lo que puede generar variaciones significativas entre distintas áreas. Finalmente, los **costos de las pérdidas** en el sistema están relacionadas con la eficiencia y modernización de los dispositivos operativos, donde una mayor inversión en tecnología avanzada y mantenimiento puede reducir estas pérdidas y, por ende, optimizar los costos asociados.

7. GASES DE EFECTO INVERNADERO PARA EL SUB SECTOR ELÉCTRICO

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).

Durante el primer semestre de 2024, se emitieron **1,069,002.73 toneladas de CO_2e** en la generación de energía eléctrica. A continuación, se presenta la matriz de emisiones de gases de efecto invernadero para la energía neta reportada por el AMM, expresada en toneladas de CO_2e .

Gráfica 29. Gases de Efecto Invernadero para el sector generación de energía eléctrica primer semestre 2024.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM



Un aspecto crucial en este contexto es el análisis del aporte de generación de energía para cubrir la demanda y el porcentaje de participación semestral que esta energía representa. Este análisis semestral es especialmente importante **debido a los eventos climáticos y estacionales** que afectan al parque de generación en Guatemala.

Por ejemplo, **mayo** marca el fin de la zafra, lo que reduce la participación de la generación con biomasa, además que las condiciones climáticas suelen ser favorables para un aumento en la generación hidroeléctrica. No obstante, en períodos en los que las condiciones climáticas no son favorables, se requiere incrementar la participación de tecnologías no renovables para asegurar un suministro energético confiable y mantener la seguridad energética del país.

Tabla 5. Recursos energéticos y emisiones de GEI en la generación de electricidad.

RECURSO	Ton CO2e	ENERGÍA NETA GWh	% DE PARTICIPACION
Hidroeléctrica	0.00	1,694.37	25.75%
Carbón Mineral	549,333.71	1,545.46	23.49%
Bagazo de caña	9,052.63	1,317.98	20.03%
Coque de petróleo	308,063.56	900.43	13.69%
Bunker (Fuel Oil)	187,324.31	670.11	10.19%
Geotérmica	0.00	137.70	2.09%
Solar	0.00	124.82	1.90%
Eólica	0.00	114.71	1.74%
Diésel Oil	9,079.53	33.92	0.52%
Gas Natural	6,147.14	30.41	0.46%
Biogás	1.86	9.46	0.14%
TOTAL	1,069,002.73	6,579.36	100%

Fuente: Elaboración propia con información del AMM

En conclusión, entre los recursos con mayor participación en la generación de electricidad, el **bagazo de caña** destaca por sus bajas emisiones de CO₂e en relación con la energía neta generada durante estos seis meses. Asimismo, aunque el **biogás** tiene una participación menor, sus emisiones de gases de efecto invernadero también son reducidas. Estas tecnologías, dadas sus condiciones favorables, representan una oportunidad significativa para **avanzar en la transición energética** hacia fuentes más sostenibles y de menor impacto ambiental.

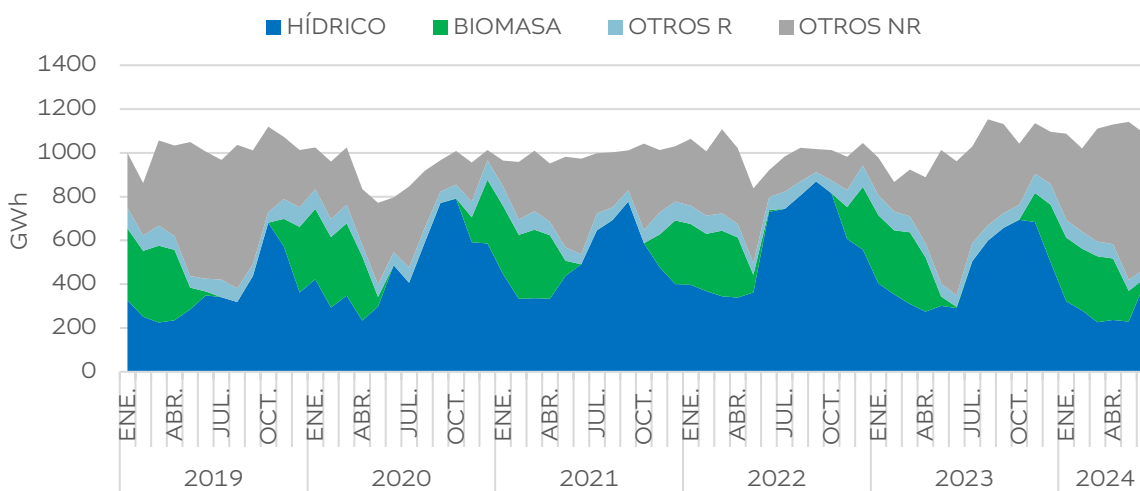


8. CONDICIONES CLIMÁTICAS

Con un parque de generación diversificado por recursos renovables y no renovables, existe una estrecha relación con las condiciones climáticas, que pueden favorecer o no las estimaciones de energía según cada tecnología. Esto es crucial en el contexto actual, donde es fundamental desarrollar **estrategias para la transición energética** y tomar acciones contundentes frente al cambio climático.

Para un análisis de la matriz energética, considerando los eventos climáticos y estacionales, se realiza la desagregación de la energía en categorías según recursos: hídrico, biomasa, acumulado de fuentes de generación renovables (geotermia, eólica, solar y biogás) y acumulado de fuentes de generación no renovables (gas natural, carbón, coque de petróleo, bunker y diésel). Esto permite **destacar el comportamiento** mensual de cada recurso, proporcionando una visión más detallada de cómo las condiciones climáticas y estacionales influyen en la generación de energía a lo largo del tiempo.

Gráfica 30. Histórico de la generación eléctrica por tipo de recurso.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM

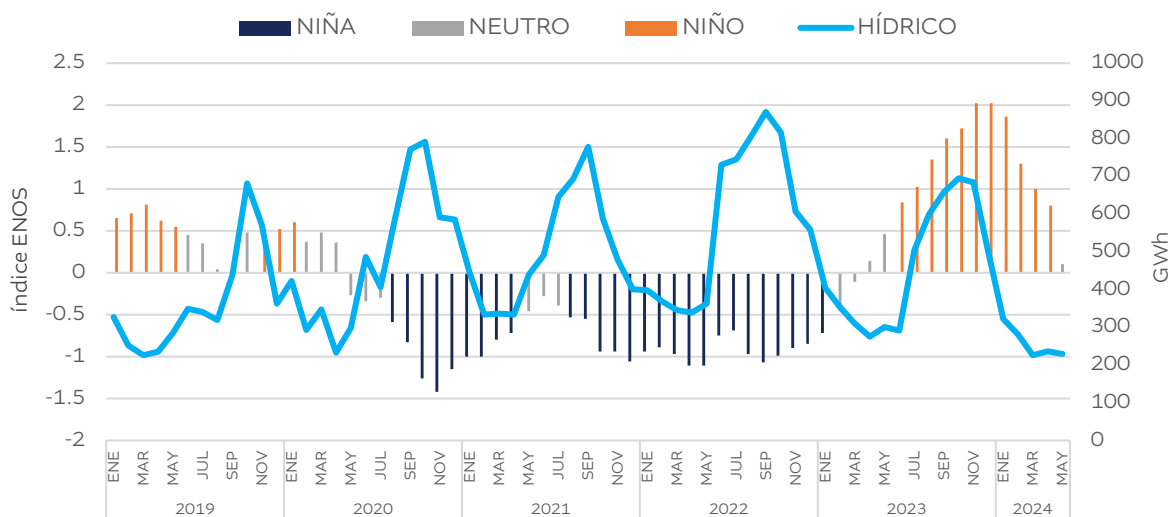
Se evidencia que, en períodos de baja producción hídrica, la participación de la energía proveniente de biomasa aumenta, complementándose con otras fuentes de energías renovables. A medida que la demanda crece, la participación de las energías no renovables ha mostrado fluctuaciones, pero sigue siendo fundamental para asegurar el suministro eléctrico.



Un aspecto relevante que considerar es el Fenómeno El Niño-Oscilación del Sur (**ENOS**), un patrón climático que afecta significativamente el clima global, incluyendo variaciones extremas en las precipitaciones y las temperaturas. Durante la fase de **El Niño**, se suelen experimentar sequías en algunas regiones, mientras que otras enfrentan lluvias excesivas. Esto impacta directamente la generación de energía, particularmente en fuentes como la hidroeléctrica, que depende de un flujo constante y predecible de agua. Por otro lado, en la fase de **La Niña**, se pueden experimentar condiciones opuestas, con un aumento en la precipitación en algunas áreas, lo que podría beneficiar la generación hidroeléctrica, pero también causar inundaciones y otros efectos adversos.

Dado que, en el primer semestre del 2024, la **generación hidroeléctrica** representó el 25.75% de la producción total, con una energía neta de 1,694.37 GWh, el siguiente gráfico presenta los rangos del fenómeno ENOS y la generación hidroeléctrica, con el objetivo de mostrar la relación entre ambos factores.

Gráfica 31. Comparación mensual entre el comportamiento del Fenómeno ENOS y la generación



Fuente: Elaboración propia con información del AMM

El fenómeno ENOS presenta diversos rangos de acuerdo con sus fases. Para la fase de El Niño, el índice ENOS varía entre 1.0 y 1.5, indicando condiciones más cálidas y secas. En la fase neutra, el índice fluctúa entre 0.4 y -0.4, mostrando condiciones climáticas más estables. Por otro lado, la fase de La Niña se caracteriza por un índice que va de -1.1 a -2.6, lo que suele resultar en un aumento de precipitaciones y lluvias.



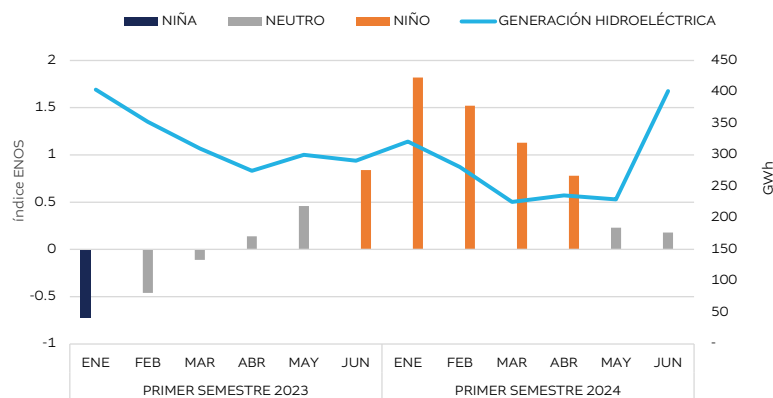
Este efecto de La Niña, que favorece la generación hidroeléctrica debido a un incremento en las lluvias, se sitúa en el eje negativo del índice ENOS. El gráfico anterior muestra cómo la fase de La Niña, con sus lluvias asociadas, se correlaciona con la generación hidroeléctrica, mostrando la relación entre las variaciones del fenómeno ENOS y el comportamiento de la producción hidroeléctrica.

A pesar de que Guatemala experimenta fases neutras o de El Niño, las cuencas del país permiten mantener una alta generación hidroeléctrica. Sin embargo, para ajustar la generación y la programación diaria, se considera cada vez más la participación de energías no renovables ante condiciones climáticas desfavorables. Esta estrategia ayuda a compensar las variaciones en la disponibilidad de recursos hídricos y asegura un suministro eléctrico confiable y equilibrado.

Entre el primer semestre de 2023 y el de 2024, se observa que las fases del fenómeno ENOS no presentan similitudes, lo que se refleja también en la generación hidroeléctrica. En 2023, se experimentó la fase de La Niña en enero, seguida de una fase neutra de febrero a junio. En contraste, durante el primer semestre de 2024, se estuvo en la fase de El Niño desde enero hasta abril, con una transición a la fase neutra de mayo a junio. Estas variaciones en las **fases del ENOS tienen un impacto notable** en la generación hidroeléctrica, evidenciando diferencias significativas en la producción de energía entre ambos años.

Estos cambios climáticos resaltan la necesidad de contar con una matriz energética flexible y resiliente, que permita adaptarse a las fluctuaciones del clima y garantizar un suministro estable de energía. Es crucial considerar estos factores en la planificación de la transición energética para minimizar los riesgos asociados y mitigar los efectos del cambio climático.

Gráfica 32. Comparativo semestral del comportamiento del Fenómeno ENOS y la generación hidroeléctrica.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM





Ministerio de
Energía y Minas