

MONITOR MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO

ENERO 2025

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista

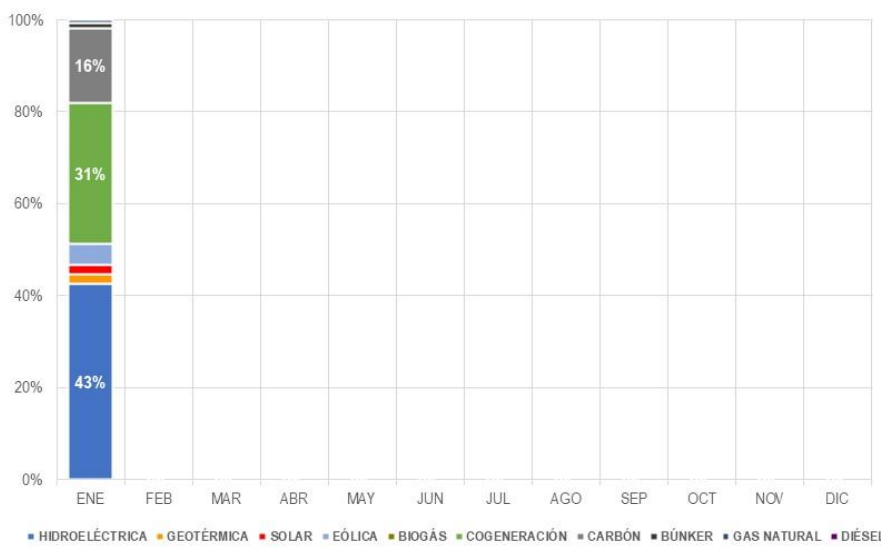
GENERACIÓN DE ENERGÍA

A continuación, se presenta la generación de energía correspondiente al mes de enero y el acumulado anual. Se observa una reducción del **6.50%** en la generación de energía renovable y un incremento del **99.63%** en la generación de energía no renovable en comparación con el mes de diciembre. Este mes de enero la generación proveniente de las centrales hidroeléctricas fue la de mayor aporte en la contribución a la demanda del país con un **42.5%**, seguido de la generación proveniente de los ingenios azucareros (cogeneración) con **30.7%**.

Actualmente la generación del S.N.I. correspondiente al año 2025 es de **1,040.4 GWh**.

RECURSO	ENERO		ACUMULADO	
	GWh	%	GWh	%
Hidroeléctrica	442.4	42.5%	442.4	42.5%
Geotérmica	21.9	2.1%	21.9	2.1%
Solar	20.6	2.0%	20.6	2.0%
Eólica	48.9	4.7%	48.9	4.7%
Biogás	0.0	0.0%	0.0	0.0%
Cogeneración	319.8	30.7%	319.8	30.7%
Carbón	166.7	16.0%	166.7	16.0%
Búnker	13.6	1.3%	13.6	1.3%
Gas Natural	6.6	0.6%	6.6	0.6%
Diésel	0.0	0.0%	0.0	0.0%
TOTAL	1,040.4	100.0%	1,040.4	100.0%
Int. con México	-96.3		-96.3	
Exportación al SER	4.4		4.4	
Demanda	1,132.2		1,132.2	

MATRIZ DE GENERACIÓN - TECNOLOGÍA [AÑO 2025]

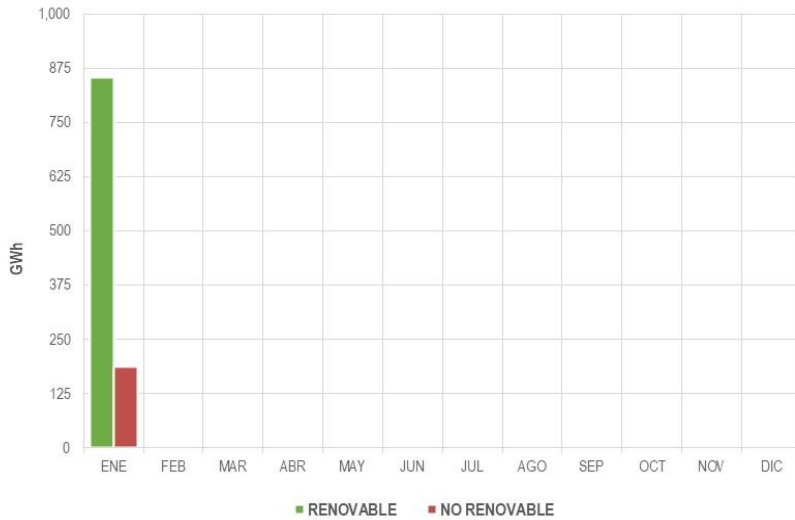


En la gráfica se puede observar el comportamiento de la generación por tipo de tecnología durante el año 2025.

El mes de máxima generación con recursos renovables es el mes de enero con **82.05%** y el mes de máxima generación con recursos no renovables es el mes de enero con un **17.95%**.

La generación por medio de hidroeléctricas ha tenido su máximo aporte en el mes de enero con un **42.5%** y la generación por medio de carbón ha tenido su máximo aporte en el mes de enero con un **16.0%**.

MATRIZ DE GENERACIÓN - RECURSO [AÑO 2025]



El incremento de la generación por medio de recursos renovables en el mes de diciembre se debe principalmente al incremento en el aporte de las centrales hidroeléctricas e ingenios azucareros (cogeneración).

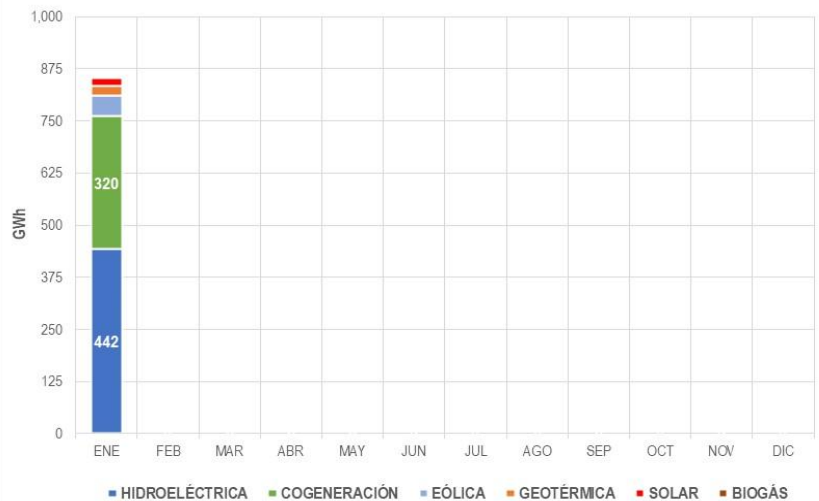
El mes de máxima generación por medio de recursos renovables (hidroeléctrica, geotérmica, solar, eólica, biogás y cogeneración) es el mes de enero con **853.6 GWh**.

El mes de máxima generación por medio de recursos no renovables (carbón, búnker y diésel) es el mes de enero con **186.8 GWh**.

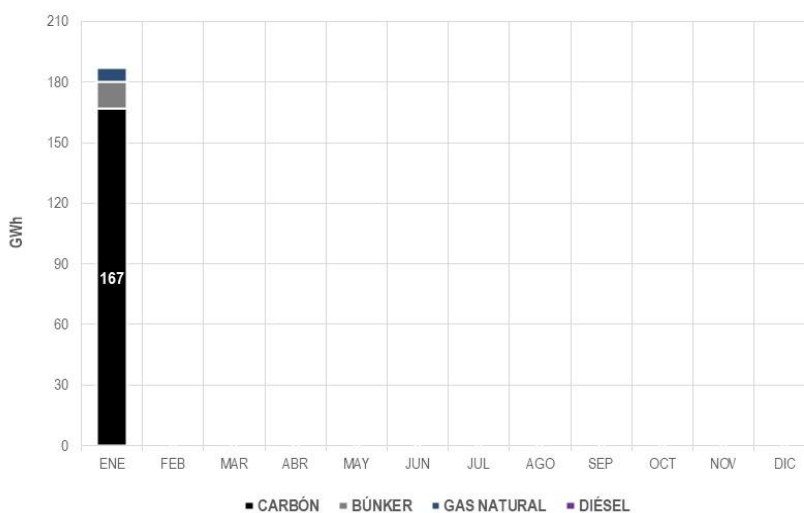
En la gráfica se observa la matriz de generación por medio de recursos renovables, en donde se puede observar que la generación por medio de hidroeléctricas ha sido la de mayor contribución en la matriz energética.

La generación hidroeléctrica ha contribuido a la matriz en un **42.5%**, la geotérmica ha contribuido en un **2.1%**, la solar ha contribuido en un **2.0%**, la eólica ha contribuido en un **4.7%**, la de biogás ha contribuido en un **0.0%**, y la cogeneración ha contribuido en un **30.7%**.

MATRIZ DE GENERACIÓN - RENOVABLE [AÑO 2025]



MATRIZ DE GENERACIÓN - NO RENOVABLE [AÑO 2025]



En la gráfica se observa la matriz de generación por medio de recursos no renovables, en donde se puede observar que la generación por medio de carbón ha sido la de mayor contribución en la matriz, siendo el mes de enero con la mayor contribución a la matriz con **166.7 GWh**.

Nuestra matriz energética está basada en generación por medio de hidroeléctricas y centrales de carbón, esto se evidencia en la capacidad efectiva del S.N.I. en donde las centrales de carbón aportan **1,033.67 MW** que equivale a un **29.1%** de la matriz energética.

En las tablas siguientes se pueden observar los porcentajes de contribución y generación de cada una de las distintas tecnologías a la matriz energética de Guatemala, en el mes de enero se registró la máxima generación renovable con **853.6 GWh** que equivale al **82.05%** de la matriz energética y en el mes de enero se registró la máxima generación con recursos no renovables con **186.8 GWh** que equivale a un **17.95%** de la matriz energética.

RECURSO	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Hidroeléctrica	442											
Geotérmica	22											
Solar	21											
Eólica	49											
Biogás	0											
Cogeneración	320											
Carbón	167											
Búnker	14											
Gas Natural	7											
Diésel	0											
Totales	1,040											

RECURSO	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Hidroeléctrica	43%											
Geotérmica	2%											
Solar	2%											
Eólica	5%											
Biogás	0%											
Cogeneración	31%											
Carbón	16%											
Búnker	1%											
Gas Natural	1%											
Diésel	0%											
Totales	100%											

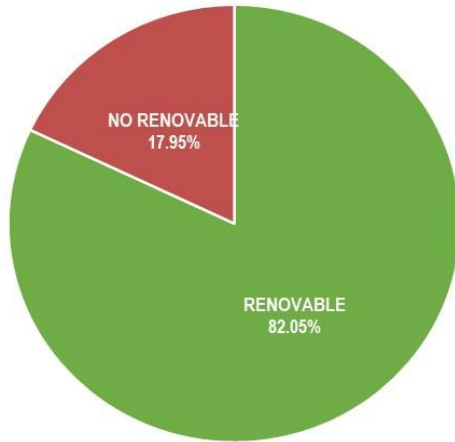
En las tablas siguientes se pueden observar los porcentajes de contribución y generación de cada uno de los distintos tipos de recursos a la matriz energética de Guatemala, en el mes de enero se registró la máxima generación renovable con un aporte equivalente al **82.05%** de la matriz energética y en el mes de enero se registró la máxima generación con recursos no renovables con un aporte equivalente al **17.95%** de la matriz energética.

RECURSO	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Renovable	853.6											
No Renovable	186.8											
Totales	1,040											

RECURSO	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Renovable	82%											
No Renovable	18%											
Totales	100%											

Durante el año 2025 se tiene una producción de energía eléctrica por medio de recursos renovables del **82.05%** y por medio de recursos no renovables del **17.95%**, de los cuales se distribuyen de la siguiente manera:

MATRIZ DE GENERACIÓN - RECURSO [AÑO 2025]



RECURSO	GWh	%
Hidroeléctrica	442.4	42.5%
Geotérmica	21.9	2.1%
Solar	20.6	2.0%
Eólica	48.9	4.7%
Biogás	0.0	0.0%
Cogeneración	319.8	30.7%
Total	853.6	82.0%

RECURSO	GWh	%
Carbón	166.7	16.0%
Búnker	13.6	1.3%
Gas Natural	6.6	0.6%
Diésel	0.0	0.0%
Total	186.8	18.0%

DEMANDA DE ENERGÍA

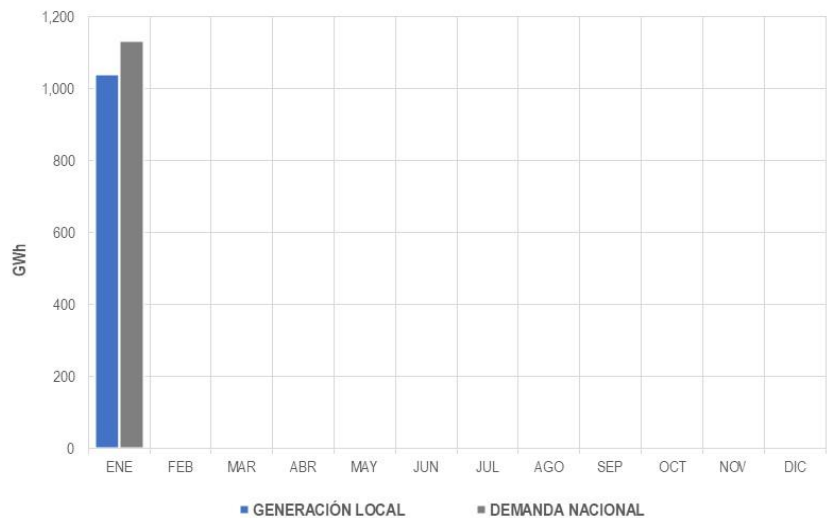
Para el caso de la demanda de energía para este año 2025, en el mes de enero se observa un incremento del **3.16%** en comparación con el mes de diciembre; en lo que va del año la demanda del S.N.I. es de **1,132.2 GWh**.

CONCEPTO	2025 [GWh]
Generación Local	1,040.4
Demanda Local	1,132.2
Interconexión con México	-96.3
Exportación al SER	4.4

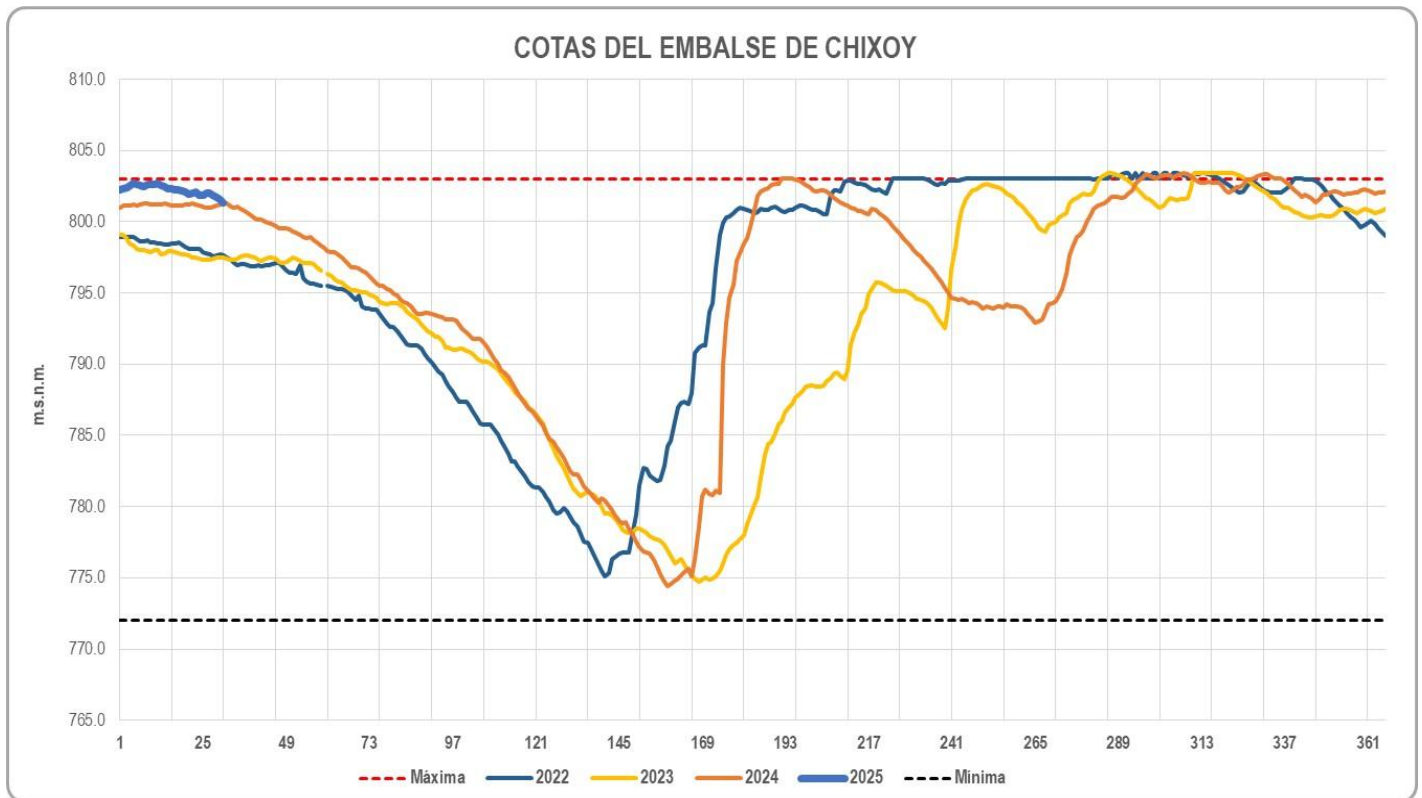
La diferencia de **-91.8 GWh** entre la generación y la demanda local, se distribuye en **4.4 GWh** de Exportación al SER y **96.3 GWh** netos de la Interconexión con México.

El mes de menor generación en el año 2025 ha sido el mes de enero con **1,040.4 GWh**, y el mes de mayor generación ha sido el mes de enero con **1,040.4 GWh**. Para la demanda el mes de menor demanda ha sido el mes de enero con **1,132.2 GWh** y el mes de mayor demanda ha sido el mes de enero con **1,132.2 GWh**.

GENERACIÓN VS DEMANDA [AÑO 2025]



CONCEPTO	MIN 2025 [GWh]	MAX 2025 [GWh]
Generación Local	1,040.4	1,040.4
Demanda	1,132.2	1,132.2
Importación con México	-96.3	-96.3
Exportación con México	0.0	0.0
Exportación al SER	4.4	4.4



La presente gráfica muestra la cota del embalse de Chixoy de los últimos 4 años, al finalizar el mes de enero de 2025; la cota del embalse se encuentra en la **802.15 m.s.n.m.**, con una reducción de **0.80 metros** en la cota en comparación a la cota registrada al finalizar el mes de diciembre; con una reducción de **1.65 metros** sobre la cota máximo del embalse y encontrándose en condición de vertimiento. La cota actual que presenta el embalse se encuentra dentro del comportamiento típico del embalse, pero con un mayor aporte hidrológico comparado con el año 2023.

Lo indicado por el Administrador del Mercado Mayorista en la Programación de Largo Plazo Versión Definitiva Mayo 2024 – Abril 2025, la generación se espera por arriba del promedio para la mayoría de las centrales.

PRECIO DE OPORTUNIDAD DE LA ENERGÍA

El precio de oportunidad de la energía (POE) puede variar en base a ciertos criterios, dentro de los cuales se pueden mencionar: el aporte de generación según el tipo de tecnología en cada una de las bandas horarias (mínima, media y máxima), el costo variable de generación de las centrales (CVG), centrales de generación en mantenimiento, la demanda máxima de cada banda horaria, importaciones, entre otros.

En la gráfica siguiente se puede observar que el Precio de Oportunidad de la Energía para cada uno de los meses del año 2025, en el mes de enero se registró un valor de **62.19 US\$/MWh**, comparado con el valor registrado en el mes de noviembre de **54.27 US\$/MWh**, lo cual significa un incremento del **14.59%**, esto derivado de la marginación en la generación de las centrales carboneras.

Se espera que el aporte de generación hidráulica se reduzca en el mes de febrero debido a la finalización de la época lluviosa en el país, donde se reducirá el aporte hidrológico en el país. Los ingenios azucareros que se encuentran en su periodo de Zafra 2024-2025 son los siguientes: Pantaleón Bloque 1 y 3, Magdalena Bloque 3, 4, 6 y 7, La Unión, Madre Tierra, Santa Ana Bloque 1 y 2, Tulula Bloque 1 y 4, Trinidad Bloque 3 y 4 y Palo Gordo Bloque 2.

**PRECIO DE OPORTUNIDAD DE LA ENERGÍA
PROMEDIO [ANUAL 2025]**



El precio de oportunidad de la energía ha mostrado un incremento en el mes de enero, debido a la marginación de las centrales de carboneras; por lo que se reduce el aporte de centrales carboneras y búnker que poseen un Costo Variable de Generación [CVG] más elevado que los ingenios azucareros (cogeneración).

La siguiente tabla muestra los valores del precio de oportunidad de la energía para cada uno de los meses del año 2025 identificado el promedio, el máximo y mínimo valor mensual; en donde el valor máximo ha ocurrido en el mes de enero con un valor de **US\$ 145.68** por MWh y el valor mínimo ha ocurrido en el mes de enero con un valor de **US\$ 2.58** por MWh.

CONCEPTO	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Promedio	62.19											
Máximo	145.68											
Mínimo	2.58											

La siguiente tabla muestra los valores del precio de oportunidad de la energía para cada uno de los meses del año 2024, identificado el promedio de las bandas de energía [Mínima, Media y Máxima], la banda mínima tiene un período de tiempo de las 22:01 horas a las 06:00 horas, la banda media tiene un período de tiempo de las 06:01 a las 17:59 horas y la banda máxima tiene un período de tiempo de las 18:00 a las 21:59 horas.

BANDA	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Mínima	46.00											
Media	63.19											
Máxima	80.82											

El máximo precio de oportunidad de la energía que se registró en el mes ocurrió el día 20 de enero, con un valor de **US\$ 145.68** por MWh, con una reducción del **3.41%** en comparación con el mes de diciembre.

CONCEPTO	POE MÁXIMO MENSUAL
Precio	145.68
Día	20-Jan-25
Hora	9:00
Generador	Térmica, 1

El mínimo precio de oportunidad de la energía que se registró en el mes ocurrió el día 26 de enero, con un valor de **US\$ 2.58** por MWh, con un incremento del **307.78%** en comparación con el mes de diciembre.

CONCEPTO	POE MÍNIMO MENSUAL
Precio	2.58
Día	26-Jan-25
Hora	1:00
Generador	Magdalena Bloque 6

CONCEPTO	POE MÁXIMO ANUAL
Precio	145.68
Día	20-Jan-25
Hora	9:00
Generador	Térmica, 1

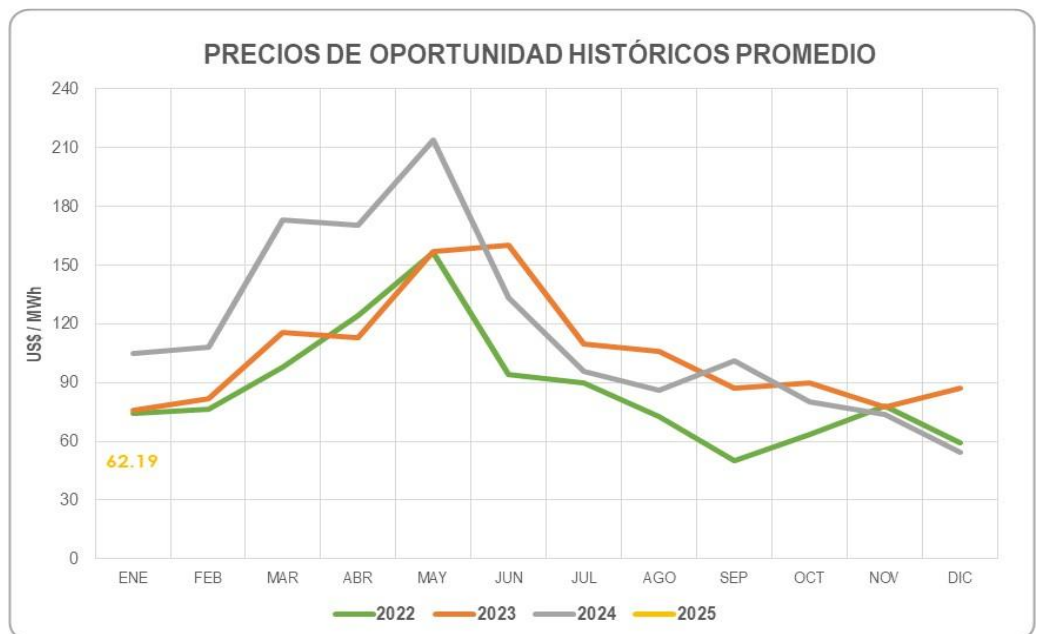
POE PROMEDIO ANUAL
62.19

CONCEPTO	POE MÍNIMO ANUAL
Precio	2.58
Día	26-Jan-25
Hora	1:00
Generador	Magdalena Bloque 6

El promedio del precio de oportunidad de la energía para el año 2025 es de **US\$ 62.19** por MWh, mientras que en el año 2023 el promedio anual fue de **US\$ 116.32** por MWh, lo que refleja una reducción del **46.53%**.

La gráfica muestra el precio de oportunidad promedio histórico de los últimos 4 años.

Se puede observar que este año 2025 se han registrado precios más altos en comparación con el año 2024, esto derivado de la reducción en las lluvias en el país y el incremento en los precios de los combustibles, lo que ha llevado a que las centrales de carbón se encuentren marginando el precio de oportunidad en un **55.51%** durante el año 2025.



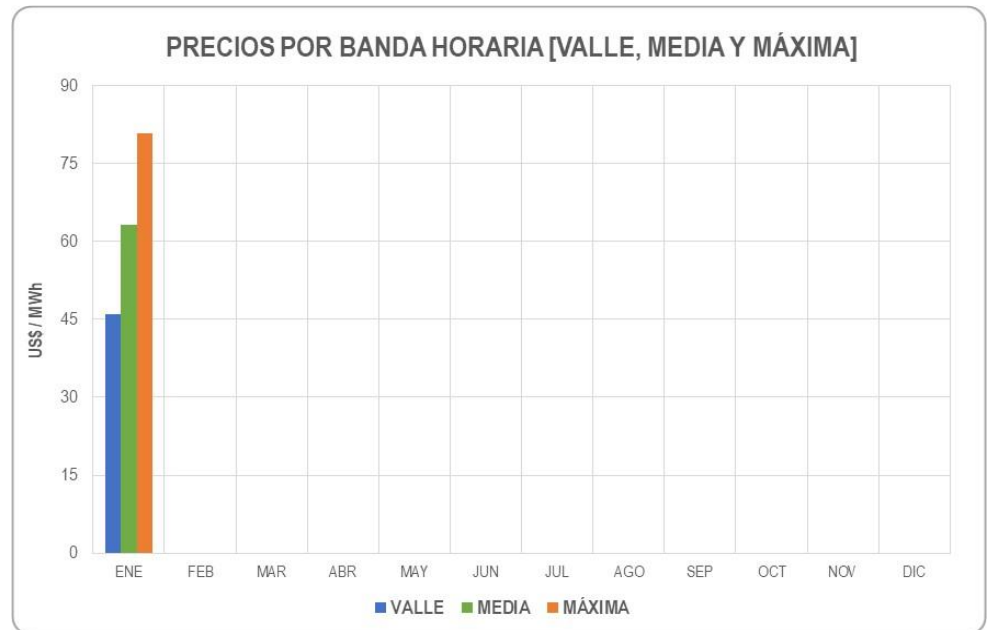
Para el mes de enero se observa un precio spot promedio máximo de **US\$ 94.58** por MWh y un precio spot promedio mínimo de **US\$ 32.52** por MWh.

Durante el año 2025, se observa un precio spot promedio máximo de **US\$ 94.58** por MWh, un precio spot mínimo de **US\$ 32.52** por MWh y un precio spot promedio anual de **US\$ 62.19** por MWh.

CONCEPTO	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Máximo	94.58											
Mínimo	32.52											
Promedio	62.19											

Para el mes de enero se observa un precio spot promedio en la banda valle de **US\$ 46.00** por MWh, un precio spot promedio en la banda media de **US\$ 63.19** por MWh y un precio spot promedio en la banda máxima de **US\$ 80.82** por MWh.

Durante el año 2025, se observa un precio spot promedio en la banda valle de **US\$ 46.00** por MWh, un precio spot promedio en la banda media de **US\$ 63.19** por MWh y un precio spot promedio en la banda máxima de **US\$ 80.82** por MWh.



CONCEPTO	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Banda Valle	46.00											
Banda Media	63.19											
Banda Máxima	80.82											

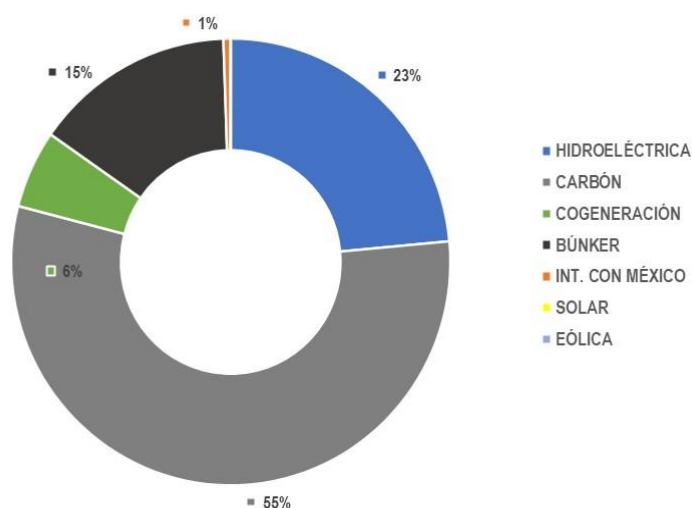
GENERADOR MARGINAL

Para el mes de enero se registró un **55.51%** en donde el precio de oportunidad de la energía fue marginado por centrales de carbón, esto debido a la reducción en la generación de las centrales hidroeléctricas. Durante el año 2025 se ha registrado un **55.51%** en donde el precio de oportunidad de la energía ha sido marginado por centrales de carbón, es notorio que nuestra matriz energética tenga un porcentaje importante de fijación del precio spot en la tecnología de carbón.

ENERO 2025		
RECURSO	HORAS	%
Hidroeléctrica	175	23.52%
Carbón	413	55.51%
Cogeneración	42	5.65%
Búnker	110	14.78%
Interconexión con México	4	0.54%
Solar	0	0.00%
Eólica	0	0.00%
TOTAL	744	100.00%

AÑO 2025		
RECURSO	HORAS	%
Hidroeléctrica	175	23.52%
Carbón	413	55.51%
Cogeneración	42	5.65%
Búnker	110	14.78%
Interconexión con México	4	0.54%
Solar	0	0.00%
Eólica	0	0.00%
TOTAL	744	100.00%

TECNOLOGÍA MARGINAL [AÑO 2025]



La gráfica muestra el porcentaje de cada una de las tecnologías del parque generador de Guatemala que ha marginado el precio de oportunidad de la energía.

La tecnología carbón ha marginado un **55.51%** de las horas el precio de oportunidad de la energía, esto debido a la reducción en las lluvias, lo que se ve reflejado en poca generación de las centrales hidroeléctricas.

Esta condición en la marginación del precio de oportunidad de la energía por medio de carbón se ve reflejada en el incremento en el precio de oportunidad.

PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

Los precios de los combustibles para el mes de enero fueron tomados de la página de internet <https://www.barchart.com/> en donde se puede observar que los precios de carbón se han mantenido en promedio de los US\$ 107.45 mt.

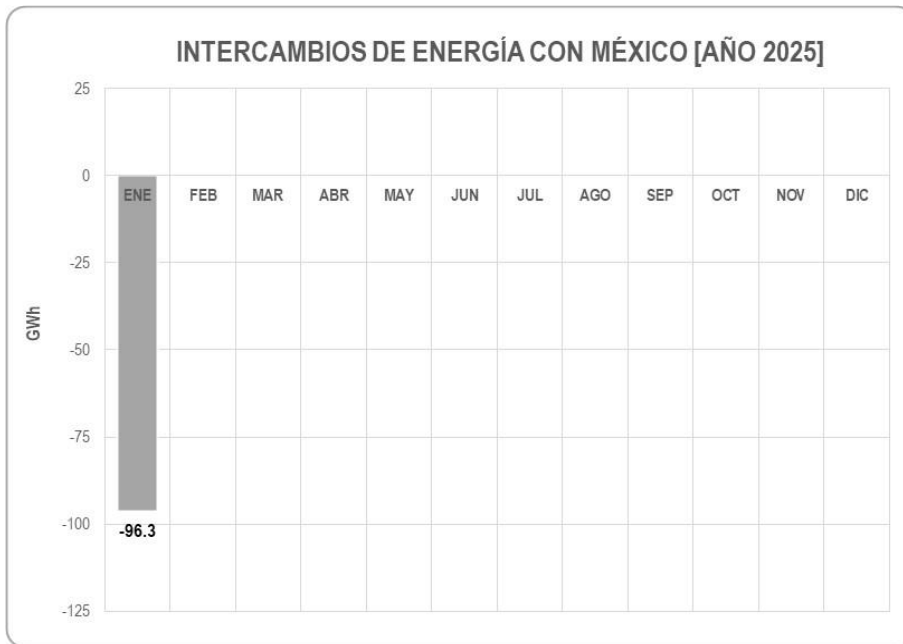
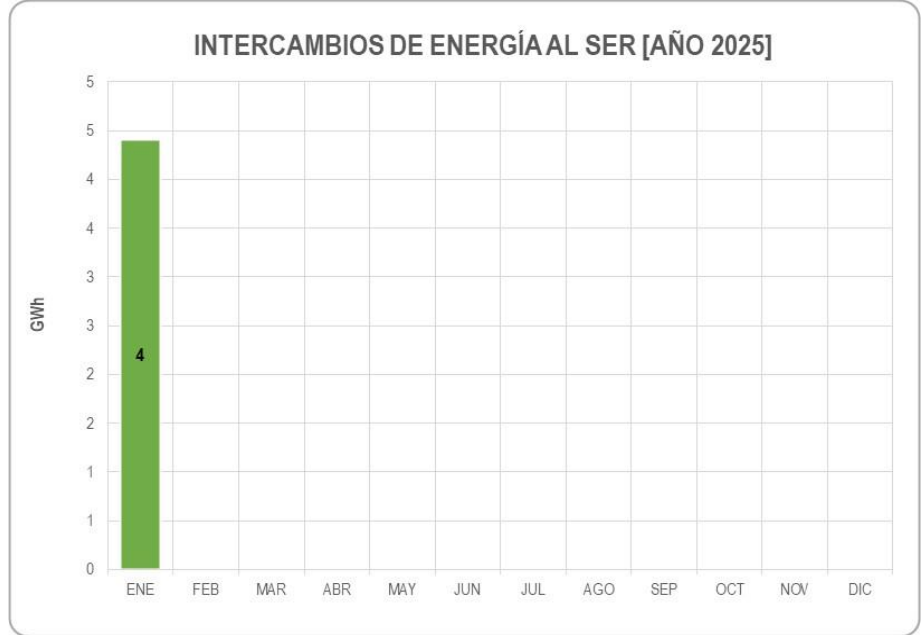
DÍA	COAL (API 2) CIF ARA ITFG25 [Feb 2025] [\$/mt]			CRUDE OIL – WTI CLG25 [Feb 2025] [\$/barrel]			NATURAL GAS – LDAY F HHG25 [Feb 2025] [\$/MMBtu]			NATURAL GAS NGG25 [Feb 2025] [\$/MMBtu]		
	Precio	Cambio	%	Precio	Cambio	%	Precio	Cambio	%	Precio	Cambio	%
03.01	111.95	-1.60	-1.41%	74.03	0.85	1.16%	3.359	-0.286	-7.85%	3.361	-0.301	-8.22%
06.01	107.15	-4.80	-4.29%	73.48	-0.55	-0.74%	3.710	0.351	10.45%	3.698	0.337	10.03%
07.01	108.15	1.00	0.93%	74.24	0.76	1.03%	3.430	-0.280	-7.55%	3.431	-0.267	-7.22%
08.01	104.50	-3.65	-3.37%	73.32	-0.92	-1.24%	3.680	0.250	7.29%	3.681	0.250	7.29%
09.01	102.45	-2.05	-1.96%	74.27	0.95	1.30%	3.691	0.011	0.30%	3.704	0.023	0.62%
10.01	103.75	1.30	1.27%	76.41	2.14	2.88%	3.963	0.272	7.37%	3.975	0.271	7.32%
13.01	100.90	-2.85	-2.75%	79.08	2.67	3.49%	3.847	-0.116	-2.93%	3.858	-0.117	-2.94%
14.01	105.85	4.95	4.91%	77.51	-1.57	-1.99%	3.967	0.120	3.12%	3.965	0.107	2.77%
15.01	103.85	-2.00	-1.89%	79.65	2.14	2.76%	4.016	0.049	1.24%	4.027	0.062	1.56%
16.01	104.75	0.90	0.87%	79.02	-0.63	-0.79%	4.132	0.116	2.89%	4.131	0.104	2.58%
17.01	108.00	3.25	3.10%	78.04	-0.98	-1.24%	3.914	-0.218	-5.28%	3.916	-0.215	-5.20%
20.01	108.75	0.75	0.69%	76.89	-1.15	-1.47%	3.828	-0.086	-2.20%	3.830	-0.086	-2.20%
21.01	109.25	0.50	0.46%	76.06	-0.83	-1.08%	3.750	-0.078	-2.04%	3.758	-0.072	-1.88%
22.01	112.75	3.50	3.20%	75.89	-0.17	-0.22%	3.961	0.211	5.63%	3.964	0.206	5.48%
23.01	108.60	-4.15	-3.68%	75.25	-0.64	-0.84%	3.915	-0.046	-1.16%	3.935	-0.029	-0.73%
24.01	106.65	-1.95	-1.80%	75.89	0.64	0.85%	3.948	0.033	0.84%	3.957	0.022	0.56%
27.01	107.30	0.65	0.61%	73.16	-2.73	-3.60%	3.226	-0.722	-18.2%	3.242	-0.715	-18.07%
28.01	105.40	-1.90	-1.77%	73.13	-0.03	-0.04%	3.116	-0.110	-3.41%	3.128	-0.114	-3.52%
29.01	108.45	3.05	2.89%	72.90	-0.23	-0.31%	3.151	0.035	1.12%	3.166	0.038	1.21%
30.01	108.55	0.10	0.09%	72.79	-0.11	-0.15%	3.043	-0.108	-3.43%	3.052	-0.114	-3.60%
31.01	107.45	-1.10	-1.01%	72.16	-0.63	-0.87%	3.051	0.008	0.26%	3.051	-0.001	-0.03%

INTERCAMBIOS DE ENERGÍA SER Y MÉXICO

Los intercambios de energía al SER para el mes de enero han registrado un valor de **4.4 GWh** (Exportación), lo que equivale a una reducción del **68.99%** en relación al mes de diciembre.

En el mes de enero se registró el máximo valor de intercambio al SER por un monto de **4.4 GWh**. En el mes de enero se registró el mínimo valor de intercambio al SER por un monto de **4.5 GWh**.

Estos intercambios provienen de las transacciones comerciales que los agentes del Mercado Mayorista realizan; por medio de los Contratos No Firmes Físico Flexibles, Contratos Firmes y de Oportunidad.



Los intercambios de energía con México para el mes de enero han registrado un valor de **96.3 GWh** [Importación de Energía], lo que equivale a una reducción del **8.51%** en relación al mes de diciembre.

En el mes de enero es donde se ha registrado el máximo valor de importación de energía con México por un monto de **96.3 GWh**. En lo que va del año no se ha registrado valores de exportación de energía a México.

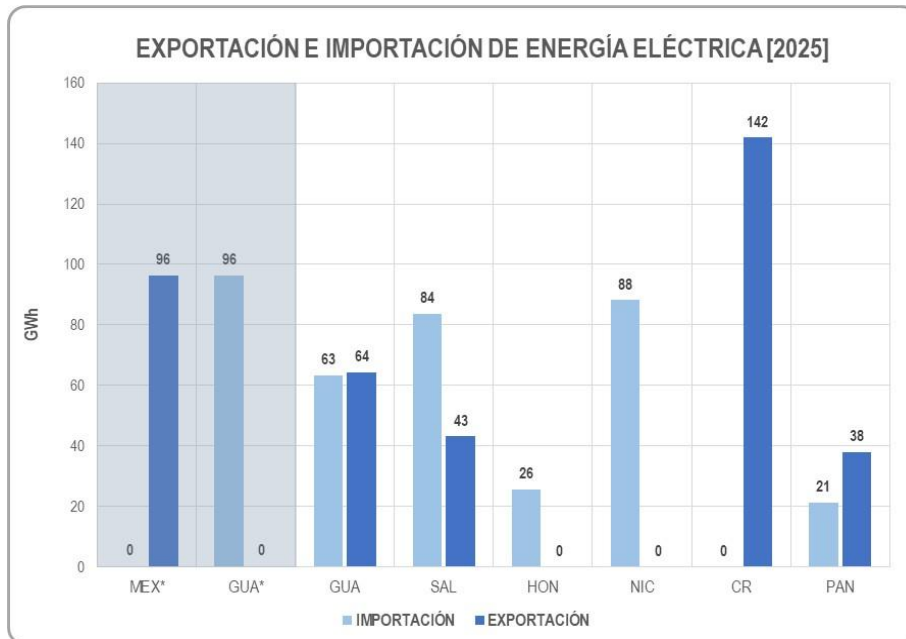
En el año 2025 se tiene un valor neto de intercambios de energía con México por un monto de **96.3 GWh** (Importación).

A continuación, se presentan los valores de los meses del año 2024 de los intercambios ocurridos con el SER y México:

INTERCAMBIOS [GWh]	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
SER	4											
México	-96											

Durante el año 2025 se han registrado **0.20 GWh** de Exportación y **96.46 GWh** de Importación de Energía Eléctrica de México a Guatemala a través de la Interconexión con México.

De acuerdo al EOR, en el Mercado Eléctrico Regional se han registro **287.30 GWh** de Exportación de Energía Eléctrica, siendo Costa Rica el máximo exportador de energía al MER con un **49.40%**, de la misma manera se han registrado **282.14 GWh** de Importación de Energía Eléctrica, siendo Nicaragua el máximo importador de energía del MER con un **31.26%**.

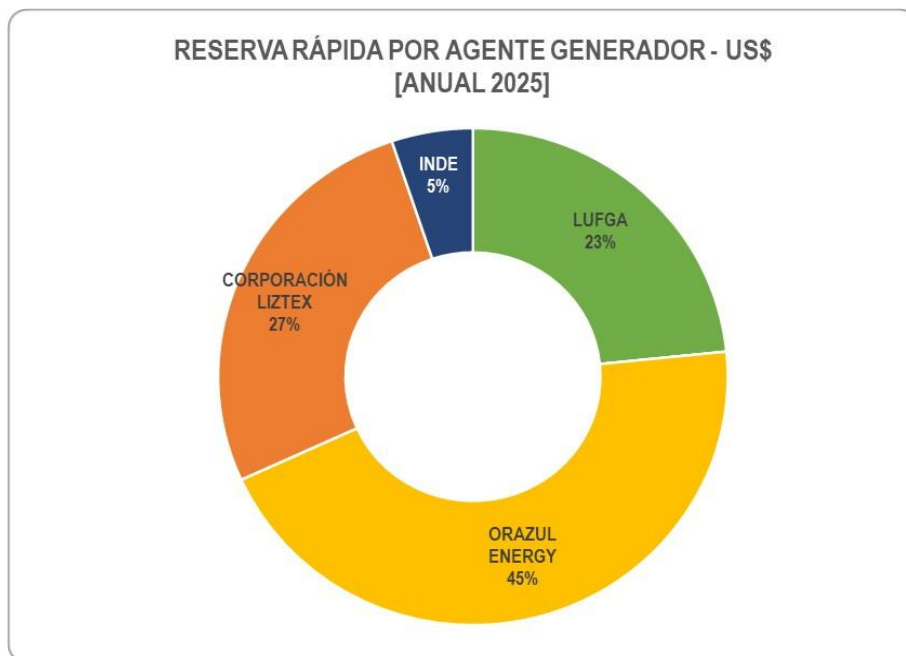


SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

RESERVA RÁPIDA [RRA]

Durante el año 2025 el servicio complementario de reserva rápida se encuentra distribuido dentro de 4 agentes: LUFGA, Orazul Energy, Corporación Liztex e INDE.

El agente Orazul Energy es quien tiene el mayor porcentaje de participación de este mercado, con un valor de **44.8%**, lo que equivale a una cantidad de **2,063.66 MW** ofertados con un ingreso percibido de **US\$ 592,471** en lo que va del año 2025.



En las siguientes tablas se presentan los MW ofertados y los ingresos percibidos por cada uno de los agentes del Mercado Mayorista por la prestación del servicio complementario de Reserva Rápida [RRA] para el año 2025.

MW OFERTADOS				
MES	LUFGA	INDE	ORAZUL ENERGY	LIZTEX
Ene	1,078	238	2,064	1,228
Feb				

INGRESOS PERCIBIDOS				
MES	LUFGA	INDE	ORAZUL ENERGY	LIZTEX
Ene	309,368	68,251	592,471	352,493
Feb				

MW OFERTADOS				
MES	LUFGA	INDE	ORAZUL ENERGY	LIZTEX
Mar				
Abr				
May				
Jun				
Jul				
Ago				
Sep				
Oct				
Nov				
Dic				
TOTAL	1,078	238	2,064	1,228

INGRESOS PERCIBIDOS				
MES	LUFGA	INDE	ORAZUL ENERGY	LIZTEX
Mar				
Abr				
May				
Jun				
Jul				
Ago				
Sep				
Oct				
Nov				
Dic				
TOTAL	309,368	68,251	592,471	352,493

Las unidades generadoras que están habilitadas para la prestación del servicio complementario de Reserva Rápida [RRa] en el Mercado Mayorista, con su respectivo margen habilitado, son las que se muestran a continuación:

UNIDAD	MW
ARI-O1	14.90
ARI-O2	15.62
ARI-O3	13.48
ARI-O4	15.58

UNIDAD	MW
ARI-O5	16.66
ARI-O6	14.89
ARI-O7	15.47
ARI-O8	15.58

UNIDAD	MW
ARI-O9	15.50
ARI-O10	14.80
ELG-B1	6.78
ELG-B2	6.99

UNIDAD	MW
LPA-B4	14.60
LPA-B5	5.17
TAM-G1	34.76
TAM-G2	34.74

UNIDAD	MW
TDL-B6	4.62
TDL-B7	4.09
TDL-B8	6.70
TDL-B9	6.20

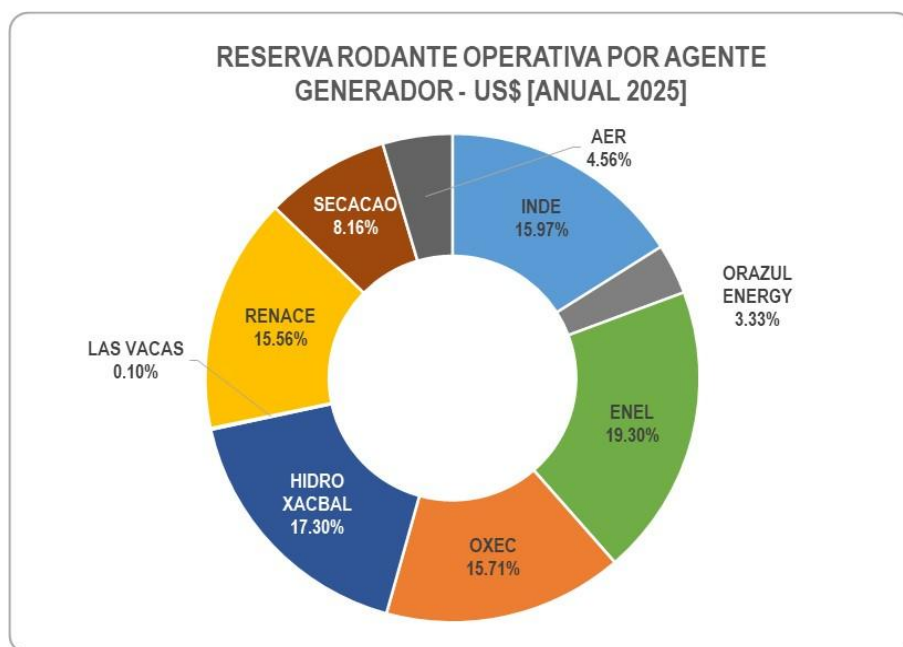
UNIDAD	MW
TDL-B11	6.56
TDL-B12	7.97

UNIDAD	MW

UNIDAD	MW

UNIDAD	MW

TOTAL
291.66 MW



RESERVA RODANTE OPERATIVA [RRO]

Durante el año 2025 el servicio complementario de reserva rodante operativa se encuentra distribuido dentro de 9 agentes: INDE, Orazul Energy, Enel, Oxec, Grupo Terra, Hidroeléctrica Las Vacas, Renace, Secacao y Alternativa de Energía Renovable.

El agente Enel es quien tiene el mayor porcentaje de participación de este mercado, con un valor de **19.30%**, lo que equivale a una cantidad de **12,659 MW** ofertados con un ingreso percibido de **US\$ 902,686** durante el año 2025.

En las siguientes tablas se presentan los MW ofertados y los ingresos percibidos por cada uno de los agentes del Mercado Mayorista se por la prestación del servicio complementario de Reserva Rodante Operativa [RRO] para el año 2025.

MW OFERTADOS								
MES	INDE	ORAZUL ENERGY	ENEL	OXEC	HIDRO XACBAL	LAS VACAS	RENACE	SECACAO
Ene	10,455	4,288	12,659	10,623	11,465	33	10,513	5,625
Feb								
Mar								
Abr								
May								
Jun								
Jul								
Ago								
Sep								
Oct								
Nov								
Dic								
TOTAL	10,455	4,288	12,659	10,623	11,465	33	10,513	5,625

INGRESOS PERCIBIDOS								
MES	INDE	ORAZUL ENERGY	ENEL	OXEC	HIDRO XACBAL	LAS VACAS	RENACE	SECACAO
Ene	746,837	155,715	902,686	734,787	809,204	4,603	727,958	381,853
Feb								
Mar								
Abr								
May								
Jun								
Jul								
Ago								
Sep								
Oct								
Nov								
Dic								
TOTAL	746,837	155,715	902,686	734,787	809,204	4,603	727,958	381,853

Las unidades generadoras que están habilitadas para la prestación del servicio complementario de Reserva Rodante Operativa [RRO] en el Mercado Mayorista, con su respectivo margen habilitado, son las que se muestran a continuación:

UNIDAD	MW	UNIDAD	MW	UNIDAD	MW	UNIDAD	MW	UNIDAD	MW
CAN-H1	6.45	LVA-H1	5.00	REN-H2	8.00	ARI-O2	5.15	LPA-B2	5.18
CAN-H2	6.45	LVA-H2	5.00	REN-H3	8.00	ARI-O3	5.15	LPA-B3	5.18
CHX-H1	12.08	OX2-H1	5.49	RE4-H1	9.85	ARI-O4	5.15	LPA-B4	5.20
CHX-H2	12.08	OX2-H2	5.49	RE4-H2	9.50	ARI-O5	5.15	MNL-H14	4.52
CHX-H3	12.08	OX2-H3	5.49	SEC-H	6.00	ARI-O6	5.15		
CHX-H4	12.08	OXE-H1	5.00	XAC-H1	11.00	ARI-O7	5.15		
CHX-H5	12.08	OXE-H2	5.00	XAC-H2	11.00	ARI-O8	5.15		
JUR-H1	5.69	PVI-H1	11.40	XAD-H1	7.92	ARI-O9	5.15		
JUR-H2	5.69	PVI-H2	11.40	XAD-H2	7.92	ARI-O10	5.15		
JUR-H3	5.69	REN-H1	8.00	ARI-O1	5.15	LPA-B1	5.05		
TOTAL									
313.46 MW									

SOBRECOSTOS DE GENERACIÓN FORZADA

Durante el año 2025 los Sobrecostos de Generación Forzada tienen un monto de **US\$ 11,443,958**.

Los sobrecostos de generación forzada con mayor porcentaje de participación son los siguientes:

La Inflexibilidad de la Oferta de Importación [IOI] es el de mayor porcentaje de participación con una participación de **99.42%** que equivale a **US\$ 11,377,971**, seguido por Arranque y Parada [AYP] con un **0.31%** que equivale a **US\$ 35,054**.



En la siguiente tabla se presentan los Sobrecostos de Generación Forzada por cada uno de los motivos que la originan para el año 2025.

SOBRECOSTOS DE GENERACIÓN FORZADA [US\$]									
MES	REAM	RSPT	RSST	AYP	CC	RRA	RRO	IOI	SDE
Ene	1,913	0	0	35,054	0	1,281	27,300	11,377,971	440
Feb									
Mar									
Abr									
May									
Jun									
Jul									
Ago									
Sep									
Oct									
Nov									
Dic									
TOTAL	1,913	0	0	35,054	0	1,281	27,300	11,377,971	440

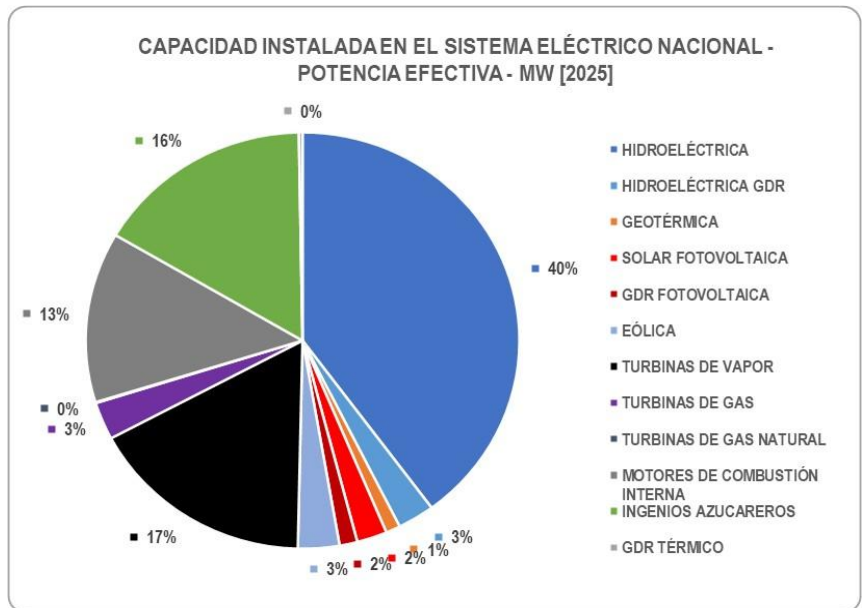
REAM Requerimiento del AMM
 RSPT Restricciones Sistema Principal
 RSST Restricciones Sistema Secundario
 AYP Arranque y Parada
 CC Compromisos Contractuales

RRA Reserva Rápida
 RRO Reserva Rodante Operativa
 IOI Inflexibilidad de la Oferta de Importación
 SDE Exportación de Energía.

CAPACIDAD INSTALADA EN EL S.N.I. [POTENCIA EFECTIVA]

La capacidad instalada en el Sistema Nacional Interconectado [S.N.I.] de Guatemala, tomando como base la potencia efectiva de cada central generadora, para el año 2025 cuenta con **3,557.1 MW**, de los cuales el **43%** corresponden a hidroeléctricas, el **16%** corresponden a ingenios azucareros, los cuales **433.35 MW** tiene la capacidad de generar con biomasa y carbón, el **17%** corresponde a turbinas de vapor y el **13%** corresponde a motores de combustión interna.

TECNOLOGÍA	MW	%
Hidroeléctrica	1,417.5	40%
Hidroeléctrica GDR	98.0	3%
Geotérmica	38.2	1%
Solar Fotovoltaica	80.0	2%
GDR Fotovoltaica	47.4	1%
Eólica	109.8	3%
Turbinas de Vapor	600.3	17%
Turbinas de Gas	103.7	3%
Turb. de Gas Natural	2.6	0%
Motores de CI	471.1	13%
Ing. Azucareros	578.9	16%
GDR Térmico	9.5	0%
TOTAL	3,557.1	100%



Como resultado de las Pruebas de Potencia Máxima al parque generador de Guatemala se han reducido **457.66 MW** que equivale al **11.40%** de la capacidad instalada de cada central generadora.

Los ingenios azucareros han disminuido su capacidad en un **32.75%** del total de los MW reducidos, que equivale a **281.87 MW**.