

Simulación del MEM en Colombia

Agosto 2023



Contenido

Parte 1

- Antecedentes

Parte 2: Supuestos y resultados energéticos

- Resumen de supuestos 2040
- Expansión
- Resultados en precios de bolsa
- Comparación generación real

Parte 3: Impacto al consumidor final

- Impacto Nacional
- Impacto en Costa Caribe
- Conclusiones

Parte: 4 Anexos

Anexo 1: Situación Actual y Supuestos

- Aportes
- Nivel de Embalses
- Demanda
- Costos de Combustibles

Resumen de Supuestos

- Aportes
- Demanda
- Expansión
- Restricciones

Anexo 2 Resultados(Precios de bolsa, Generación ideal, Generación real)

- Escenario 1
- Escenario 2
- Escenario 3
- Escenario 4

Parte I: Antecedentes

Antecedentes

Como es bien sabido los proyectos de la Guajira que resultaron de las subastas de contratos de largo plazo realizada por el Ministerio de Minas y energía a partir del año 2019 presentan retrasos importantes por situaciones de licencia ambiental y/o problemáticas con la comunidad, sobre todo en la región de la Guajira, lo que les ha afectado para cumplir obligaciones de entrega de energía comprometida mediante contratos bilaterales con comercializadores del SIN. EDPR quiere presentar al gobierno nacional el impacto en horizontes de largo plazo para la tarifa del usuario final bajo diferentes escenarios



Los **33 proyectos adjudicados** en las subastas de CxC y de CLP suman un total de **5,170 MW**. **25** de estos proyectos son de tecnología **solar** y **eólica**, con una capacidad total de **1,634 y 1,577 MW**, respectivamente.

Fuente: XM

Subasta de CxC + **Subasta de Contratos de Largo Plazo (Renovables)**

OBJETIVO: Evaluar el impacto económico en las componentes de Generación (G) y Restricciones (R) de la tarifa del consumidor final regulado tras la no construcción de los proyectos de FNCER en diferentes escenarios.

METODOLOGÍA: Se realiza un análisis comparativo de varios escenarios de matriz energética entorno a dos variables, la entrada en operación de la 5^a a la 8^a unidad de hidroituango y la construcción de proyectos FNCER. A partir de la información de las proyecciones de precios de bolsa se hace un análisis del impacto en la componente G teniendo en cuenta la energía contratada y las posibles compras en bolsa y de la componente R teniendo en cuenta la generación fuera de mérito, además, teniendo en cuenta el crecimiento de la demanda de energía previsto por la UPME.

PRINCIPALES CONCLUSIONES: Los resultados indican que la no entrada de los proyectos FNCER de la subasta 2019 y 2021 harían que para el año 2028 se tenga un aumento del 80% en los precios de bolsa. Por otra parte, con respecto al caso donde solo entra una etapa del proyecto Hidroituango, el aumento en los precios de bolsa es del 66%. En los escenarios pesimistas los sobrecostos en generación pueden ser de hasta 142 billones de pesos hasta el 2035, ocasionando un incremento medio del 36 % en la tarifa del usuario final. El impacto en restricciones nacionales asciende a 1.38 billones hasta el 2035. Todos estos valores no tienen en cuenta la inflación. Al incrementar los costos de las componentes G y R, el estado se vería impactado hasta por 9 billones de pesos hasta el 2035. ***Cifras en pesos constantes de junio de 2023

Parte 2:

Supuestos y resultados energéticos

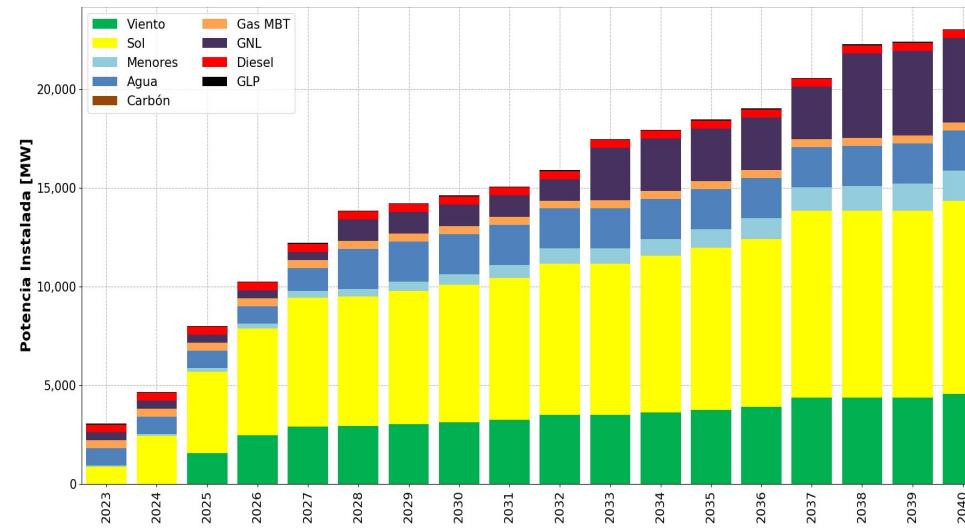
Resumen Supuestos - 2040

Variable	Escenario 1: Con FNCER 1	Escenario 2: Con FNCER 2	Escenario 3: Sin FNCER 3	Escenario 4: Sin FNCER 4
Demanda			Esc. Alto UPME (Jul. 2022)	
Aportes Hídricos	- Hidrología Niño estocástica (frecuencia entre 4 y 7 años) - Hidrología Niña estocástica (frecuencia entre 1 y 3 años después de Niño) - Condiciones neutras para el resto de años.			
	Niño: Agosto 2023 - Marzo 2024	Niño: Agosto 2023 - Agosto 2024	Niño: Agosto 2023 - Marzo 2024	Niño: Agosto 2023 - Agosto 2024
Expansión	<p>Hidroituango: 2,320MW</p> <ul style="list-style-type: none"> (3ra unidad 1ra etapa) Diciembre 2023 (4ta unidad 1ra etapa) Diciembre 2023 (5ta unidad, 2da etapa) Diciembre 2027 (6ta unidad, 2da etapa) Marzo 2028 (7ma unidad, 2da etapa) Junio 2028 (8va unidad, 2da etapa) Septiembre 2028 <p>Optimista con SLP2 y SLP3 + Estimado CXC 2027-2028</p> <ul style="list-style-type: none"> Línea Colectora: Septiembre 30 - 2026 - Proyectos + 3 meses: Diciembre 2026 <p>Otros Proyectos Subasta 2019 y 2021: Fechas Enersinc</p> <p>Expansión de largo plazo:</p> <ul style="list-style-type: none"> Otras Tecnologías entrando cada 5 años para mantener balance ENFICC vs Esc. Alto Demanda. (Descartar Carbón y Grandes hidros) FNCER aumento lineal hasta formar 25% de Demanda en 2040 <p>*Se contempla la suspensión de contratos</p>	<p>Hidroituango: 1,510 MW</p> <ul style="list-style-type: none"> (3ra unidad 1ra etapa) Junio 2024 (4ta unidad 1ra etapa) Diciembre 2024 <p>Optimista con SLP2 y SLP3 + Estimado CXC 2027-2028</p> <ul style="list-style-type: none"> Línea Colectora: Junio 2027 - Proyectos + 3 meses: Sept 2027 <p>Otros Proyectos Subasta 2019 y 2021: Fechas Enersinc</p> <p>Expansión de largo plazo:</p> <ul style="list-style-type: none"> Otras Tecnologías entrando cada 5 años para mantener balance ENFICC vs Esc. Alto Demanda. (Descartar Carbón y Grandes hidros) FNCER aumento lineal hasta formar 25% de Demanda en 2040 <p>*Se contempla la suspensión de contratos</p>	<p>Hidroituango: 2,320MW</p> <ul style="list-style-type: none"> (3ra unidad 1ra etapa) Diciembre 2023 (4ta unidad 1ra etapa) Diciembre 2023 (5ta unidad, 2da etapa) Diciembre 2027 (6ta unidad, 2da etapa) Marzo 2028 (7ma unidad, 2da etapa) Junio 2028 (8va unidad, 2da etapa) Septiembre 2028 <p>Pesimista sin proyectos de SLP2 y SLP3 + Estimado CXC 2027-2028. Proyectos con capacidad mayor a 20 MW después de 2032</p> <ul style="list-style-type: none"> Línea Colectora: Septiembre 30 - 2026 - Proyectos + 3 meses: Diciembre 2026 <p>Expansión de largo plazo:</p> <ul style="list-style-type: none"> Otras Tecnologías entrando cada 5 años para mantener balance ENFICC vs Esc. Alto Demanda. (Descartar Carbón y Grandes hidros) FNCER aumento lineal hasta formar 30% de Demanda en 2040 	<p>Hidroituango: 1,510 MW</p> <ul style="list-style-type: none"> (3ra unidad 1ra etapa) Junio 2024 (4ta unidad 1ra etapa) Diciembre 2024 <p>Pesimista sin proyectos de SLP2 y SLP3 + Estimado CXC 2027-2028. Proyectos con capacidad mayor a 20 MW después de 2032</p> <ul style="list-style-type: none"> Línea Colectora: Junio 2027 - Proyectos + 3 meses: Sept 2027 <p>Expansión de largo plazo:</p> <ul style="list-style-type: none"> Otras Tecnologías entrando cada 5 años para mantener balance ENFICC vs Esc. Alto Demanda. (Descartar Carbón y Grandes hidros) FNCER aumento lineal hasta formar 25% de Demanda en 2040
Regasificación Pacífico	Julio 2028	Julio 2029	Julio 2028	Julio 2029
TRM	4,200 COP/USD			
Precios de Carbón, Gas y GNL	Precios Carbón: Precio actual de carbón - Normalización Mercado Internacional en 2025. Precios de GNL: Futuros de CME(Chicago Mercantile Exchange) - Henry Hub y tasas de crecimiento EIA para GNL Precios de GLP: 13 USD/MBTU			

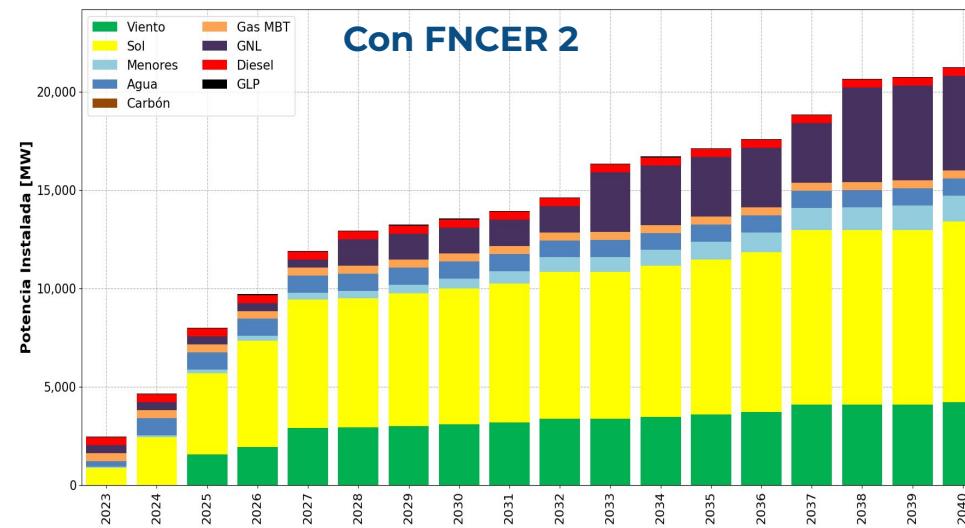
NOTA: Para el análisis del impacto al consumidor, se evalúa una ventana hasta el 2035

Expansión Escenarios

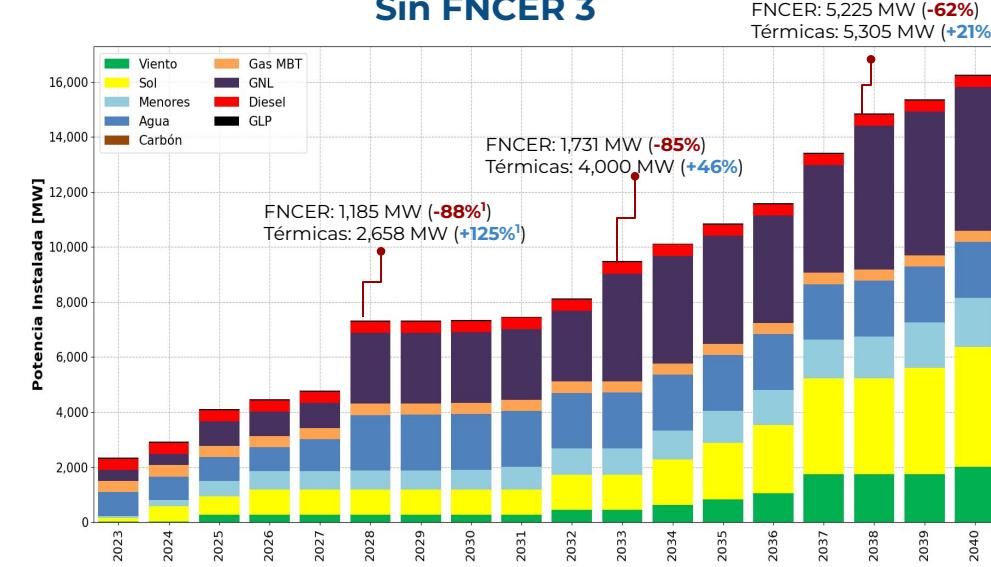
Con FNCER 1



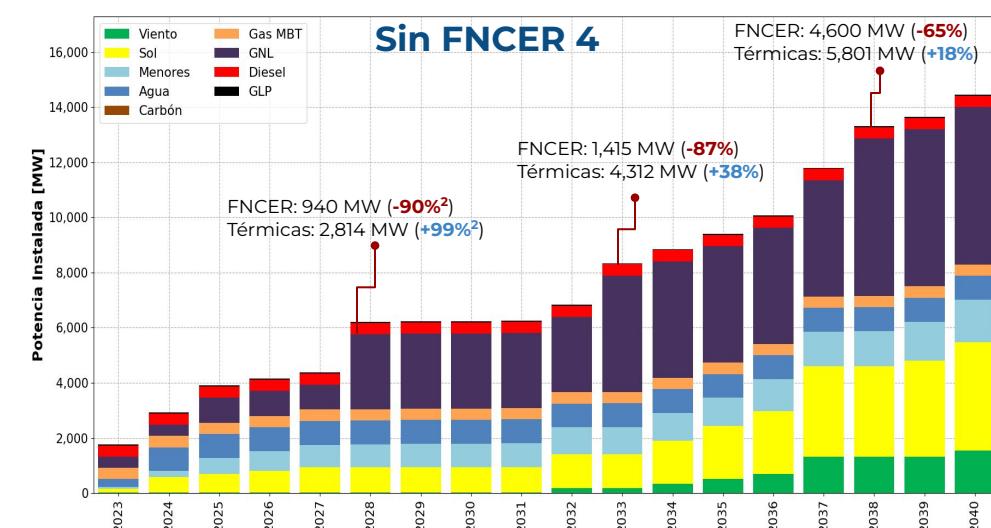
Con FNCER 2



Sin FNCER 3

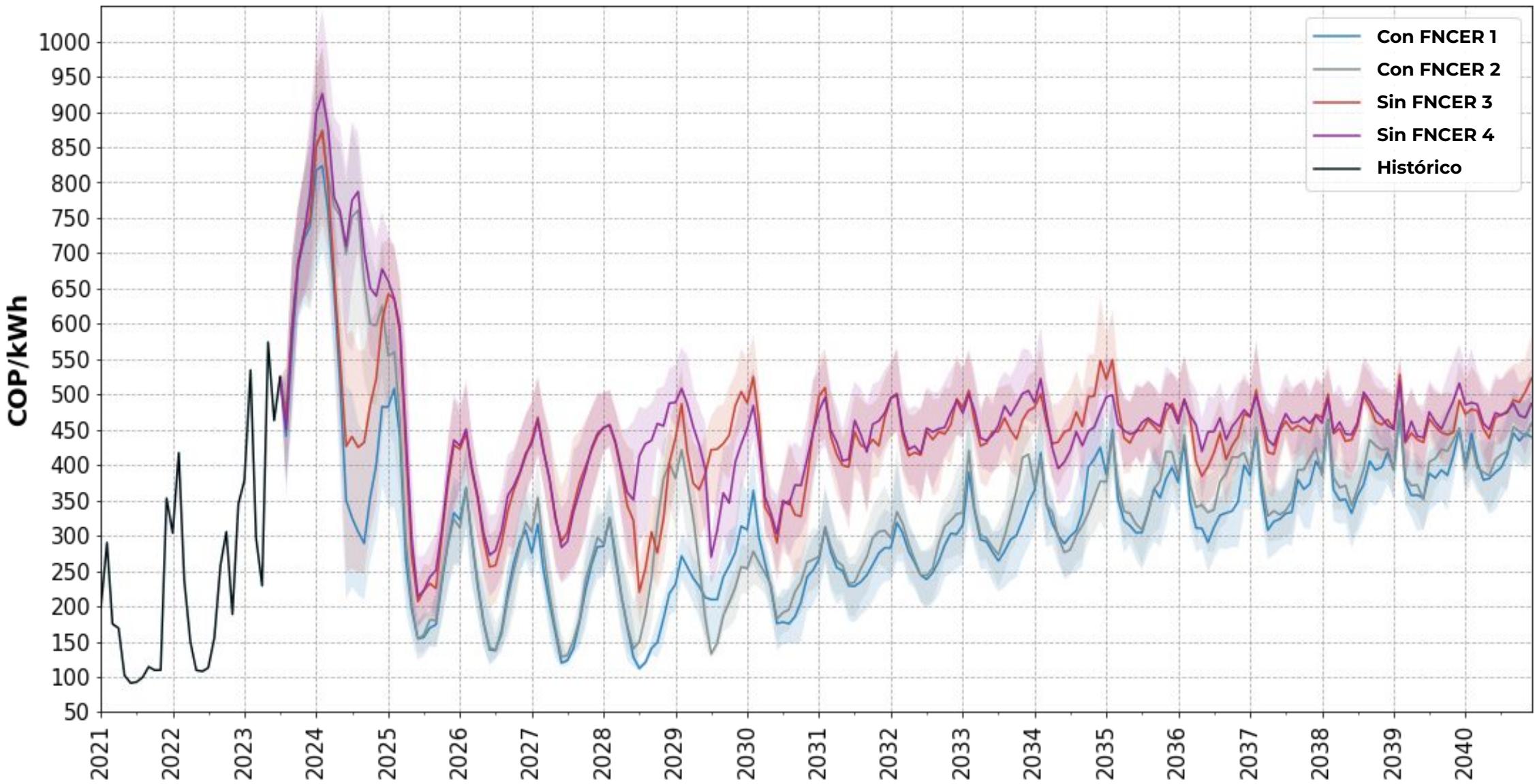


Sin FNCER 4

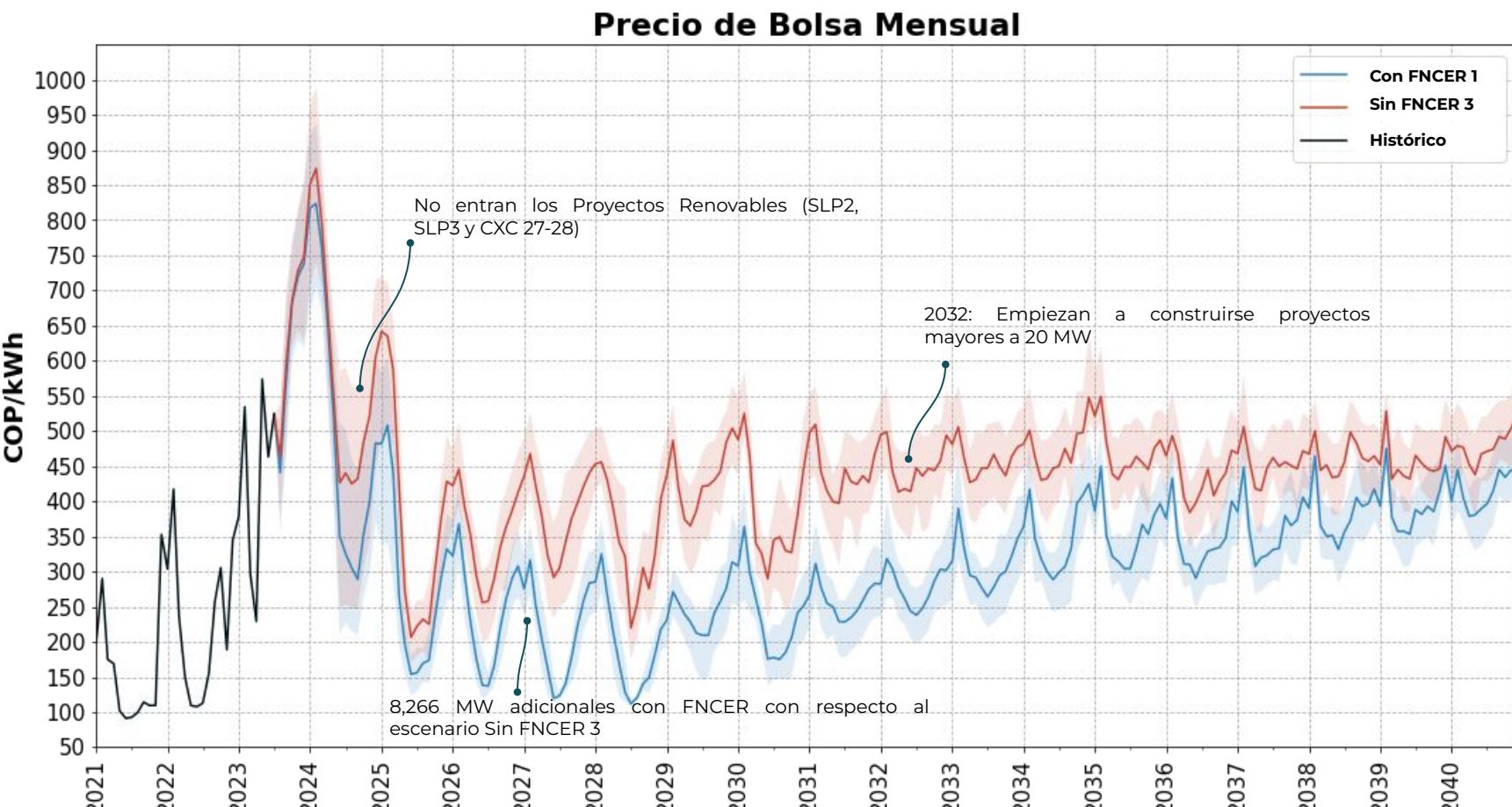


Resumen - Precios de Bolsa Mensuales Todos los Escenarios

Precio de Bolsa Mensual



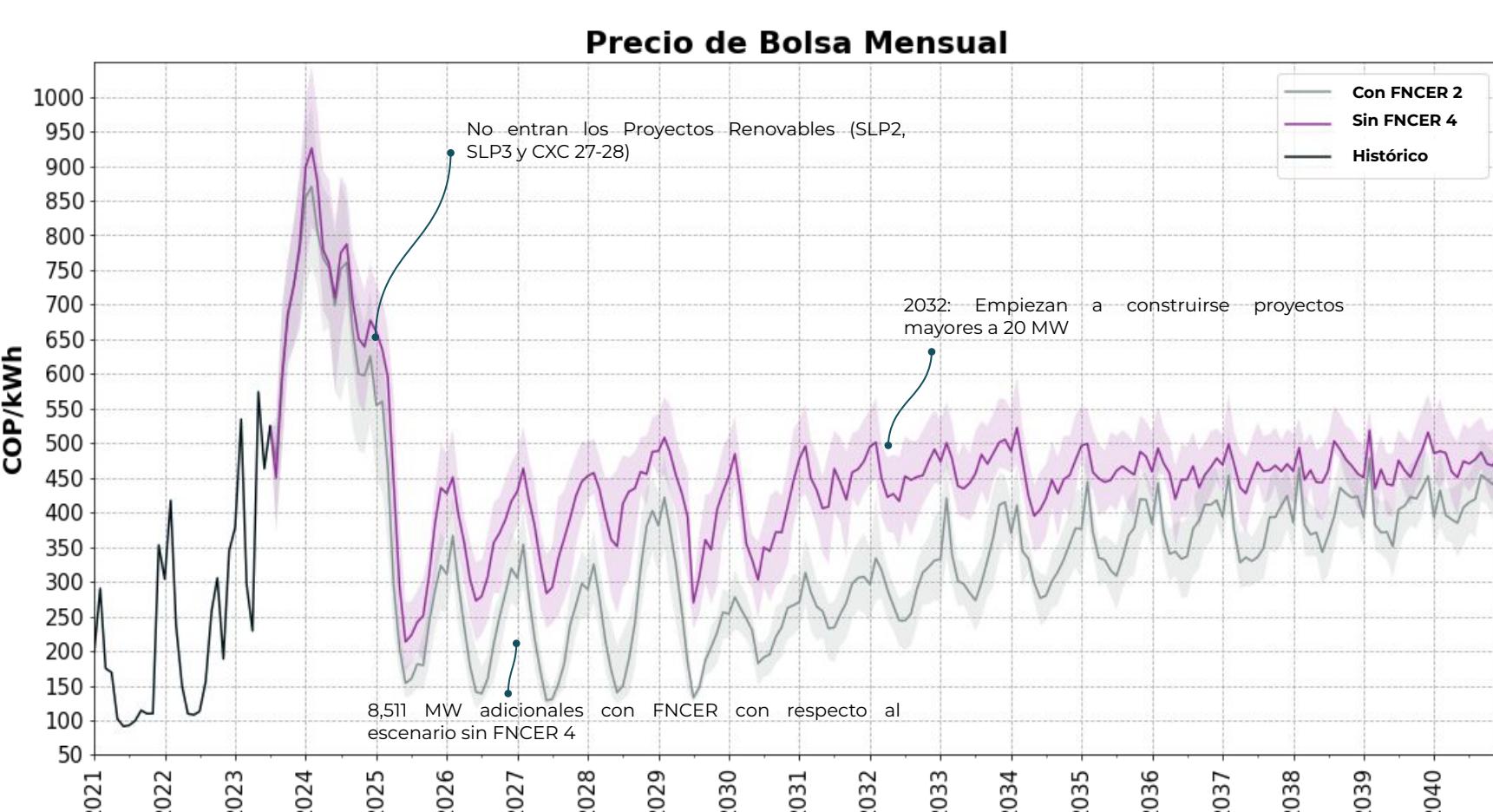
Resumen - Precios de Bolsa Mensuales (Con FNCER 1 y Sin FNCER 3)



	Con FNCER 1	Sin FNCER 3
2022	223.10	223.10
2023	512.79	518.73
2024	504.97	588.86
2025	282.18	377.24
2026	242.23	350.37
2027	210.91	383.09
2028	192.28	347.56
2029	245.32	430.98
2030	238.45	383.50
2031	259.13	440.58
2032	277.34	450.55
2033	308.61	457.76
2034	349.85	472.98
2035	354.54	470.24
2036	343.47	435.27
2037	360.58	454.09
2038	382.37	462.56
2039	393.48	455.61
2040	414.46	478.09

Los valores sombreados son los valores promedios máximos y mínimos del precio de bolsa obtenidos al realizar variaciones a las variables de los supuestos (P25 y P95).

Resumen - Precios de Bolsa Mensuales (Con FNCER 2 y Sin FNCER 4)

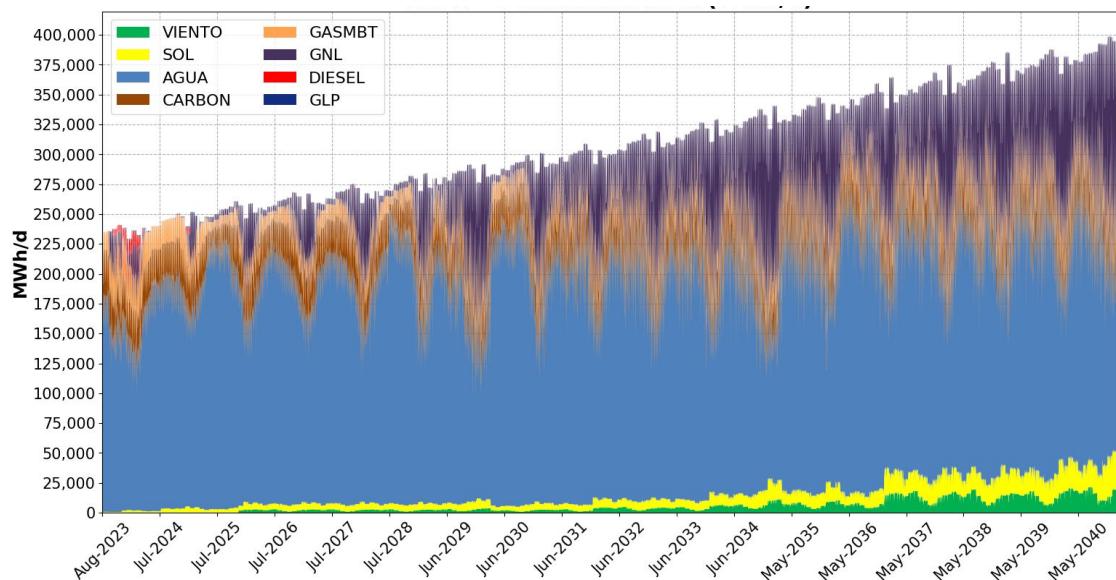
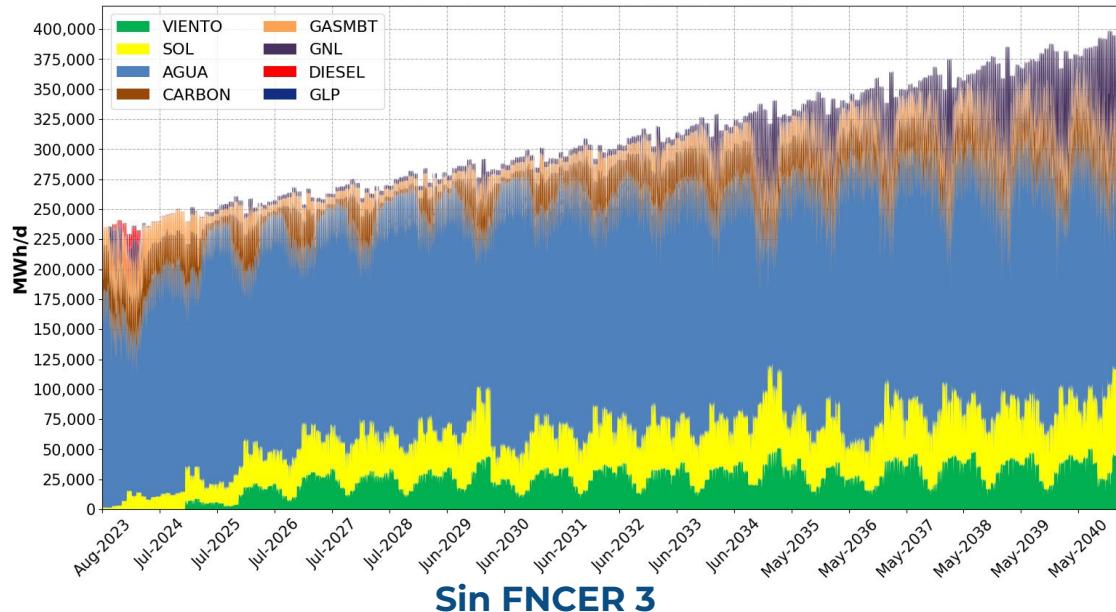


	Con FNCER 2	Sin FNCER 4
2022	223.10	223.10
2023	522.88	520.33
2024	728.74	765.15
2025	298.94	389.26
2026	240.36	360.19
2027	226.02	378.87
2028	258.08	427.46
2029	257.71	405.83
2030	234.90	386.82
2031	273.85	448.79
2032	291.37	456.58
2033	338.26	472.23
2034	332.15	447.99
2035	365.99	466.75
2036	379.55	457.66
2037	376.17	461.81
2038	398.00	466.65
2039	407.08	467.19
2040	419.68	475.04

Los valores sombreados son los valores promedios máximos y mínimos del precio de bolsa obtenidos al realizar variaciones a las variables de los supuestos (P25 y P95).

Comparación Generación Real: Con FNCER 1 vs Sin FNCER 3

Con FNCER 1



- El escenario **sin FNCER 3** no incluye los proyectos de la subasta de 2019 y 2021, así como los posibles proyectos que se presentarían en la subasta de cargo por confiabilidad del año 2027 - 2028.
- En el escenario sin FNCER 3 el riesgo percibido por los inversionistas para desarrollar proyectos FNCER aumentaría por lo que solo entrarían proyectos menores (<20 MW) y de GNL para garantizar el balance ENFICC vs Demanda.
- La no entrada de proyectos FNCER mayores a 20 MW haría que se requiera en gran medida generación térmica, especialmente con GNL.
- FNCER: El escenario con FNCER 1 y sin FNCER 3 tienen una expansión para el año 2032 de 11,171 MW y 1,731 MW, respectivamente.

Porcentaje Generación (2032)

Con FNCER 1



23.72%

70.194
GWh/día



5.36%

15.856
GWh/día



63.16%

186.898
GWh/día

Sin FNCER 3



3.59%

10.621
GWh/día



21%

62.469
GWh/día

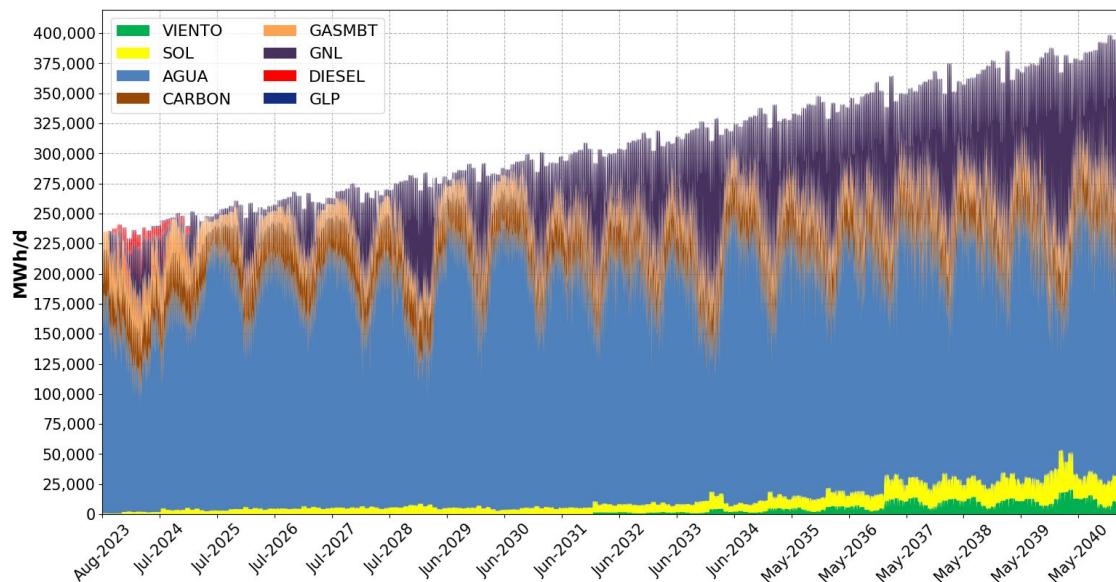
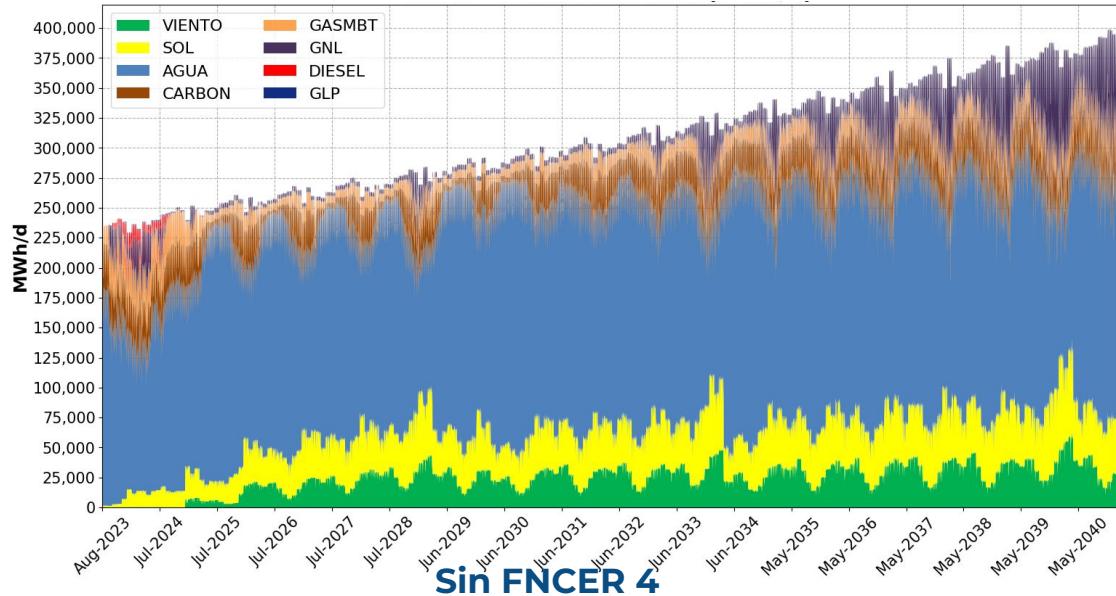


64.36%

190.442
GWh/día

Comparación Generación Real: Con FNCER 2 vs Sin FNCER 4

Con FNCER 2



- El escenario **sin FNCER 4** no incluye los proyectos de la subasta de 2019 y 2021, así como los posibles proyectos que se presentarían en la subasta de cargo por confiabilidad del año 2027 - 2028.
- En el escenario Sin FNCER 4 el riesgo percibido por los inversionistas para desarrollar proyectos FNCER aumentaría por lo que solo entrarían proyectos menores (<20 MW) y de GNL para garantizar el balance ENFICC vs Demanda.
- La no entrada de proyectos FNCER mayores a 20 MW haría que se requiera en gran medida generación térmica, especialmente con GNL.
- FNCER: El escenario con FNCER 2 y sin FNCER 4 tienen una expansión para el año 2032 de 10,841 MW y 1,415 MW, respectivamente

Porcentaje Generación (2032)

Con FNCER 2



22.49%

66.535
GWh/día



5.89%

17.418
GWh/día



63.68%

188.426
GWh/día

Sin FNCER 4



2.76%

8.171
GWh/día



22.4%

66.270
GWh/día



63.83%

188.889
GWh/día

Parte 3: Impacto al consumidor final

Resumen

El servicio de energía en Colombia se remunera a través de 6 componentes: Generación(G), Transmisión (T), Distribución(D), Pérdidas (PR) y Restricciones (R). Estas componentes resumen el costo de producir y llevar energía a todos los usuarios que cuentan con el servicio. De acuerdo con los antecedentes, la Región Caribe cuenta con grandes iniciativas para la producción de energía que tienen correlación directa con las componentes G y R en las cuales se basa este análisis.

METODOLOGÍA: El precio de Generación se estima por Mercado de Comercialización, basado en el precio de los contratos de usuarios regulados (hogares, pequeñas industrias y comercios, entre otros), el precio de los contratos de usuarios no regulados (grandes industrias y comercios, entre otros) y las proyecciones de precios de bolsa en los distintos escenarios. La componente de Restricciones estima basada en la generación fuera de mérito de cada escenario. A partir de la información por mercado se construye un ponderado nacional que se estima teniendo en cuenta la participación en energía de cada Mercado de Comercialización en la demanda total. Además del análisis nacional se hace énfasis en la región Caribe como el epicentro de la construcción de proyectos FNCER.

SUPUESTOS:

- Demanda: Esc. Alto UPME (Jul. 2022)
- % Energía subsidiada: Energía regulada y valores subsidiados durante el año 2022
- Demanda de usuario regulado 2/3 del total de la demanda
- Demanda de usuario no regulado 1/3 del total de la demanda

IMPACTOS CALCULADOS:

- **Costo de cada escenario:** Costo del escenario en todo el periodo en pesos constantes de junio de 2023. Parte de la componente G y R proyectada multiplicada por la demanda del escenario de la UPME elegido.
- **Sobrecostos entre escenarios:** Diferencia entre escenarios con FNCER y escenarios sin FNCER
- **Sobrecosto unitario:** Representación del impacto por kWh obtenido a través de la división del sobrecosto total sobre la demanda de energía del periodo según el escenario UPME
- **Sobrecosto en subsidios:** Costos adicionales que asumiría el Estado por concepto de subsidios a los usuarios de estratos 1 (60% de subsidio), 2(50% de subsidio) y 3 (15% de subsidios) por el incremento de las componentes G y R

***Todas las cifras calculadas corresponden a todo el periodo de análisis desde el 2024 hasta el 2035 en pesos constantes de junio de 2023.

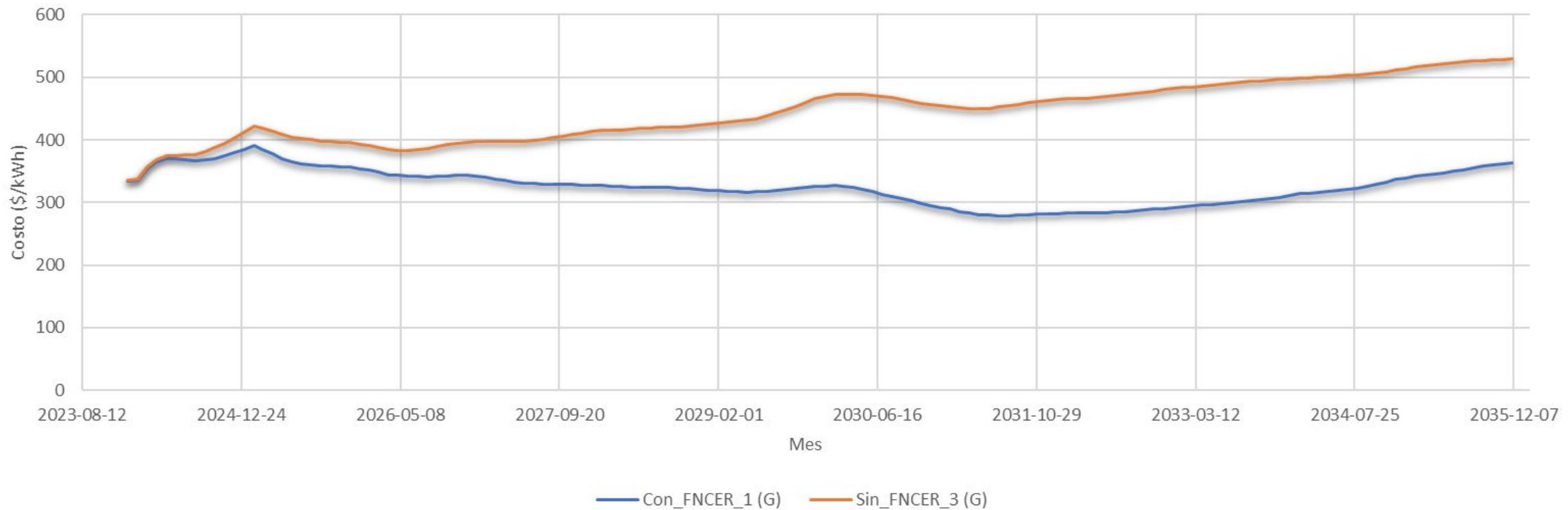
***El sobrecosto en subsidios solo aplica a usuarios regulados

3.1

Impacto Nacional

Comportamiento del precio de Generación (Ponderado Nacional)

Comportamiento de la componente de Generación

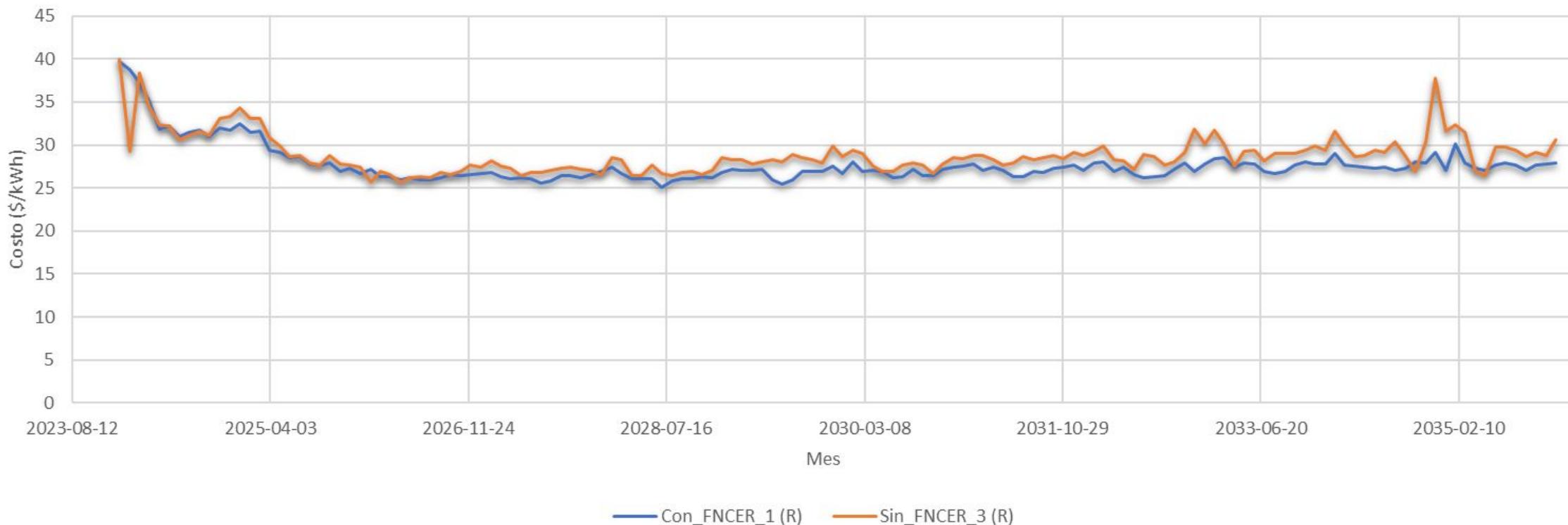


Parámetro	Costo total	Costo Usuario Regulado	Costo Usuario No Regulado
Costo Con_FNCER_1 (\$)	\$ 370,912,434,105,077	\$ 247,274,956,070,051	\$ 123,637,478,035,025
Costo Sin_FNCER_3 (\$)	\$ 513,168,797,665,197	\$ 342,112,531,776,798	\$ 171,056,265,888,399
Sobrecosto Con_FNCER_1 VS Sin_FNCER_3 (\$)	\$ 142,256,363,560,120	\$ 94,837,575,706,747	\$ 47,418,787,853,373
Sobrecosto unitario (\$/kWh)	\$ 124.41	\$ 124.41	\$ 124.41
Sobrecosto Estado en subsidios (\$)	\$ 9,087,018,138,374	\$ 9,087,018,138,374	\$ -

- Cifras en pesos constantes de junio de 2023
- Sobrecosto de subsidio estimado solo sobre la componente G

Comportamiento del precio de Restricciones (Ponderado Nacional)

Comportamiento de la componente de Restricciones

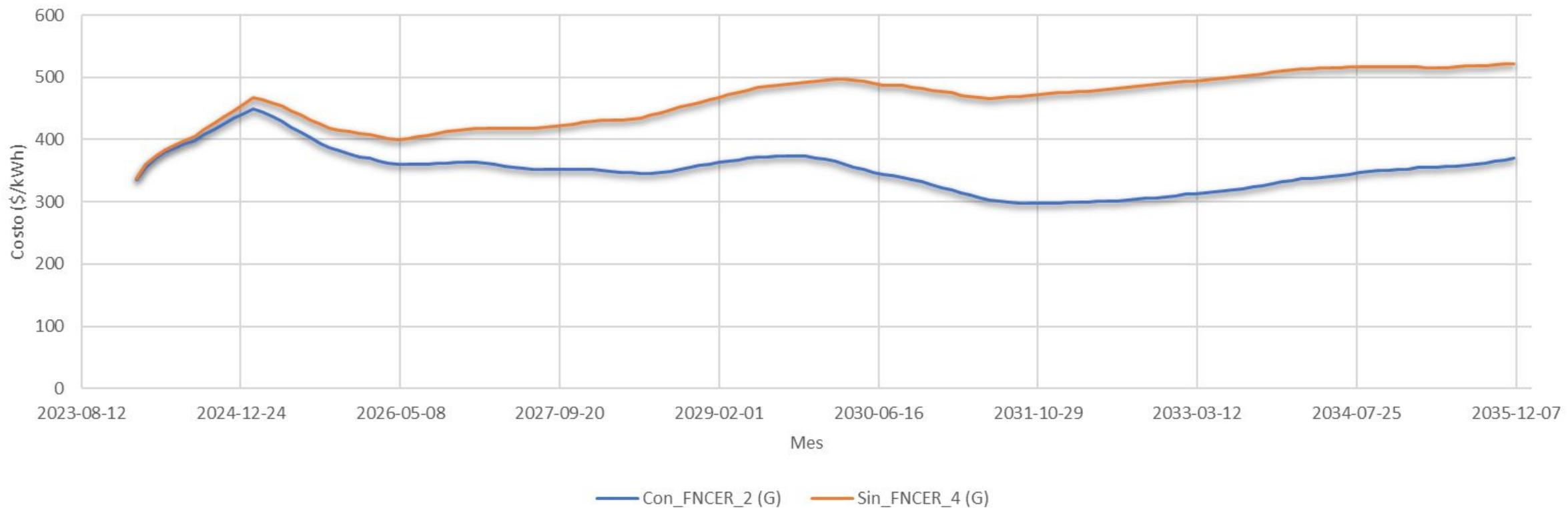


Parámetro	Costo total	Costo Usuario Regulado	Costo Usuario No Regulado
Costo Con_FNCER_1 (\$)	\$ 31,620,028,540,623	\$ 21,080,019,027,082	\$ 10,540,009,513,541
Costo Sin_FNCER_3 (\$)	\$ 33,003,938,476,393	\$ 22,002,625,650,929	\$ 11,001,312,825,464
Sobrecosto Con_FNCER_1 VS Sin_FNCER_3 (\$)	\$ 1,383,909,935,770	\$ 922,606,623,847	\$ 461,303,311,923
Sobrecosto unitario (\$/kWh)	\$ 1.21	\$ 1.21	\$ 1.21
Sobrecosto Estado en subsidios (\$)	\$ 88,401,069,544	\$ 88,401,069,544	\$ -

- Cifras en pesos de junio de 2023
- Sobrecosto de subsidio estimado solo sobre la componente R

Comportamiento del precio de Generación (Ponderado Nacional)

Comportamiento de la componente de Generación

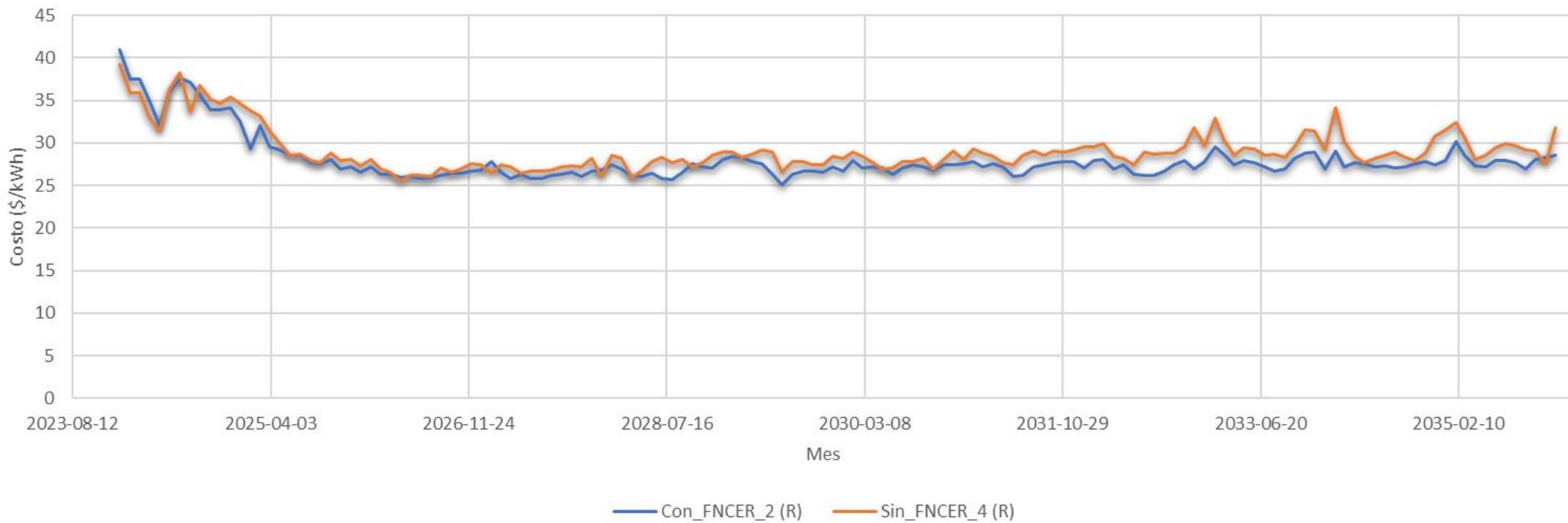


Parámetro	Costo total	Costo Usuario Regulado	Costo Usuario No Regulado
Costo Con_FNCER_2 (\$)	\$ 400,046,404,054,001	\$ 266,697,602,702,667	\$ 133,348,801,351,334
Costo Sin_FNCER_4 (\$)	\$ 533,797,240,569,912	\$ 355,864,827,046,608	\$ 177,932,413,523,304
Sobrecosto Con_FNCER_2 VS Sin_FNCER_4 (\$)	\$ 133,750,836,515,911	\$ 89,167,224,343,941	\$ 44,583,612,171,970
Sobrecosto unitario (\$/kWh)	\$ 116.97	\$ 116.97	\$ 116.97
Sobrecosto Estado en subsidios (\$)	\$ 8,543,704,105,926	\$ 8,543,704,105,926	\$ -

- Cifras en pesos constantes de junio de 2023
 - Sobrecosto de subsidio estimado solo sobre la componente G
-  enersinc

Comportamiento del precio de Restricciones (Ponderado Nacional)

Comportamiento de la componente de Restricciones

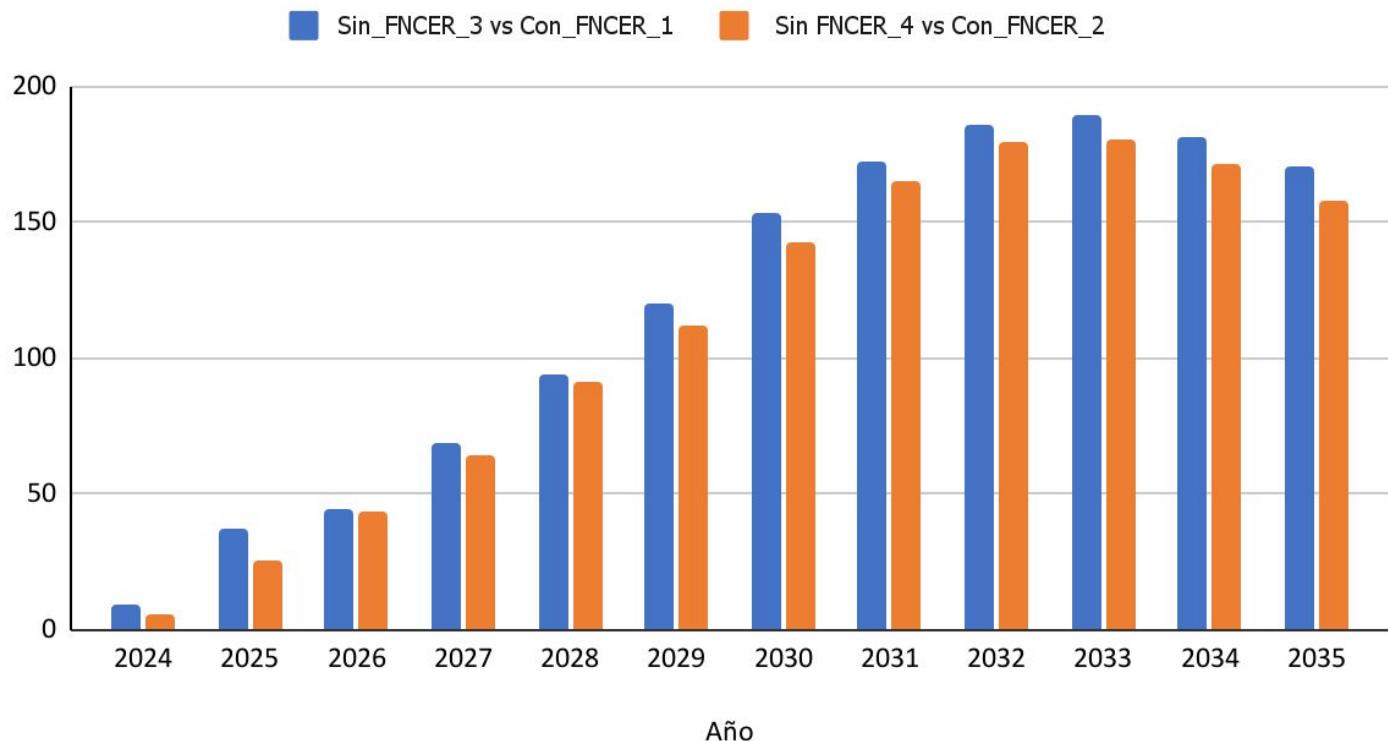


Parámetro	Costo total	Costo Usuario Regulado	Costo Usuario No Regulado
Costo Con_FNCER_2 (\$)	\$ 31,943,499,999,481	\$ 21,295,666,666,320	\$ 10,647,833,333,160
Costo Sin_FNCER_4 (\$)	\$ 33,271,536,477,849	\$ 22,181,024,318,566	\$ 11,090,512,159,283
Sobrecosto Con_FNCER_2 VS Sin_FNCER_4 (\$)	\$ 1,328,036,478,368	\$ 885,357,652,245	\$ 442,678,826,123
Sobrecosto unitario (\$/kWh)	\$ 1.16	\$ 1.16	\$ 1.16
Sobrecosto Estado en subsidios (\$)	\$ 84,831,998,129	\$ 84,831,998,129	\$ -

- Cifras en pesos de junio de 2023
- Sobrecosto de subsidio estimado solo sobre la componente R

Impacto unitario entre escenarios

Sobrecosto unitario (\$/kWh)

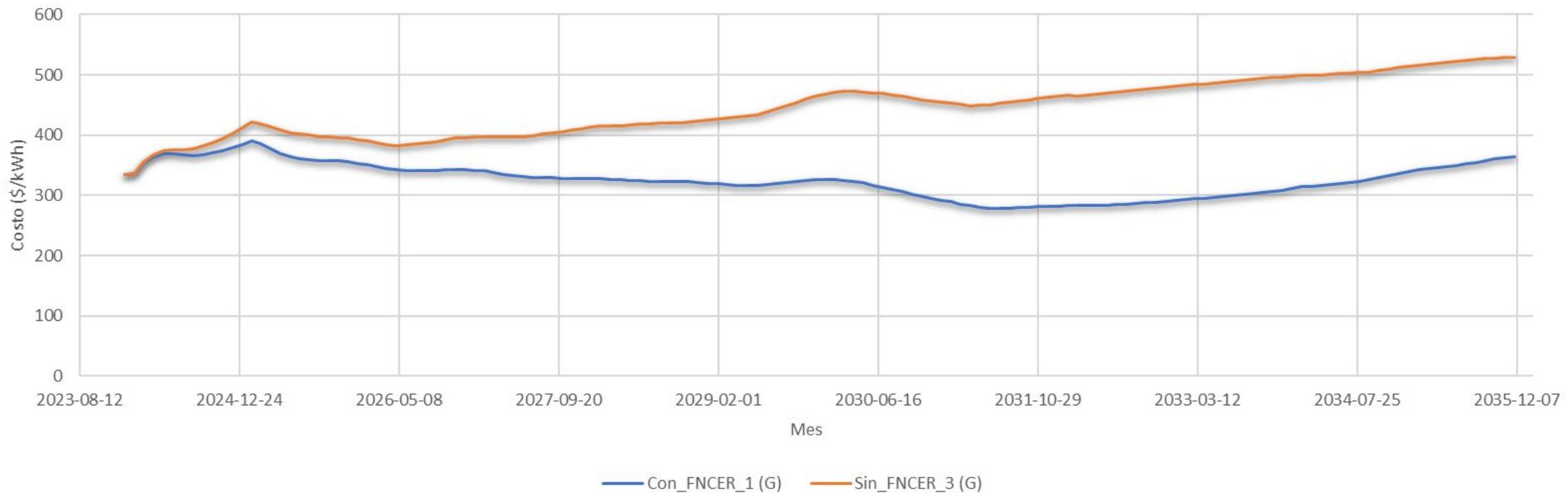


3.2

Impacto en Costa Caribe

Comportamiento del precio de Generación (Costa Caribe)

Comportamiento de la componente de Generación

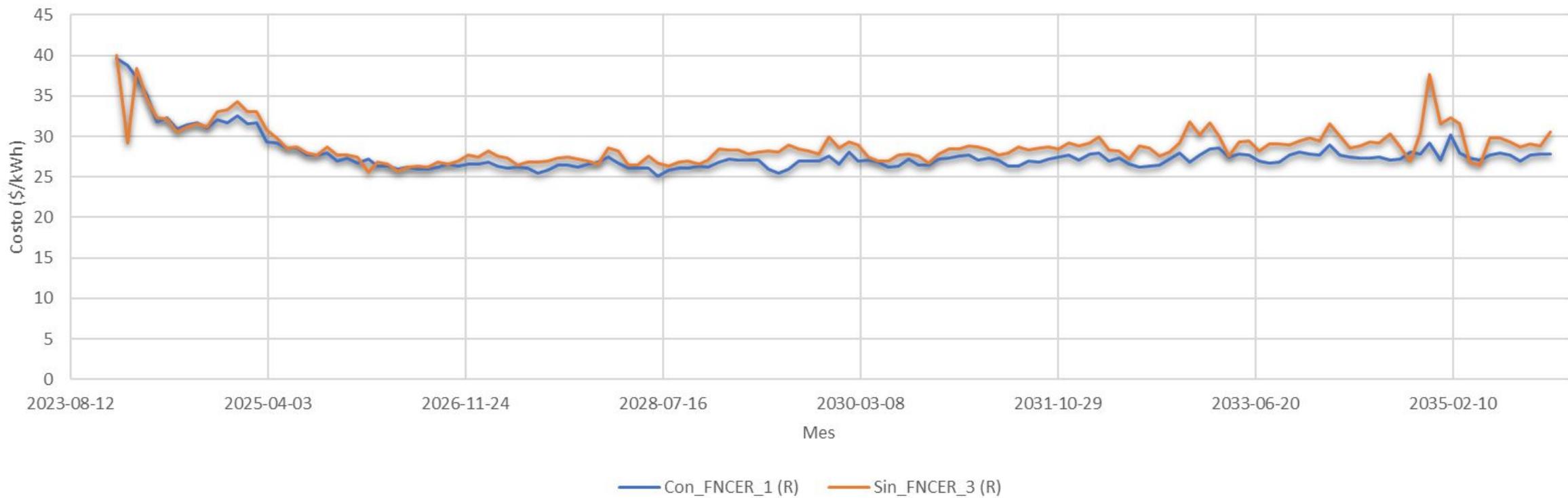


Parámetro	Costo total	Costo Usuario Regulado	Costo Usuario No Regulado
Costo Con_FNCER_1 (\$)	\$ 92,456,178,412,687	\$ 61,637,452,275,125	\$ 30,818,726,137,562
Costo Sin_FNCER_3 (\$)	\$ 127,761,181,376,969	\$ 85,174,120,917,980	\$ 42,587,060,458,990
Sobrecosto Con_FNCER_1 VS Sin_FNCER_3 (\$)	\$ 35,305,002,964,283	\$ 23,536,668,642,855	\$ 11,768,334,321,428
Sobrecosto unitario (\$/kWh)	\$ 114.50	\$ 114.50	\$ 114.50
Sobrecosto Estado en subsidios (\$)	\$ 2,255,204,577,728	\$ 2,255,204,577,728	\$ -

- Cifras en pesos constantes de junio de 2023
- Sobrecosto de subsidio estimado solo sobre la componente G

Comportamiento del precio de Restricciones (Costa Caribe)

Comportamiento de la componente de Restricciones

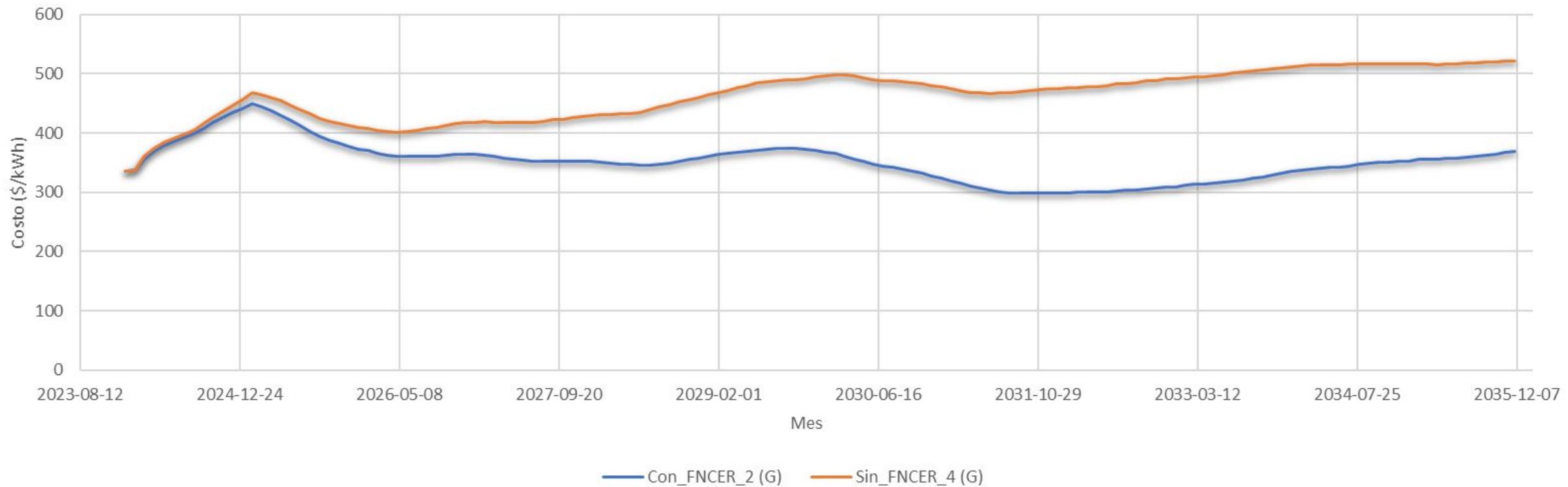


Parámetro	Costo total	Costo Usuario Regulado	Costo Usuario No Regulado
Costo Con_FNCER_1 (\$)	\$ 7,807,194,921,052	\$ 5,204,796,614,035	\$ 2,602,398,307,017
Costo Sin_FNCER_3 (\$)	\$ 8,159,517,971,987	\$ 5,439,678,647,991	\$ 2,719,839,323,996
Sobrecosto Con_FNCER_1 VS Sin_FNCER_3 (\$)	\$ 352,323,050,935	\$ 234,882,033,957	\$ 117,441,016,978
Sobrecosto unitario (\$/kWh)	\$ 1.14	\$ 1.14	\$ 1.14
Sobrecosto Estado en subsidios (\$)	\$ 22,505,608,004	\$ 22,505,608,004	\$ -

- Cifras en pesos constantes de junio de 2023
- Sobrecosto de subsidio estimado solo sobre la componente R

Comportamiento del precio de Generación (Costa Caribe)

Comportamiento de la componente de Generación

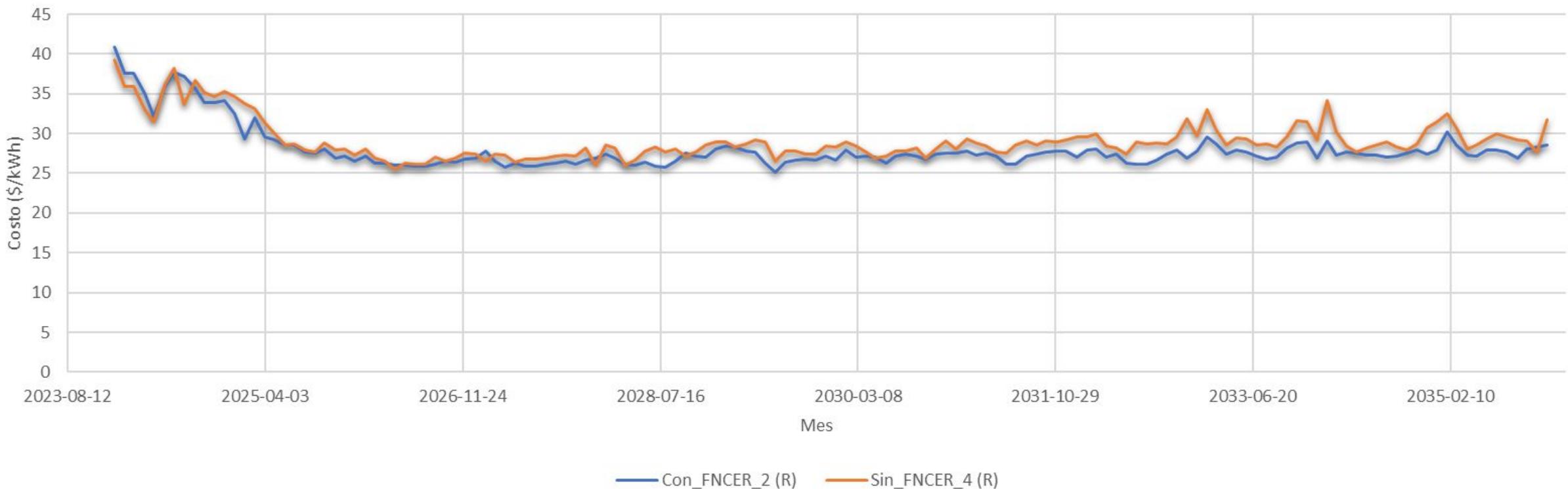


Parámetro	Costo total	Costo Usuario Regulado	Costo Usuario No Regulado
Costo Con_FNCER_2 (\$)	\$ 99,685,942,417,171	\$ 66,457,294,944,780	\$ 33,228,647,472,390
Costo Sin_FNCER_4 (\$)	\$ 132,890,894,418,156	\$ 88,593,929,612,104	\$ 44,296,964,806,052
Sobrecosto Con_FNCER_2 VS Sin_FNCER_4 (\$)	\$ 33,204,952,000,985	\$ 22,136,634,667,324	\$ 11,068,317,333,662
Sobrecosto unitario (\$/kWh)	\$ 107.69	\$ 107.69	\$ 107.69
Sobrecosto Estado en subsidios (\$)	\$ 2,121,058,022,049	\$ 2,121,058,022,049	\$ -

- Cifras en pesos constantes de junio de 2023
- Sobrecosto de subsidio estimado solo sobre la componente R

Comportamiento del precio de Restricciones (Costa Caribe)

Comportamiento de la componente de Restricciones



Parámetro	Costo total	Costo Usuario Regulado	Costo Usuario No Regulado
Costo Con_FNCER_2 (\$)	\$ 7,889,545,981,861	\$ 5,259,697,321,241	\$ 2,629,848,660,620
Costo Sin_FNCER_4 (\$)	\$ 8,227,644,474,919	\$ 5,485,096,316,613	\$ 2,742,548,158,306
Sobrecosto Con_FNCER_2 VS Sin_FNCER_4 (\$)	\$ 338,098,493,058	\$ 225,398,995,372	\$ 112,699,497,686
Sobrecosto unitario (\$/kWh)	\$ 1.10	\$ 1.10	\$ 1.10
Sobrecosto Estado en subsidios (\$)	\$ 21,596,975,081	\$ 21,596,975,081	\$ -

- Cifras en pesos constantes de junio de 2023
- Sobrecosto de subsidio estimado solo sobre la componente R

Conclusiones

Conclusiones

- La no entrada de los proyectos asignados en la subasta de 2019 y 2021, así como proyectos con capacidad instalada mayor a 20 MW impactaría el precio de bolsa pasando de precios promedios anuales de 192.28 COP/kWh a 347.56 COP/kWh (Año 2028 - Con FNCER 1) y 258.08 COP/kWh a 427.46 COP/kWh (Año 2028 - Con FNCER 1).
- La no entrada de proyectos FNCER mayores a 20 MW haría que se requiera en gran medida generación térmica, especialmente con GNL, lo que **aumentaría el precio de bolsa** en los siguientes años un **44%** (Con FNCER 1 vs Sin FNCER 3) y **36%** (Con FNCER 2 vs Sin FNCER 4).
- Según los impactos nacionales estimados la no entrada de proyectos FNCER implicaría:
 - Sobrecostos en generación pueden ser de hasta **142 billones de pesos hasta el 2035**, ocasionando un **incremento medio del 36 % en la tarifa del usuario final**, lo que **equivale a más de 124 \$/kWh** solo en la componente de Generación. De los 142 billones **95 billones son asumidos por los usuarios regulados y 47 billones por los usuarios no regulados**
 - Sobrecostos en restricciones hasta por **1.38 billones hasta el 2035, 0.92 billones asumidos por usuarios regulados y 0.46 billones asumidos por usuarios regulados**
 - Al incrementar los costos de las componentes G y R, el Estado se vería impactado hasta por **9 billones de pesos hasta el 2035** por concepto de subsidios a los usuarios regulados
- Según los impactos en Costa Caribe la no entrada de proyectos FNCER implicaría:
 - Sobrecostos en generación pueden ser de hasta **35 billones de pesos hasta el 2035**, ocasionando un **incremento medio del 33 % en la tarifa del usuario final**, lo que **equivale a más de 114 \$/kWh** solo en la componente de Generación. De los 35 billones **23 billones son asumidos por los usuarios regulados y 12 billones por los usuarios no regulados**
 - Sobrecostos en restricciones hasta por **0.35 billones hasta el 2035, 0.23 billones asumidos por usuarios regulados y 0.12 billones asumidos por usuarios regulados**
 - Al incrementar los costos de las componentes G y R el Estado se vería impactado hasta por **2.25 billones de pesos hasta el 2035** por concepto de subsidios a los usuarios regulados

Parte 4: Anexos

Enlace carpeta de resultados:

<https://drive.google.com/drive/folders/1USTA5B-G8RN8J0I-8IGjpAl6pe-mKPtD?usp=sharing>

Anexo 1: Situación Actual y Supuestos

- Hidrología
- Demanda
- Precios de bolsa y variables MEM
- Proyectos de Transmisión y subastas
- Resumen de supuestos

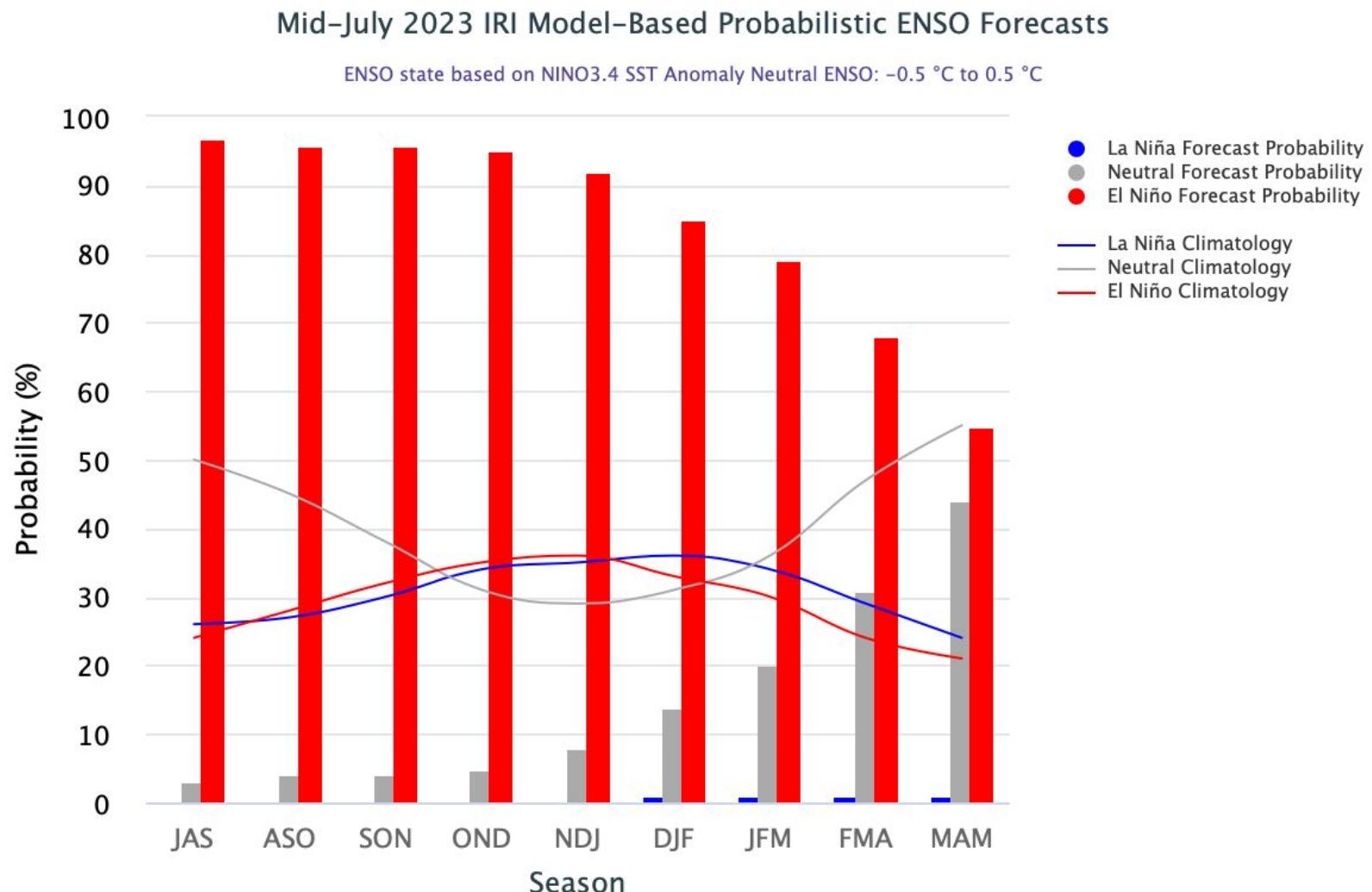
Anexo 2: Resultados estudio energético

- Resultados de proyección de precios de bolsa para los 4 escenarios

Anexo 1: Situación actual y supuestos

Hidrología

Probabilidad de “El Niño” / “La Niña”



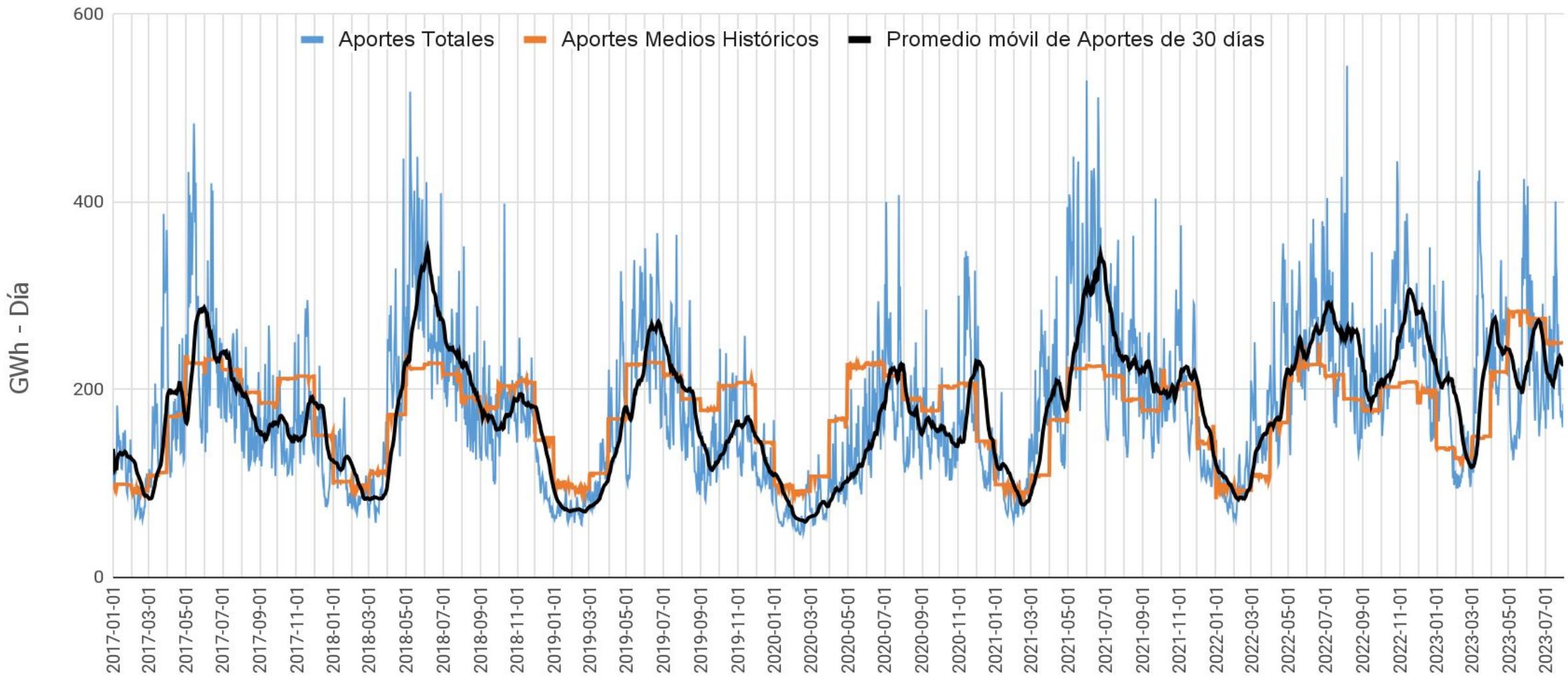
Las probabilidades del **Fenómeno de El Niño** se encuentran por encima del 90% para el segundo semestre del año 2023. Los modelos sugieren que **sería de carácter moderado**. Desde el 07 de junio se informó el inicio del Fenómeno de El Niño. Se proyecta que el Fenómeno de El Niño sea **largo e intenso y como mínimo será de intensidad moderada**.

De acuerdo con el [**IDEAM**](#) las precipitaciones para los meses de agosto a octubre estarán entre **10% y 20% por debajo de los promedios históricos**. Adicionalmente, para el trimestre consolidado de octubre-diciembre se prevén **precipitaciones por debajo** del promedio histórico **entre el 10% y 20%** para gran parte de las regiones.

Comparación de Aportes Históricos

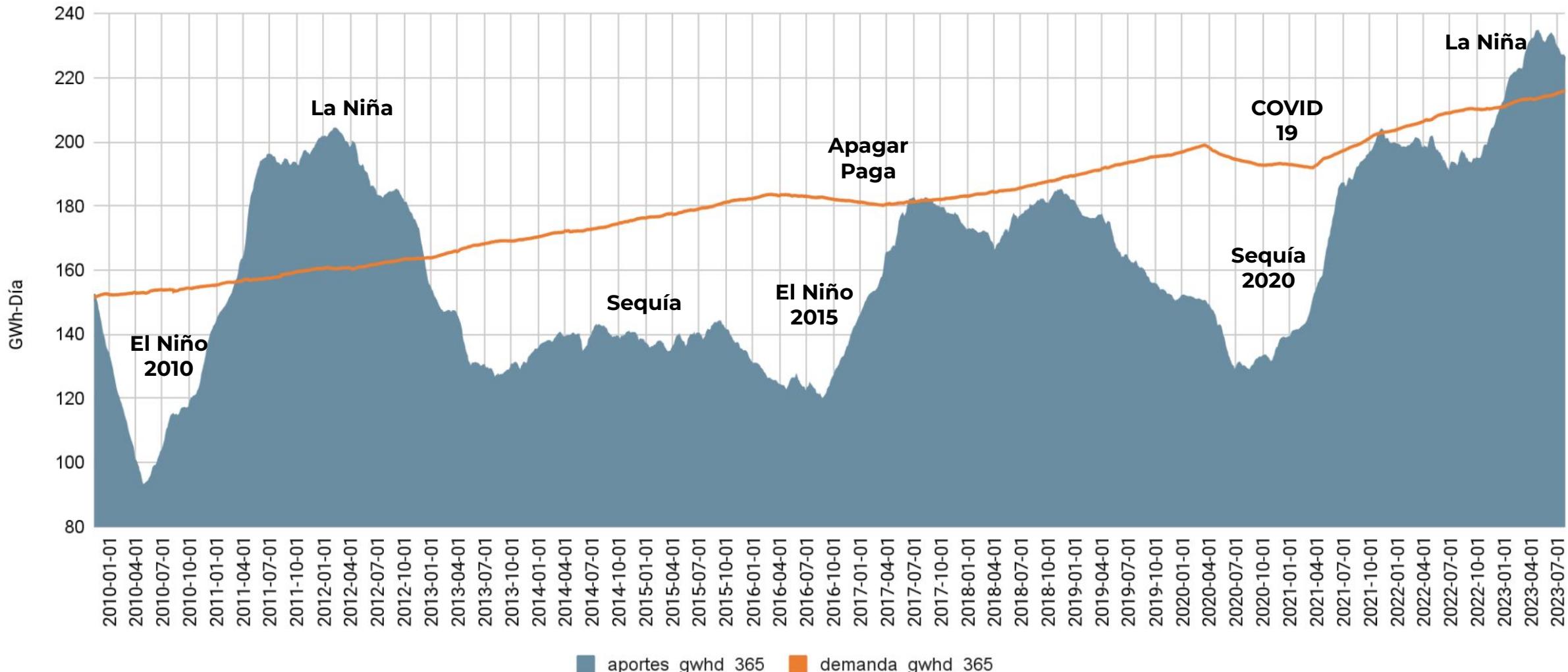
Actualizado 2023-07-31 12:38:15

Para el **30 de julio** los aportes del SIN se ubican en el **90.69%** (acumulado del mes) con respecto a la media histórica.

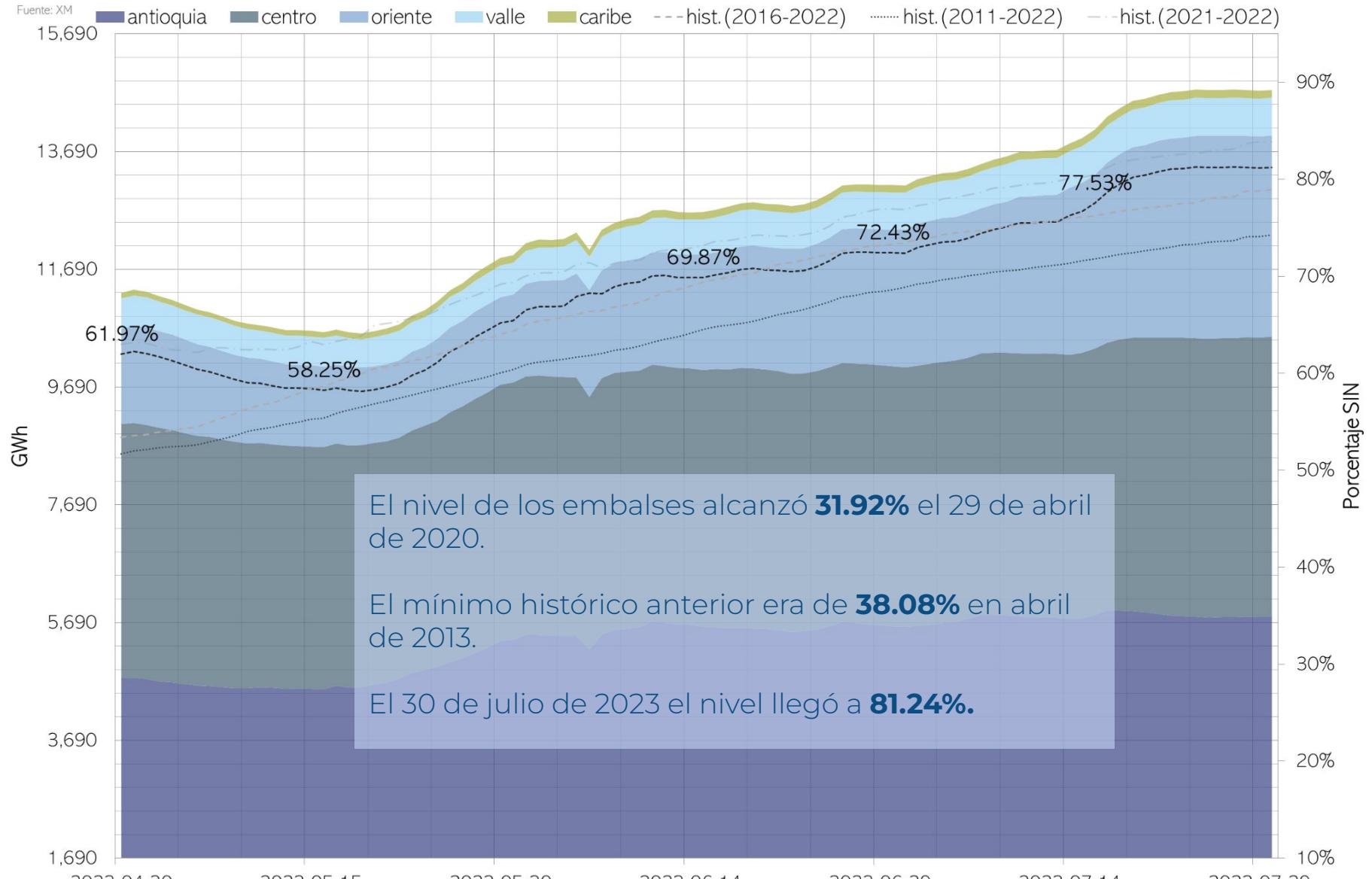


Crecimiento de Demanda y Aportes (Promedio móvil 365 días)

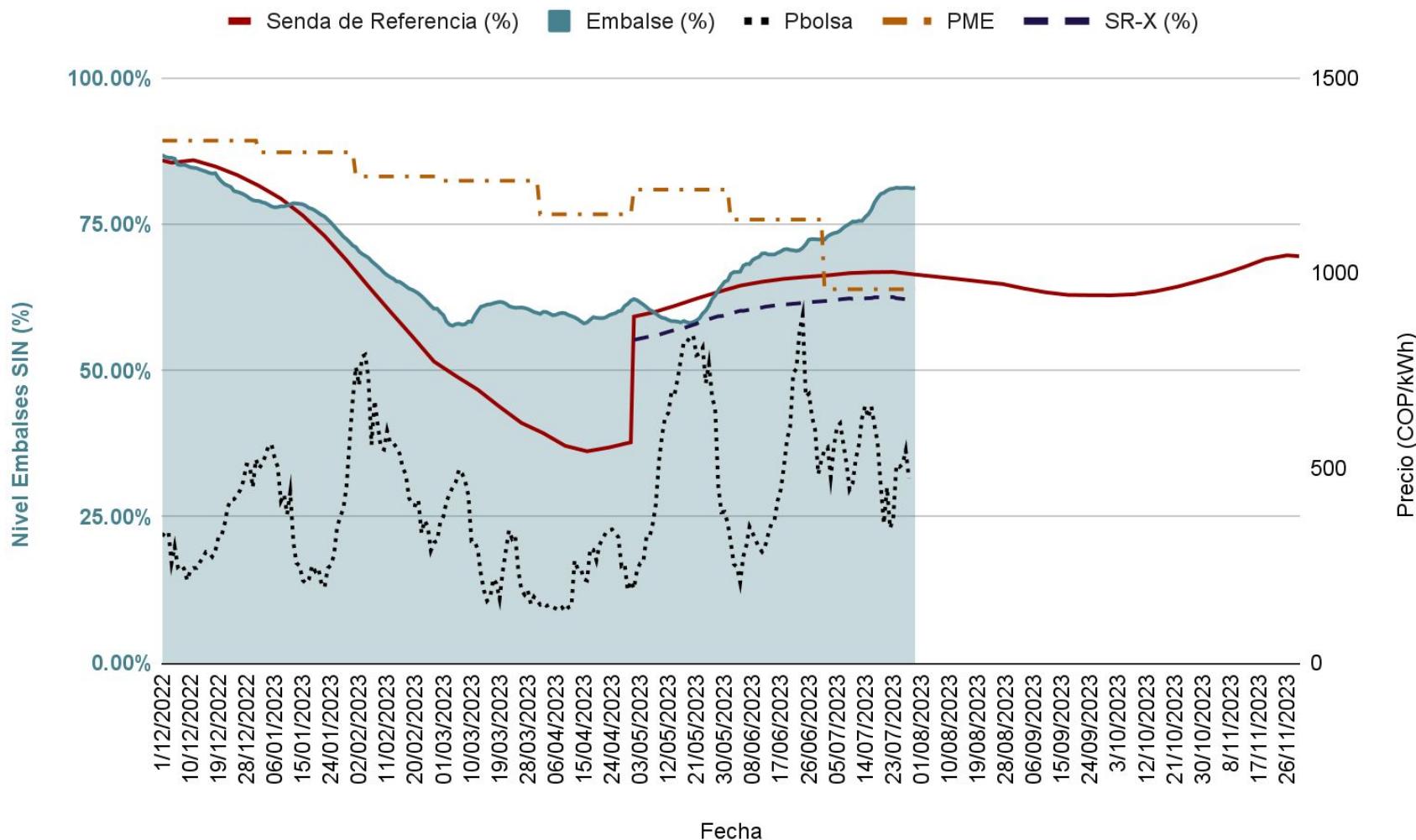
Actualizado 2023-07-31 12:49:08



Embalses SIN



Estatuto de desabastecimiento

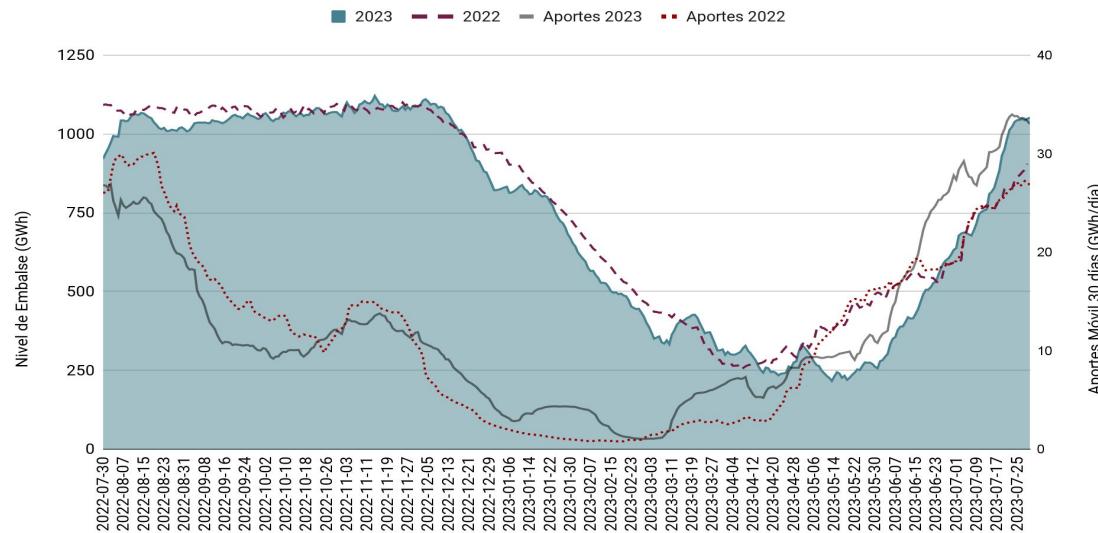


El **30 de julio** la condición del sistema es **Normal**. Es importante mencionar que nunca se ha requerido activar este estatuto.

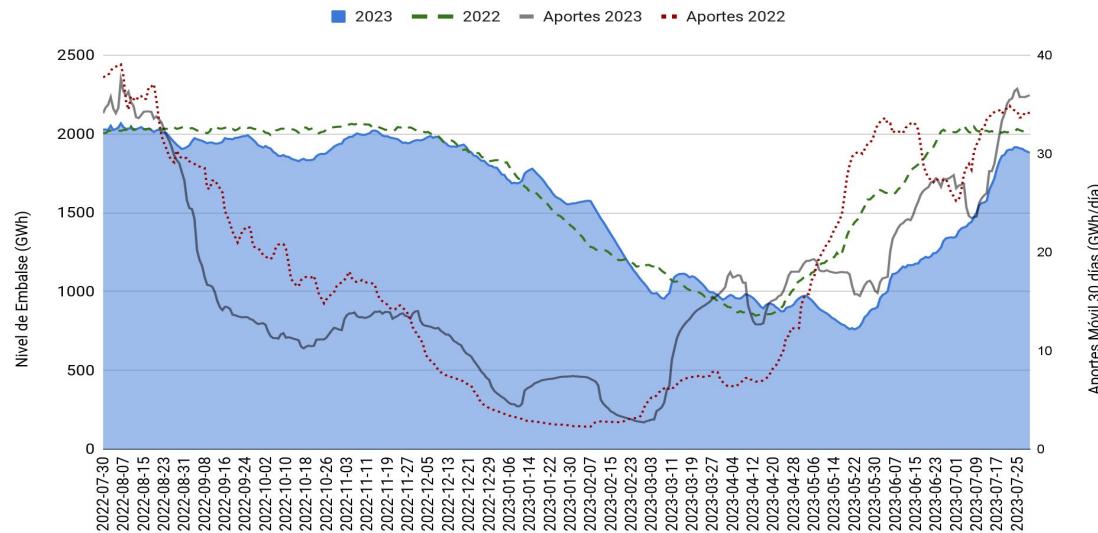
Actualizado: 31- julio

Embalses y Aportes

CHIVOR



GUAVIO



Demanda

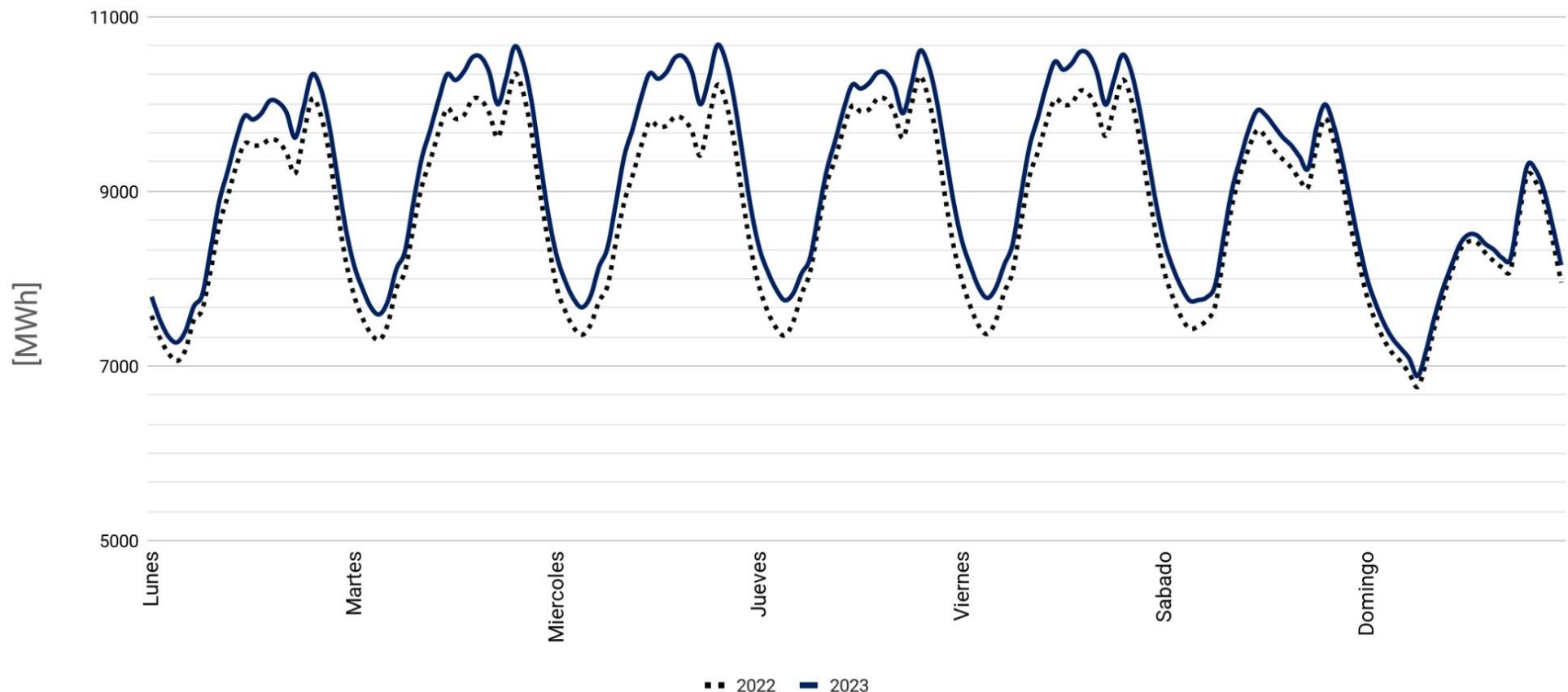
Comparación Demanda Semana (Últimos 30 días)

Comparación de Demanda

Diferencia acumulada en la semana: 3.62% | Actualizado 2023-07-31

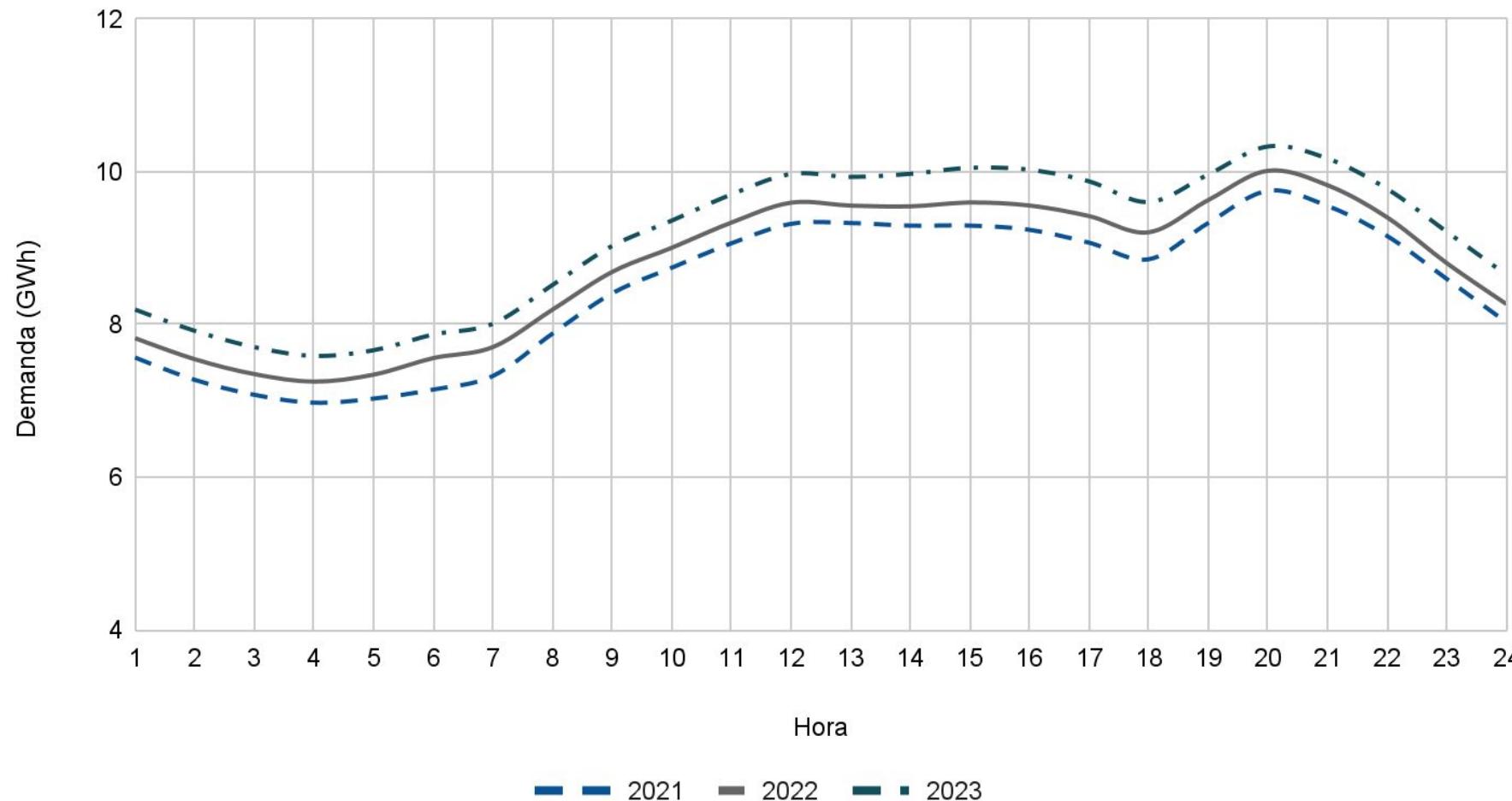
Datos: 28-junio a 27-julio

- Lunes: 3.45%
- **Martes: 3.92%**
- **Miércoles: 5.49%**
- Jueves: 3.47%
- **Viernes: 4.22%**
- Sábado: 2.85%
- Domingo: 1.68%



Comparación Demanda Horaria (Últimos 30 días)

Comparación de demanda horaria (prom. 30 días)

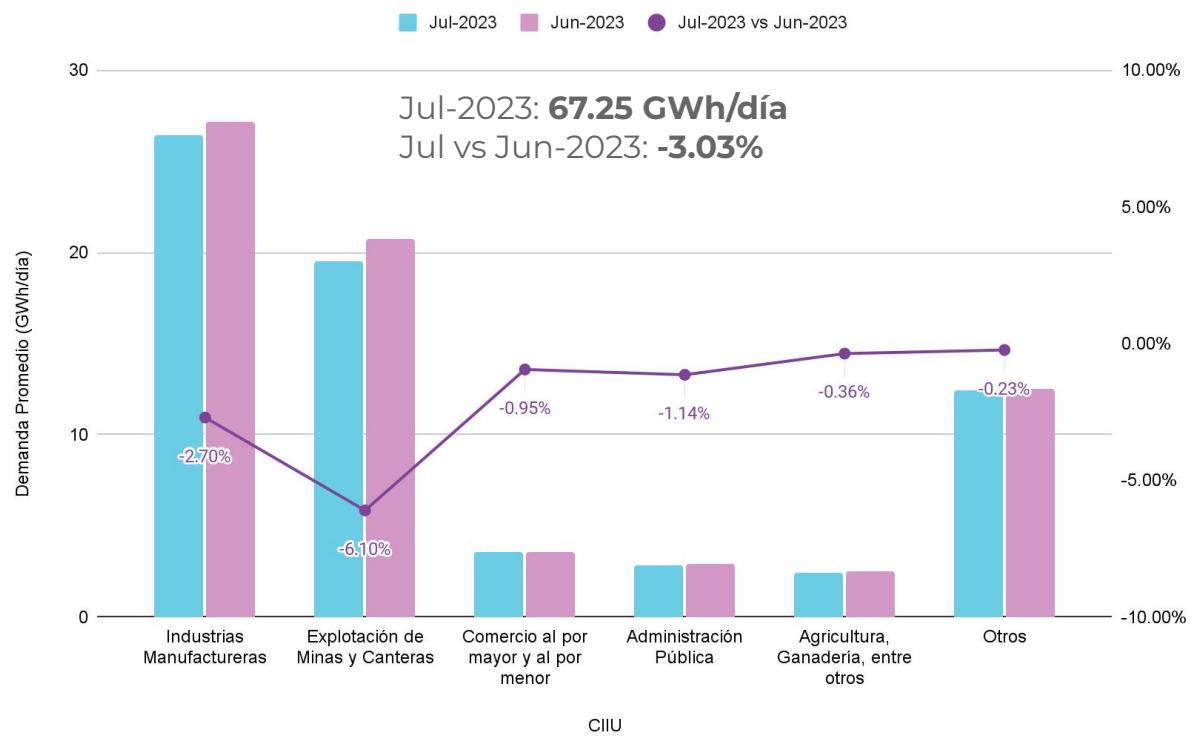


La demanda horaria máxima se presenta a las **20:00** con un valor promedio de **10,332 MW** para 2023.

La diferencia acumulada en el día con respecto a 2021 y 2022 es de **7.76%** y **4.22%** respectivamente.

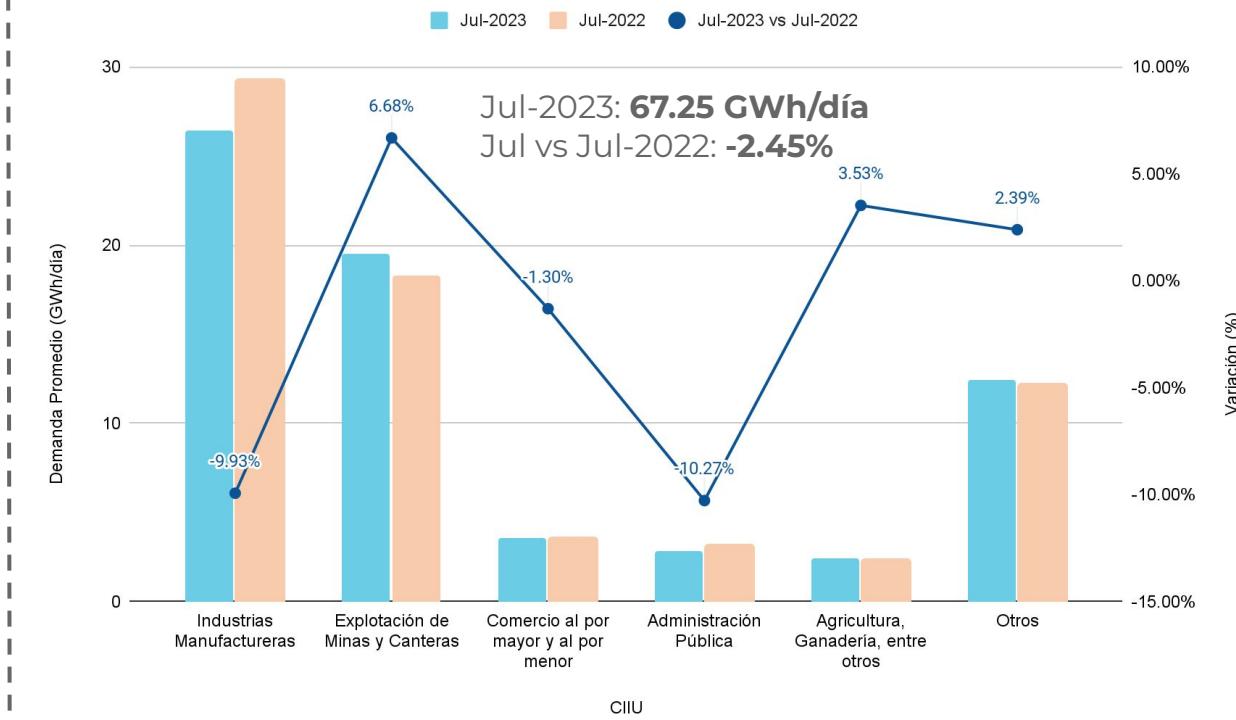
Demanda Mensual por Actividad Comercial (CIIU)

Comparación con mes anterior



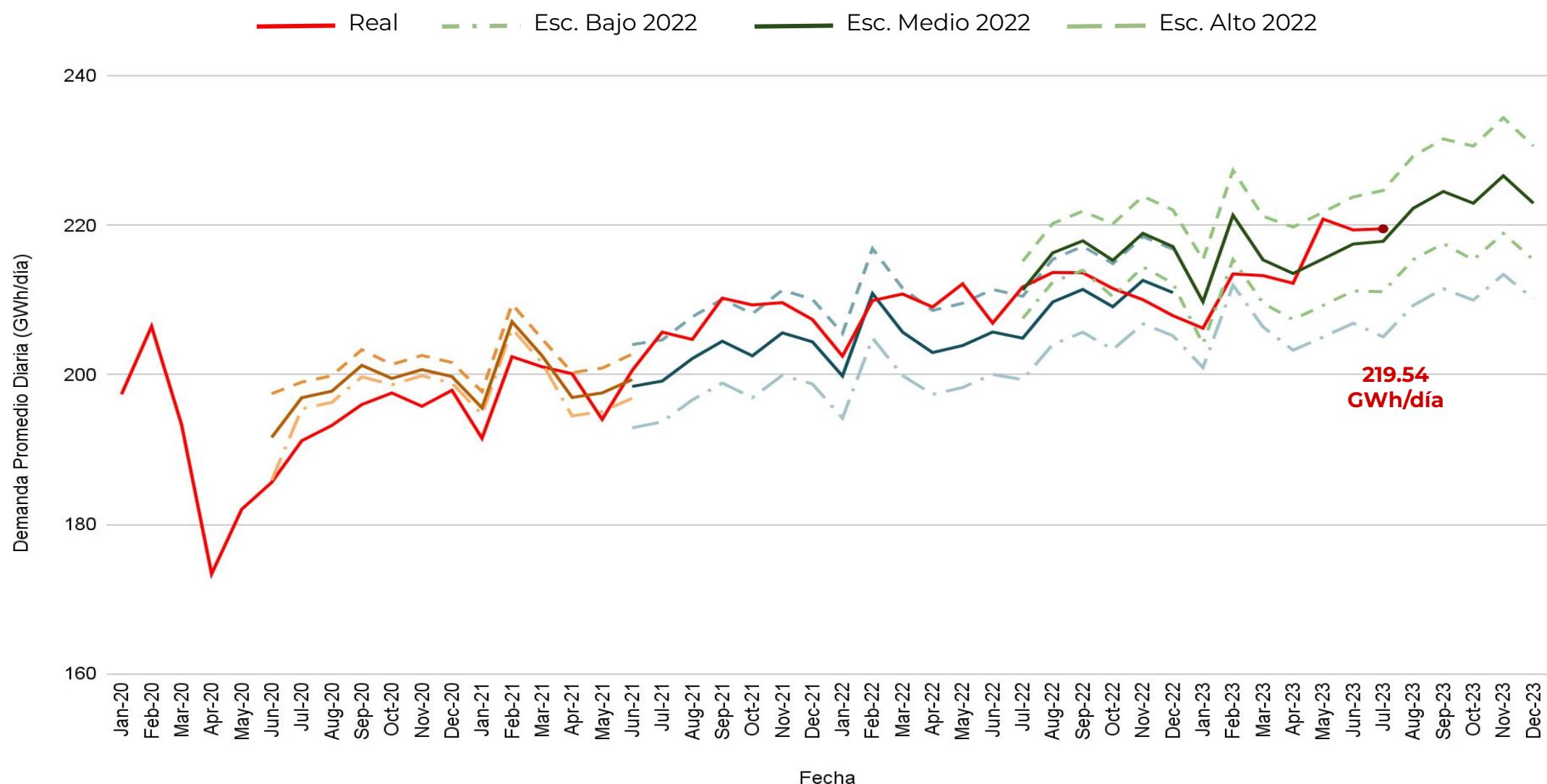
Construcción (35.9%) y Actividades de organizaciones (7.2%) son las actividades comerciales con mayor crecimiento hasta el 25 de julio con respecto al mes anterior

Comparación con año anterior



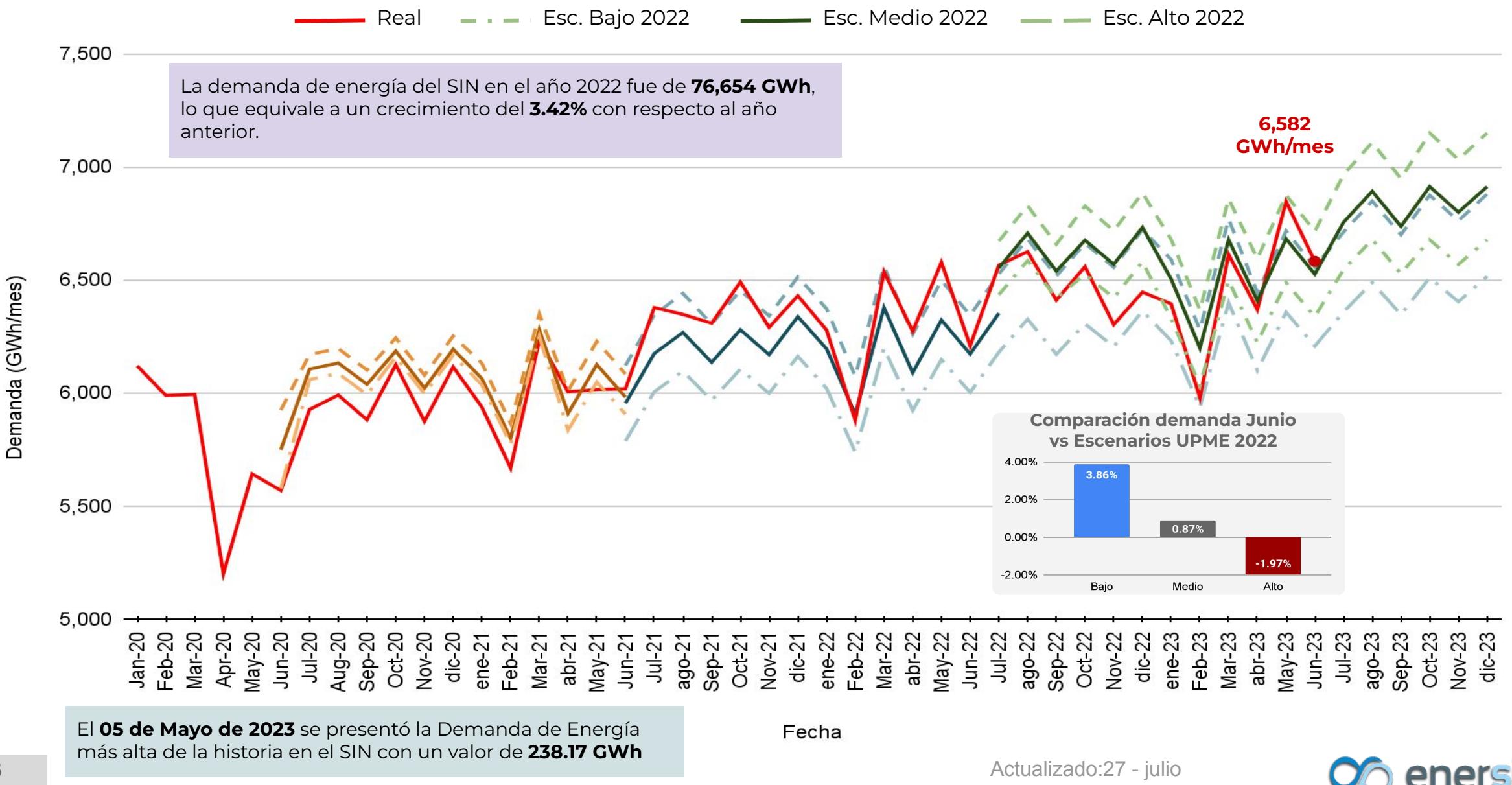
Construcción (97%) y Actividades financieras (8.2%) son las actividades comerciales con mayor crecimiento hasta el 25 de julio con respecto al mismo mes del año anterior

Proyección de Demanda Diaria Promedio UPME - 2022

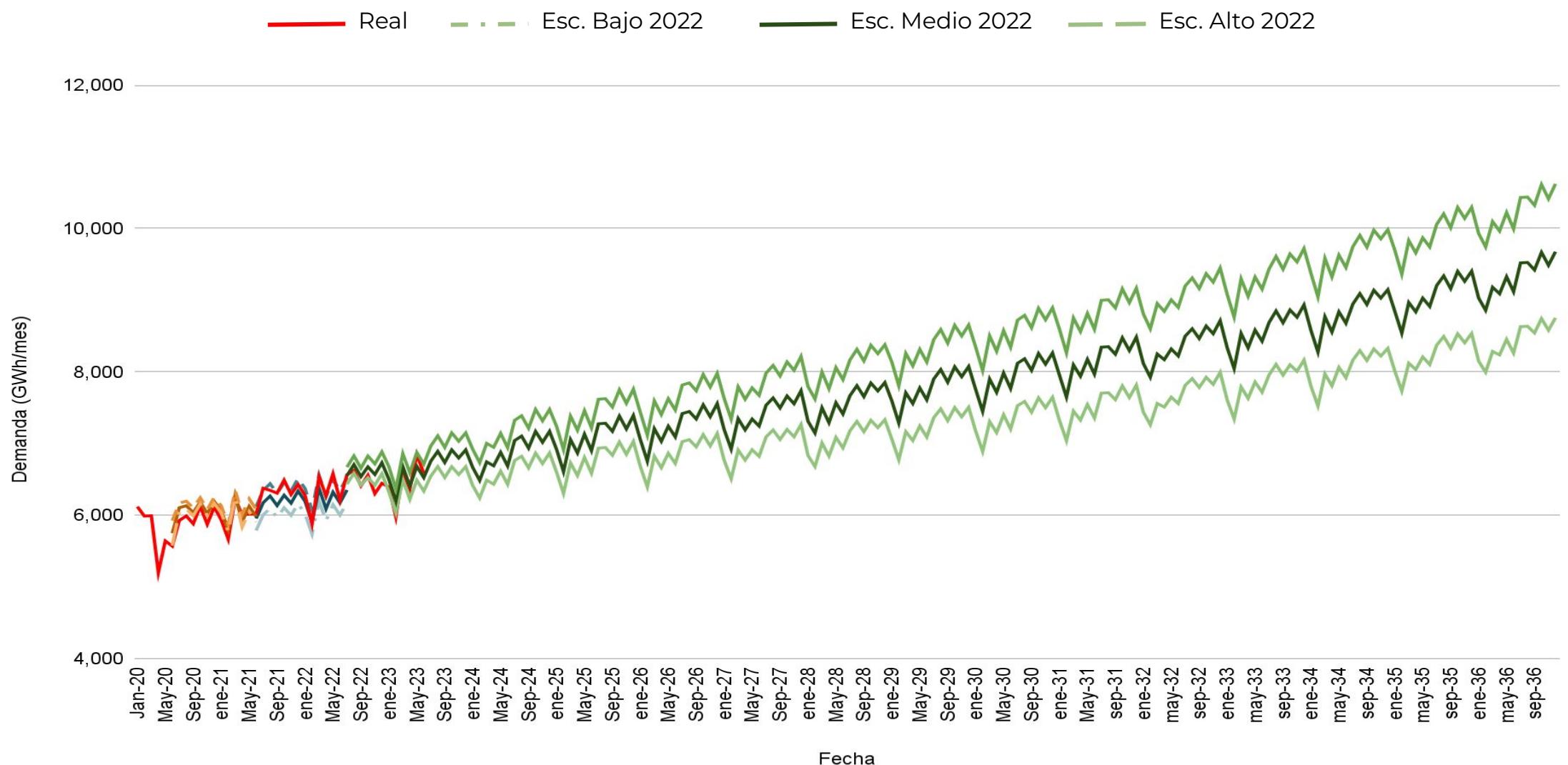


La demanda de Energía Eléctrica, para el mes de julio, se encuentra **7.04%** por encima del **Escenario Bajo** de la UPME de la **proyección de Jun 2021** y **0.77%** por encima del **Escenario Medio** de la UPME de la **proyección de Jun 2022**.

Proyección de Demanda UPME - 2022



Proyección de Demanda UPME - Largo Plazo

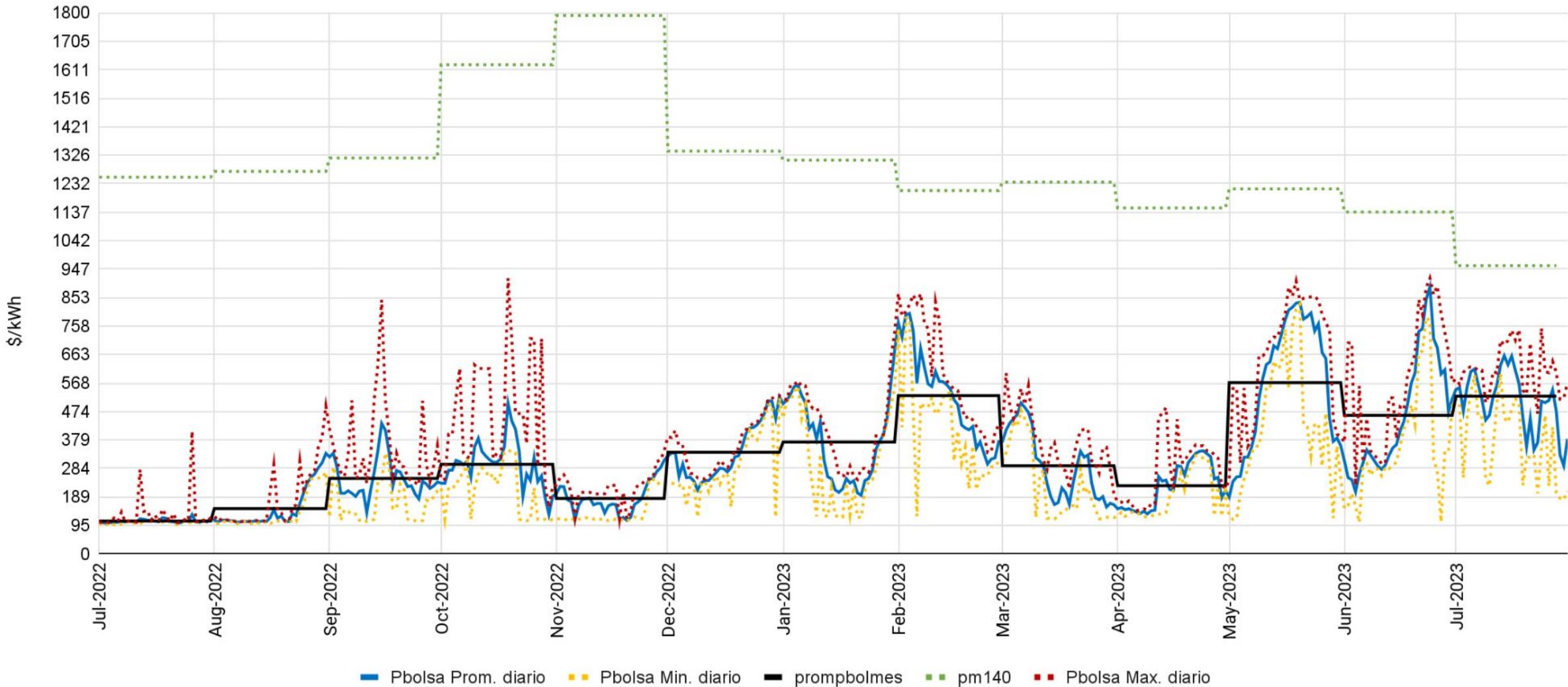


Precios de Bolsa y Variables MEM

Precio de Bolsa Diario

Actualizado 2023-07-31 12:41:27

El precio promedio de Bolsa para el mes de julio, hasta el 26, es de **525.33 COP/kWh** con un valor máximo de 750.77 COP/kWh



Despacho programado

Fuente: XM

Agua Líquidos Carbón Sol Marginal Seguridad Pueblas

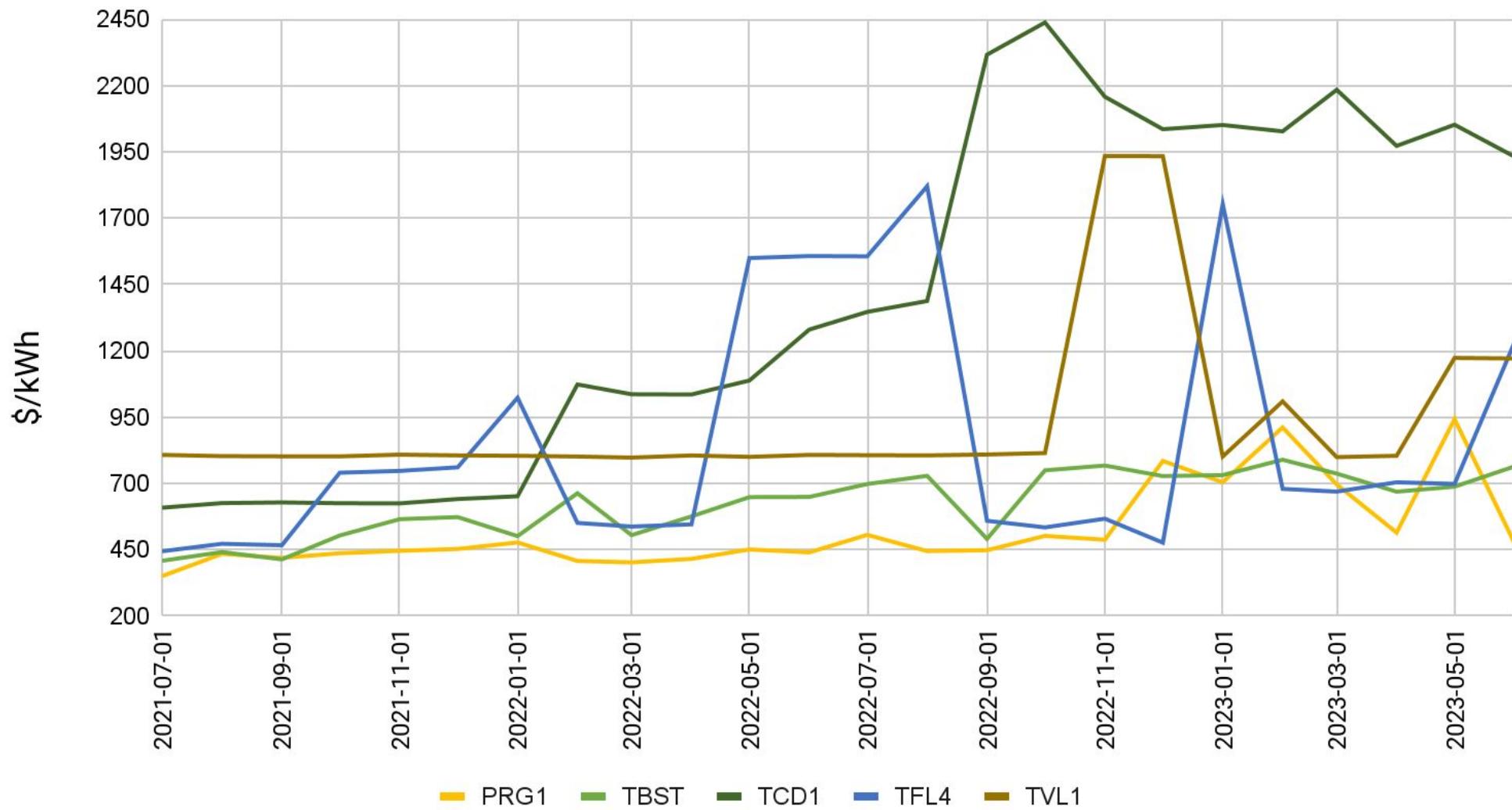
Despacho coordinado para 2023-05-23

Powered by  enersinc

planta	preofe	cap	disp	total	h1	h2	h3	h4	h5	h6	h7	h8	h9	h10	h11	h12	h13	h14	h15	h16	h17	h18	h19	h20	h21	h22	h23	h24	
Costo Marginal (imar)	827	0	0	448544	788	788	788	788	788	802	802	802	805	850	855	850	855	855	855	855	855	855	850	805	802				
Costo Marginal (dmar)	712	0	0	448544	247	246	293	244	293	802	788	788	805	850	850	850	850	850	850	850	850	855	855	850	805	802			
TCANDEL2	2122	3768	3768	2354	0	0	0	0	0	78	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	78	0		
TERMONORTE	1439	2112	1704	1345	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	71	71	71	67	58	53		
PORCE2	943	9720	9720	4050	0	0	0	0	0	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	0	0		
MIEL1	880	9504	8712	744	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	
SALVAJINA	880	7560	7392	1080	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	
GUAVIO	855	30000	27720	1856	110	60	0	0	60	150	160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	414	489	415	0	0	0	
CALIMA1	850	3168	3168	1358	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	132	132	132	132	110	132	132	132	132	132	132	132	0	0	
BETANIA	850	12960	11736	3807	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	
PRADO	820	1224	1224	561	0	0	0	0	0	0	0	0	0	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	0
ELQUIMBO	805	9600	8016	5068	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	
SANCARLOS	803	29760	27125	16668	0	0	0	0	0	75	0	155	949	1044	1044	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	381	
TEBSA	795	18984	18984	15038	572	366	234	234	234	291	436	405	550	642	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	
ZIPAEMG2	760	864	432	432	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	
PROELECT	642	1080	1080	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	34	42	42	42	42	42	42	42	42	
TCENTRO1	111	6528	6528	6528	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272		
RN SELPASO	106	1608	1620	492	0	0	0	0	0	15	29	43	51	57	55	57	56	54	46	22	7	0	0	0	0	0	0	0	
ZIPAEMG4	106	1536	1368	1288	41	41	41	41	41	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	
ZIPAEMG3	106	1512	1224	1139	34	34	34	34	34	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	
TYOPAL5	106	1200	1152	1152	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	
TYOPAL4	106	1200	1152	1152	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	
TYOPAL3	106	1200	1152	1152	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	
TYOPAL2	106	672	600	483	4	0	0	0	4	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
TASAJERO2	106	4080	4080	3841	137	104	135	100	135	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170		
TASAJERO1	106	3960	3960	3566	88	68	68	68	138	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165		
SALTO II	106	840	840	840	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	
PAIPAA	106	3840	3840	3538	128	95	63	88	126	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160		
PAIPAA3	106	1680	1512	1462	58	58	53	48	43	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	
PAIPAA2	106	1728	1728	1678	62	62	57	52	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	
PAIPAA1	106	864	864	837	34	32	30	28	29	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	
MERILEC1	106	3936	2160	2110	40	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	
GUAJIR21	106	3480	3480	3480	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	
GUAJIR11	106	3624	3480	3147	88	72	72	72	88	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145		
GECELCA32	106	6552	6552	6447	233	233	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	
DORADA1	106	1224	1124	1124	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
ZIPAEMG5	106	1512	1440	1365	45	45	45	45	45	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	
ITUANGO	106	13920	12960	12960	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	
C LLERAS	106	1872	1680	1680	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	
ESMERALDA	106	720	672	672	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	
AMOYA	106	1920	1430	1430	75	75	75	75	75	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	
SANMIGUEL	106	1200	1200	1200	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
GECELCA32	106	6552	6552	6447	233	233	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	
MERILEC1	104	3936	3936	3936	40	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CUCUANA	99	1344	1344	1237	56	56	56	5	56	56	56	0	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	
RN SELPASO	97	1608	1658	506	0	0	0	0	0	16	34	43	47	53	56	59	60	60	63	43	23	12	0	0	0	0	0	0	0
TASAJERO2	97	4080	4080	3766	137	104	103	120	155	122	135	170	170	17															

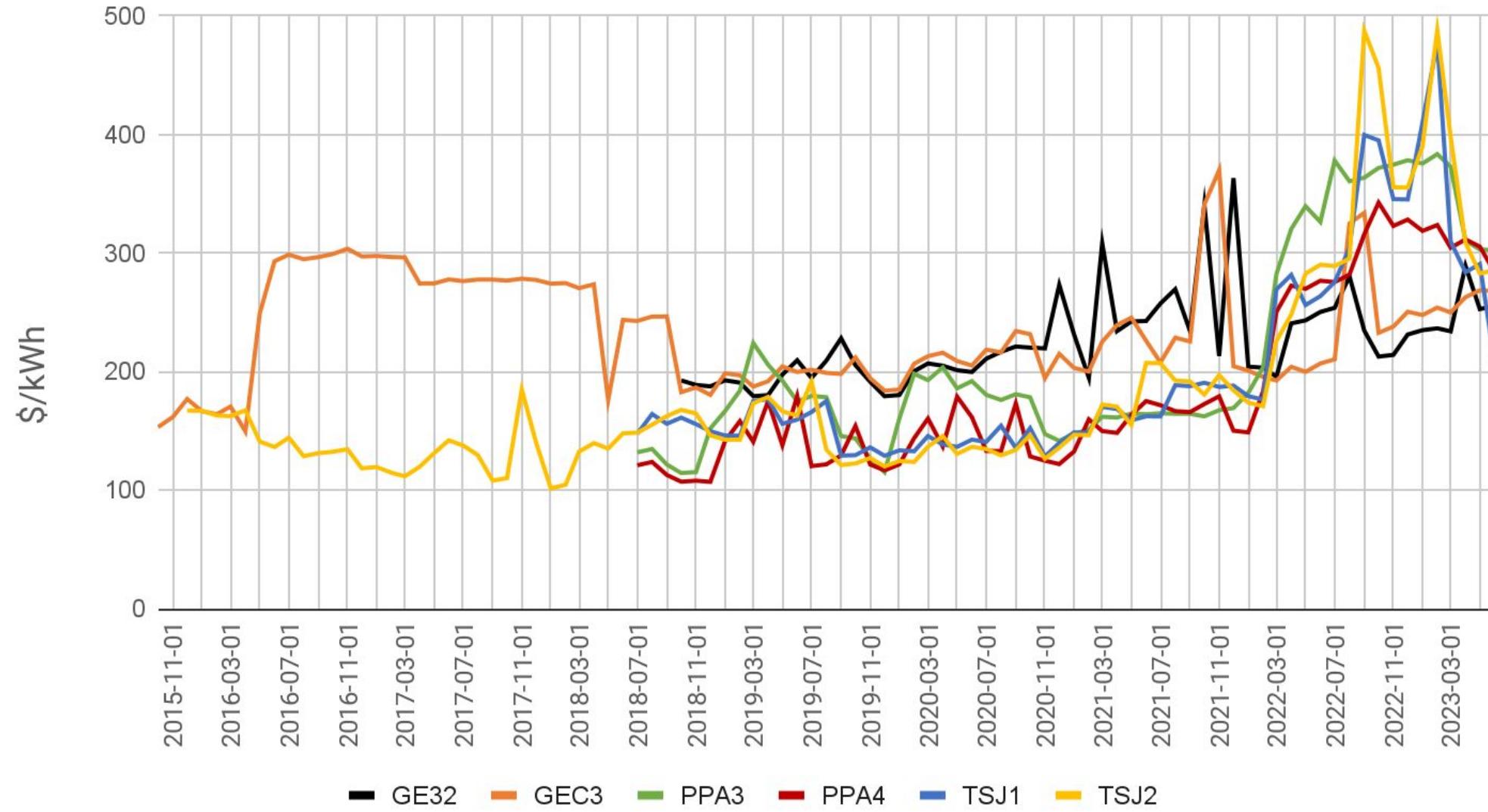
Precios de Oferta de plantas a Gas

Actualizado 2023-07-31 12:59:47



Precios de Oferta de plantas a Carbón

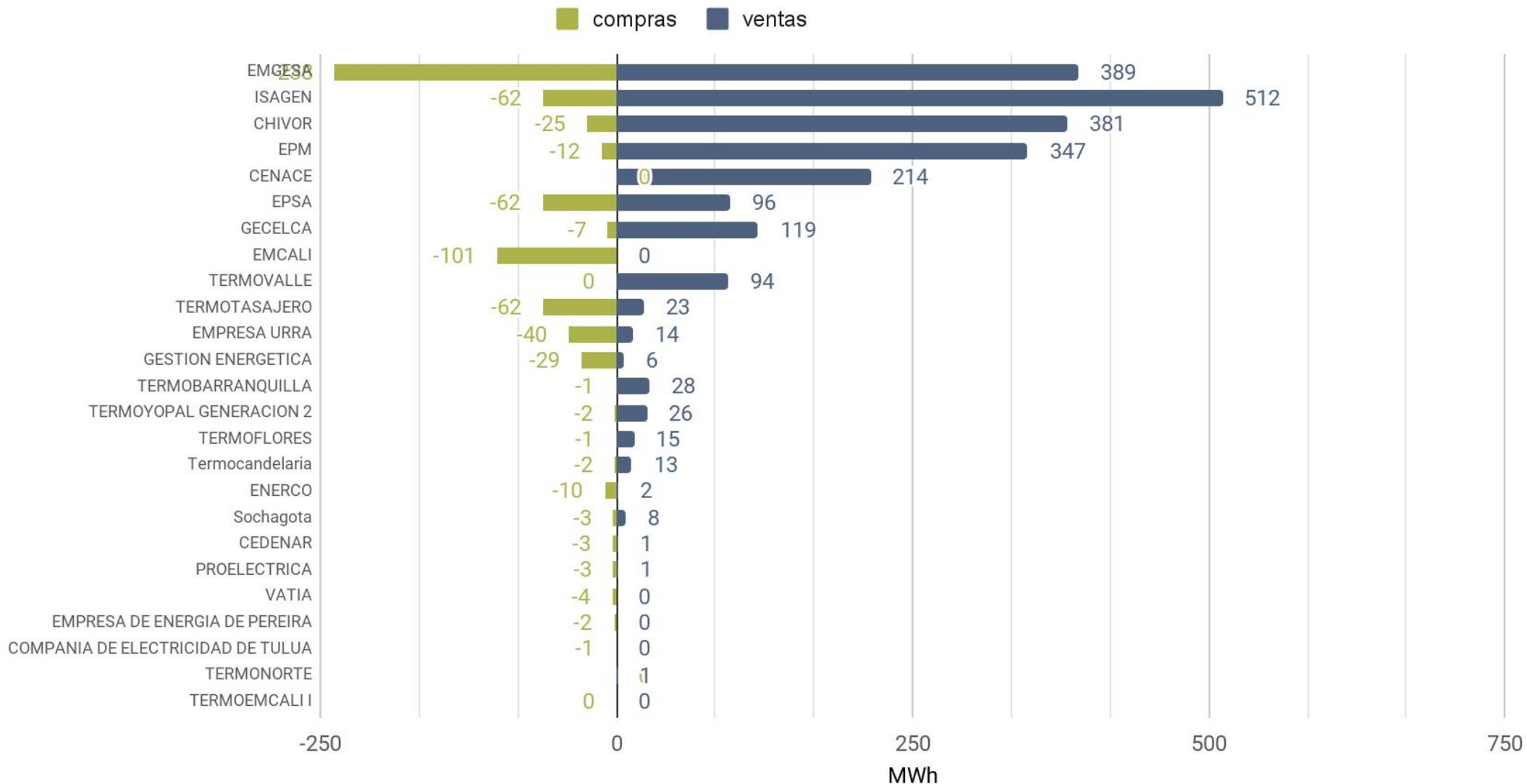
Actualizado 2023-07-31 12:38:19



COMPRAS Y VENTAS EN BOLSA AGENTES

Compras y Ventas en Bolsa - Generadores

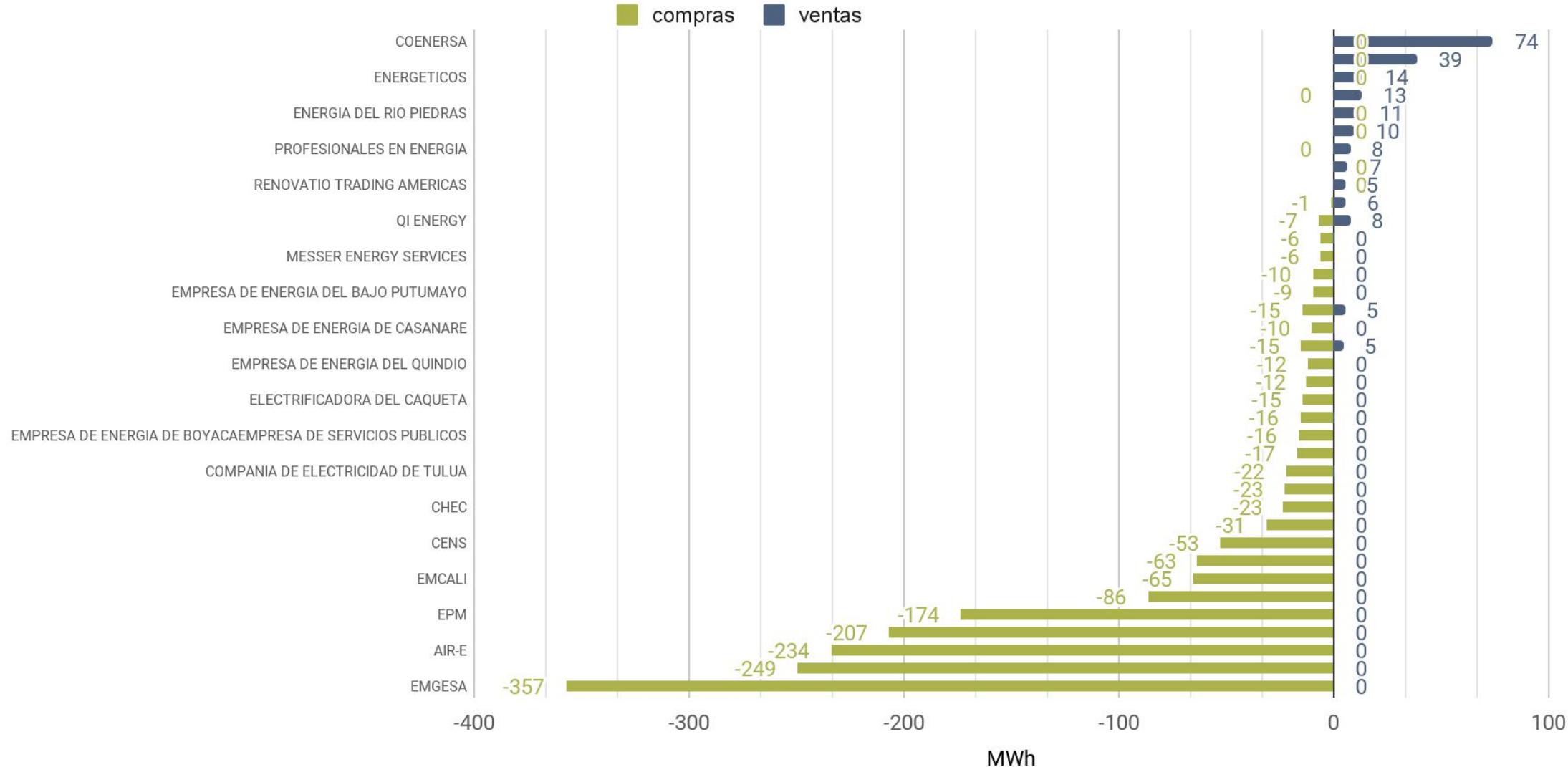
Desde: 2023-07-01 Hasta: 2023-07-26 | Actualizado 2023-07-31 12:34:50



COMPRAS Y VENTAS EN BOLSA AGENTES

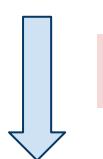
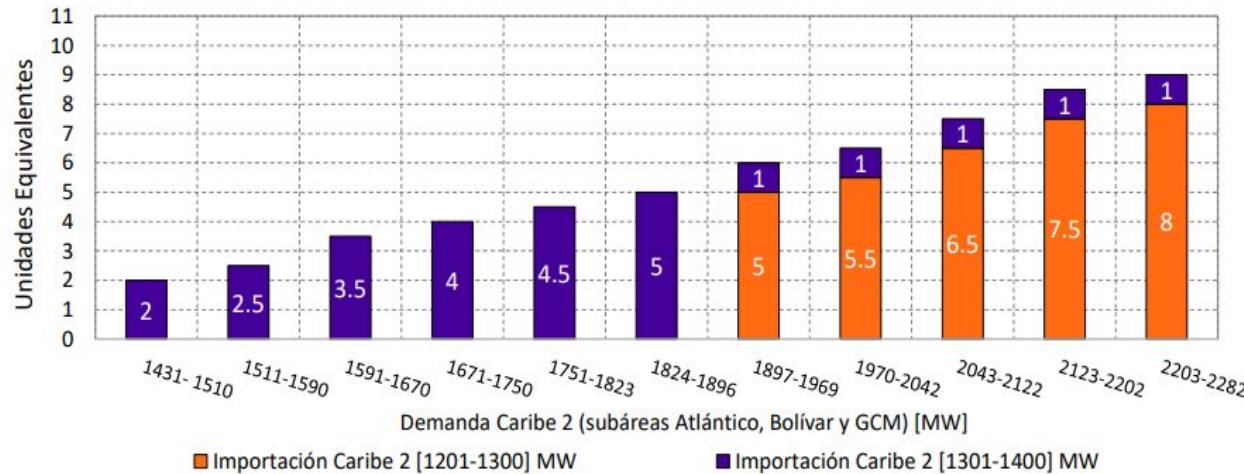
Compras y Ventas en Bolsa - Comercializadores

Desde: 2023-07-01 Hasta: 2023-07-26 | Actualizado 2023-07-31 12:07:46

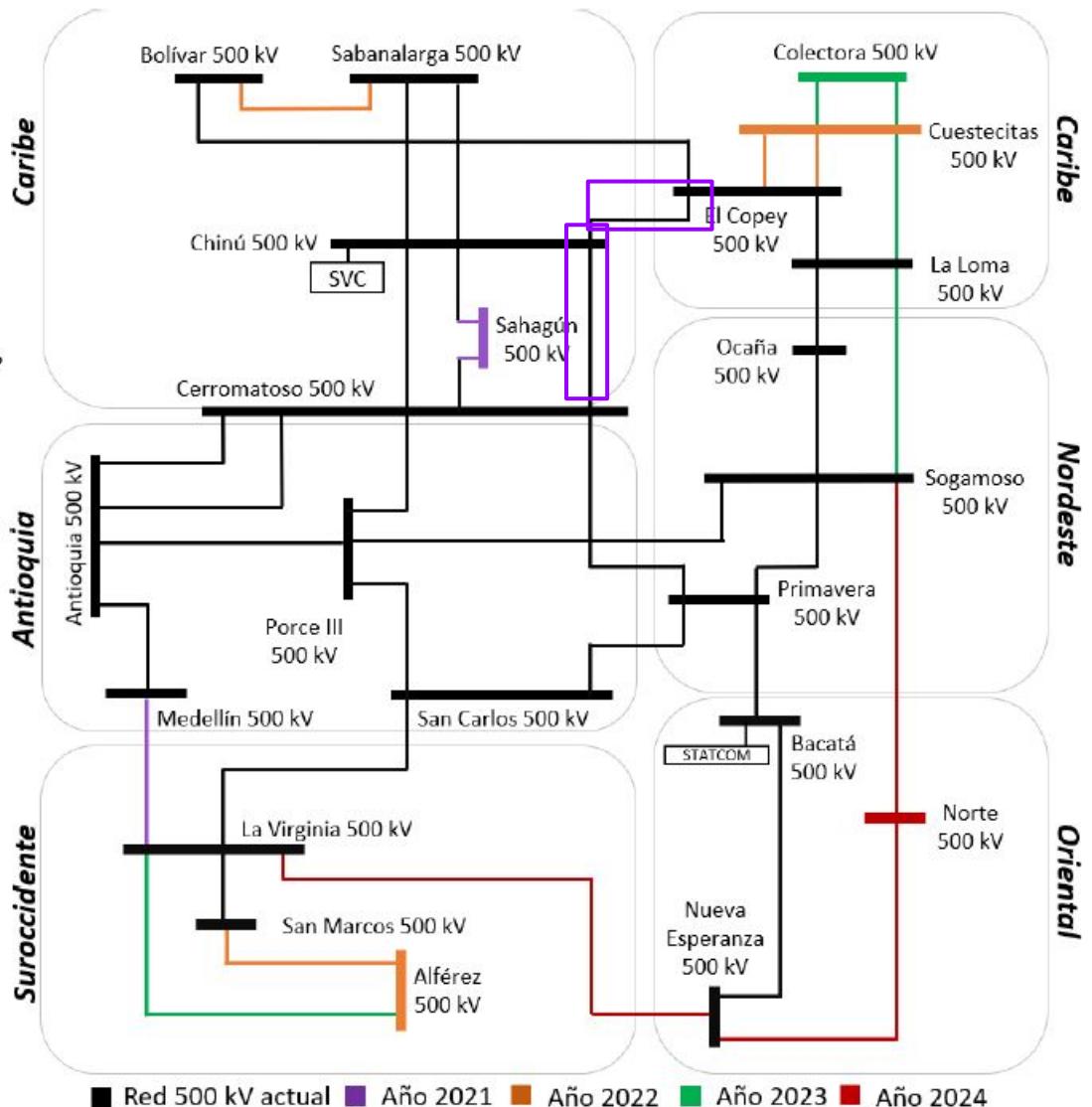
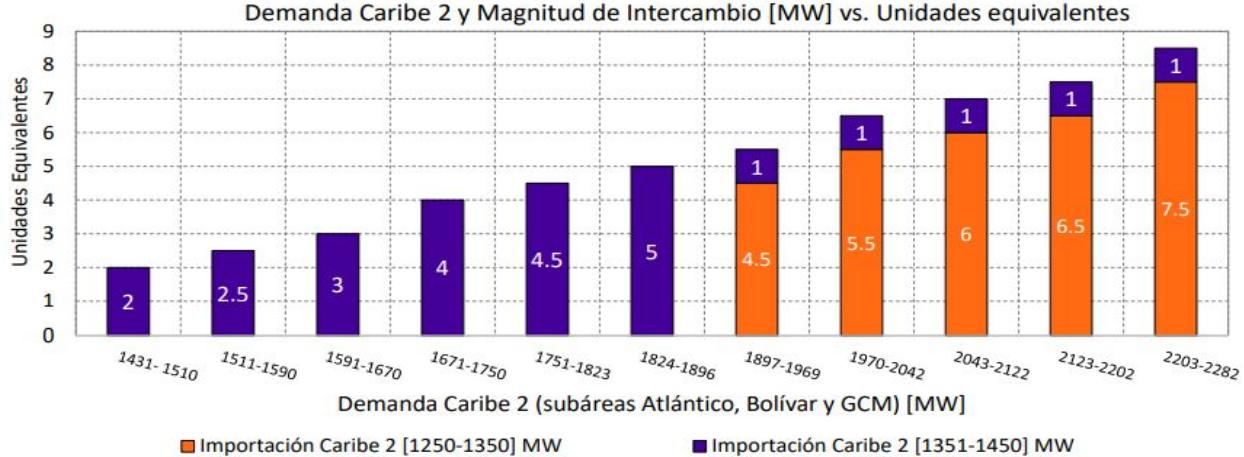


Proyectos de Transmisión y Subastas

IPOEMP + IPOELP



2023



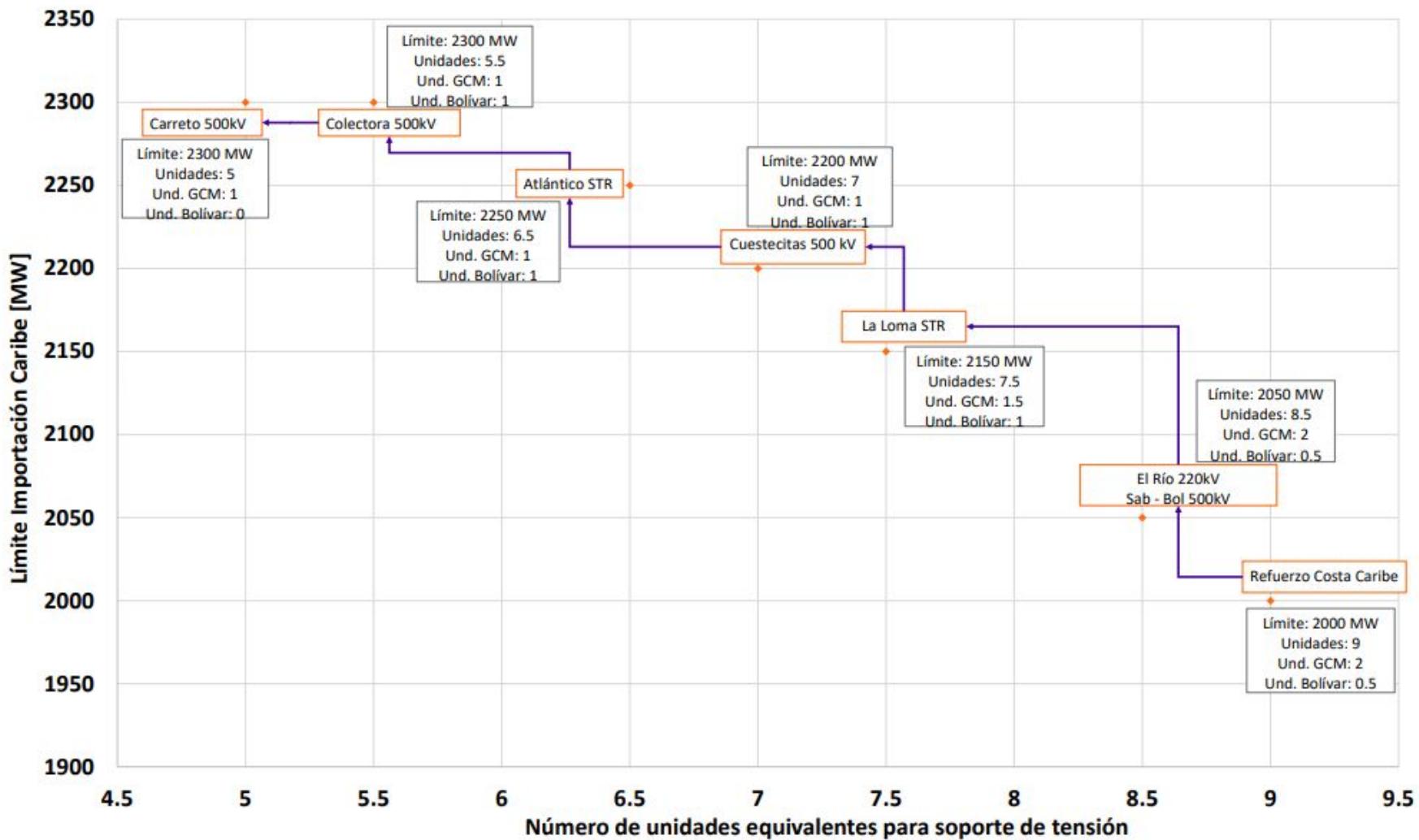
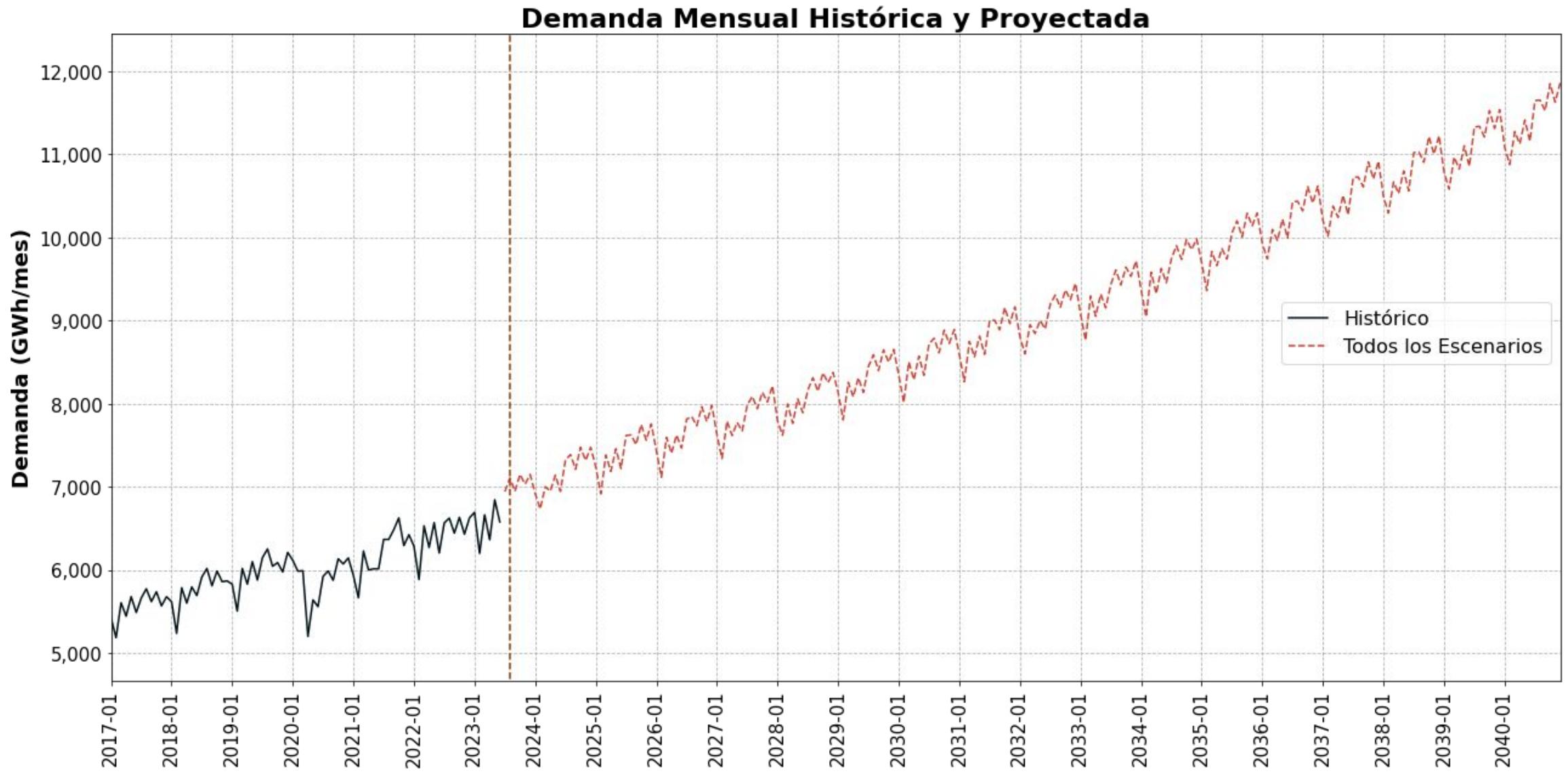


Figura 4-7. Evolución límite de importación área Caribe

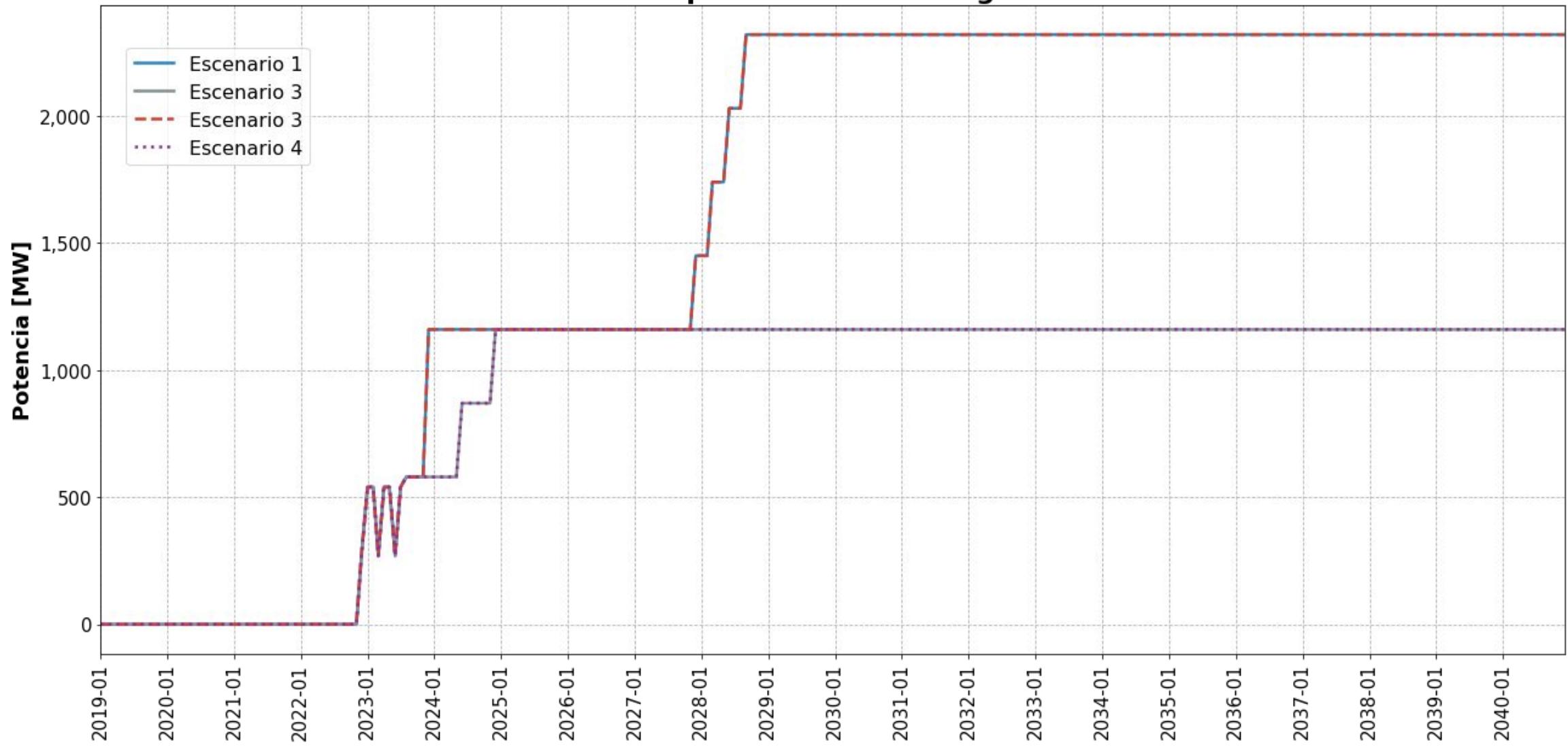
Resumen de Supuestos

Demanda UPME

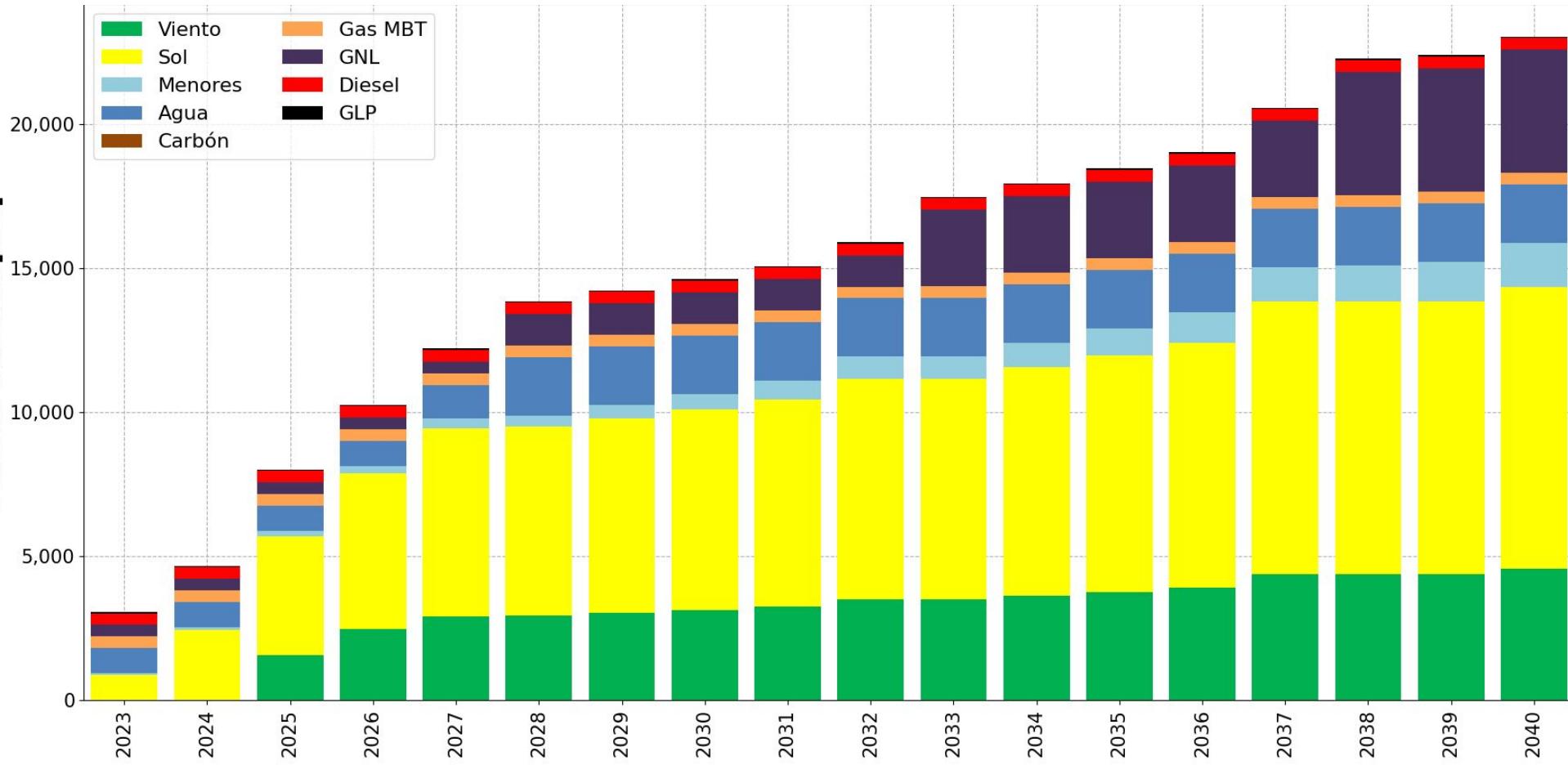


Entrada Hidroituango

Expansión Hidroituango



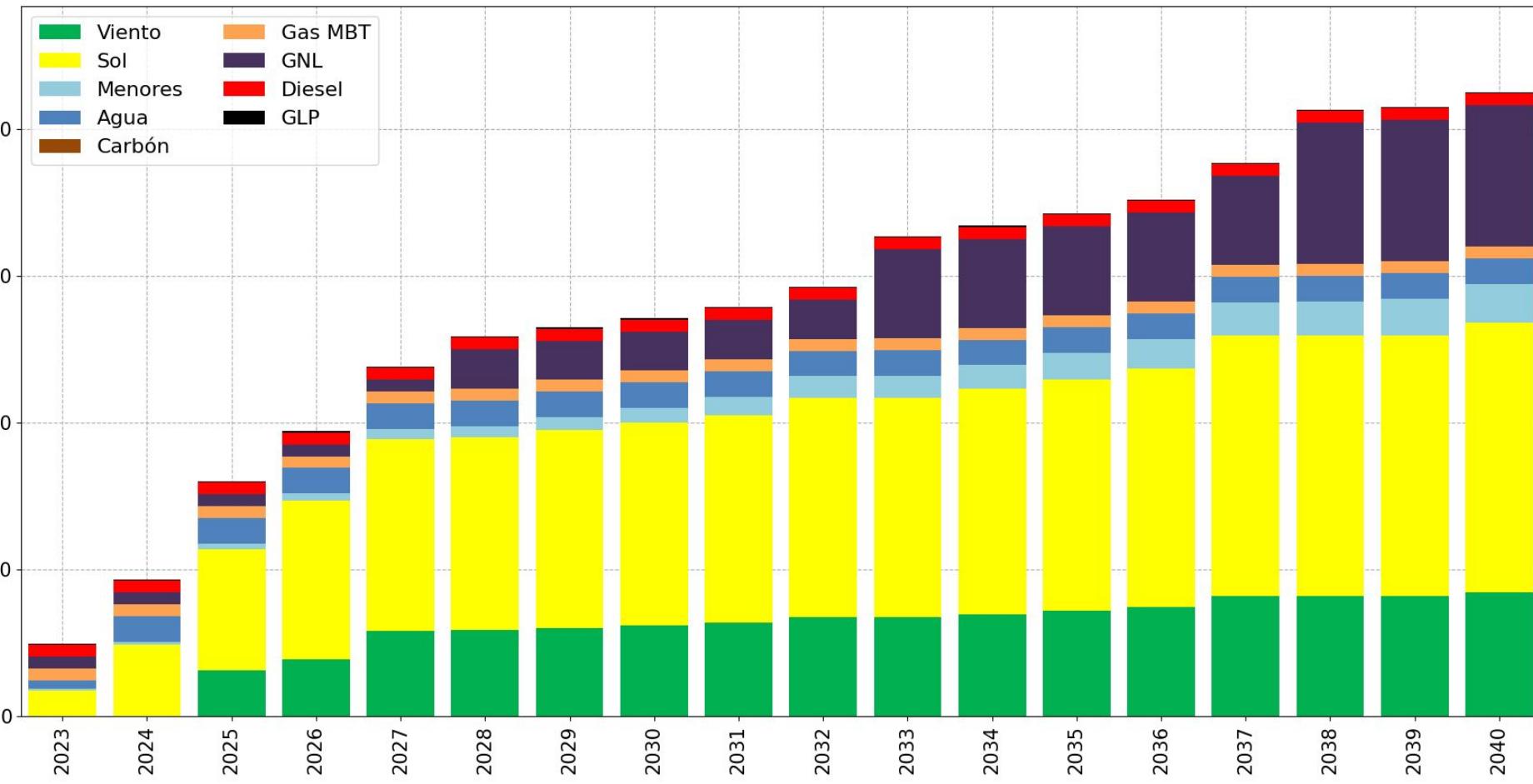
Expansión Escenario 1



Renovables:

- 30% de demanda en 2040
- Máxima Solar y Eólica para 2030 de 10,000 MW

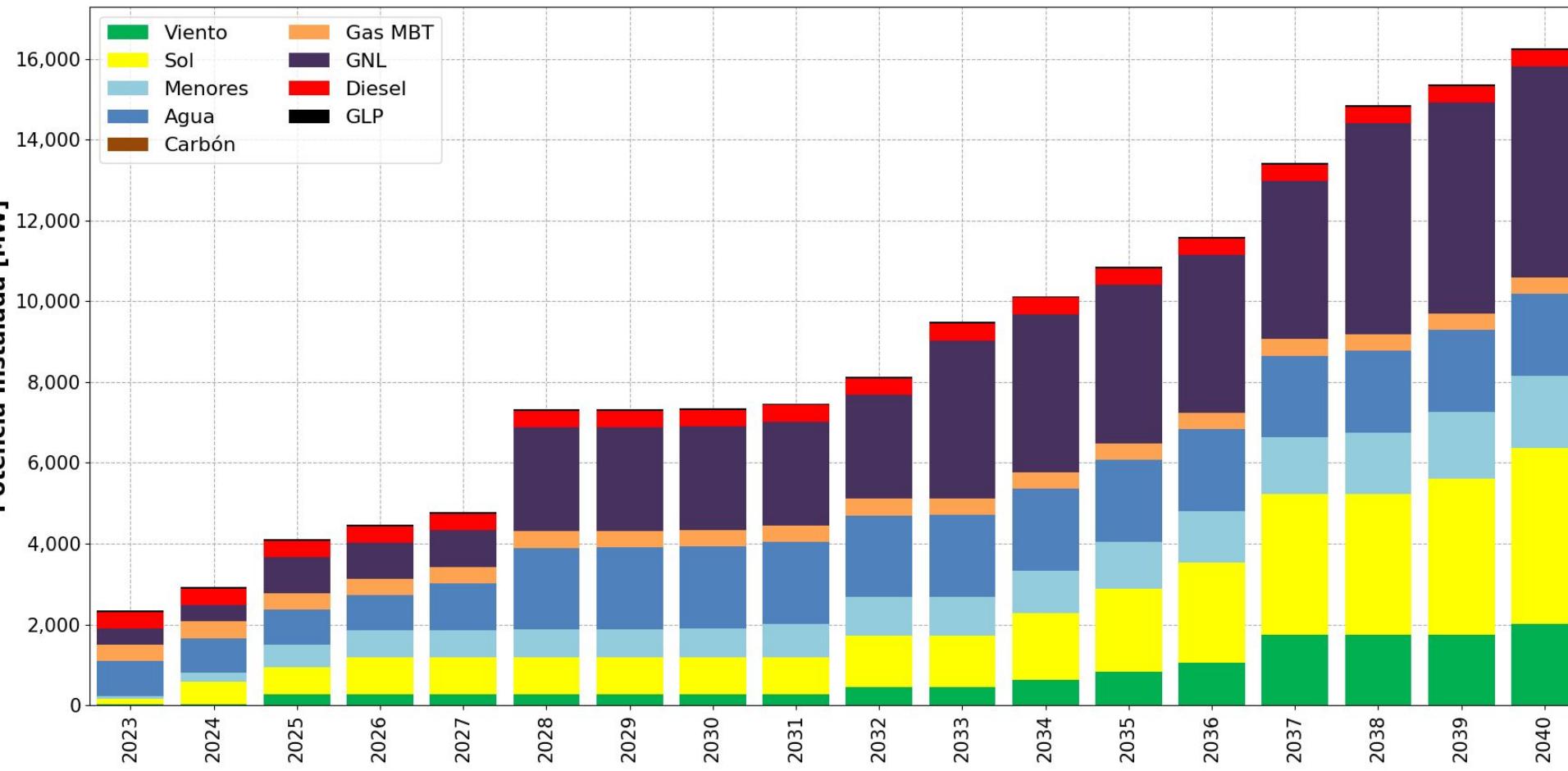
Expansión Escenario 2



Renovables:

- 25% de demanda en 2040
- Máxima Solar y Eólica para 2030 de 10,000 MW

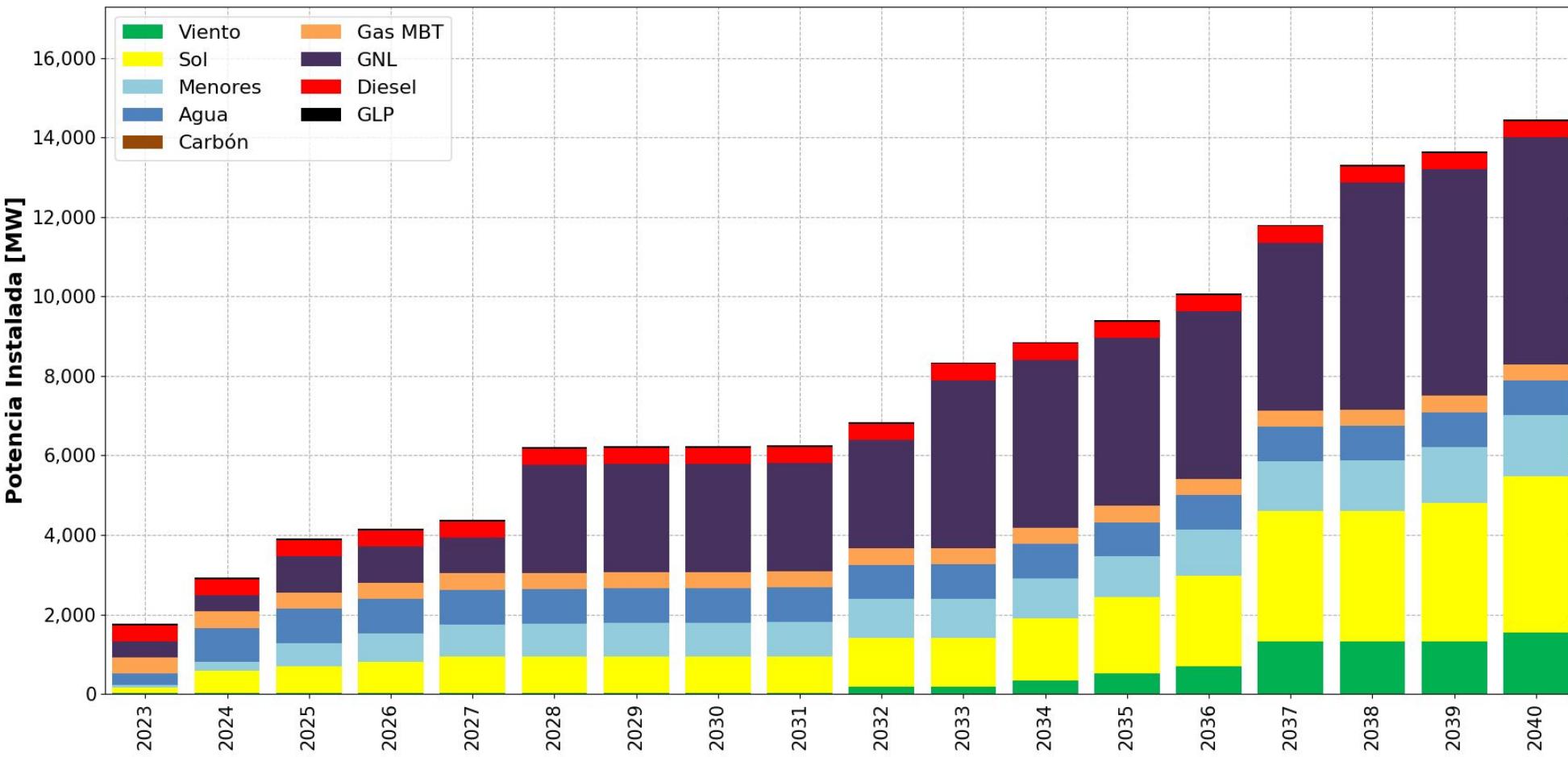
Expansión Escenario 3



Renovables:

- 30% de demanda en 2040
- Máxima Solar y Eólica para 2030 de 2,000 MW

Expansión Escenario 4



Renovables:

- 25% de demanda en 2040
- Máxima Solar y Eólica para 2030 de 2,000 MW

Anexo 2: Resultados

Resumen Precio de Bolsa Anual (\$/kWh) - Todos los Escenarios

Precio de Bolsa Anual



	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4
2022	223.10	223.10	223.10	223.10
2023	512.79	522.88	518.73	520.33
2024	504.97	728.74	588.86	765.15
2025	282.18	298.94	377.24	389.26
2026	242.23	240.36	350.37	360.19
2027	210.91	226.02	383.09	378.87
2028	192.28	258.08	347.56	427.46
2029	245.32	257.71	430.98	405.83
2030	238.45	234.90	383.50	386.82
2031	259.13	273.85	440.58	448.79
2032	277.34	291.37	450.55	456.58
2033	308.61	338.26	457.76	472.23
2034	349.85	332.15	472.98	447.99
2035	354.54	365.99	470.24	466.75
2036	343.47	379.55	435.27	457.66
2037	360.58	376.17	454.09	461.81
2038	382.37	398.00	462.56	466.65
2039	393.48	407.08	455.61	467.19
2040	414.46	419.68	478.09	475.04

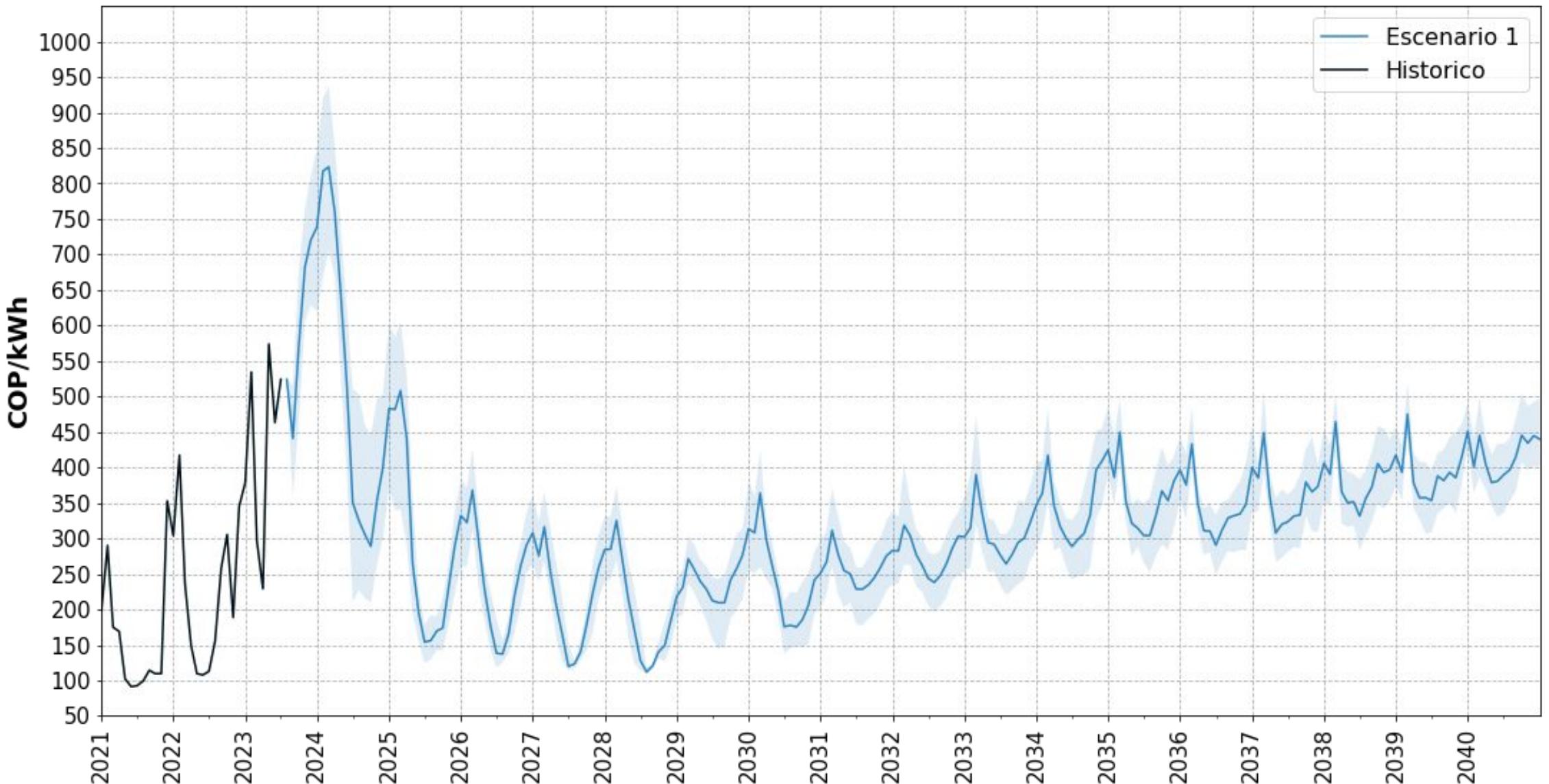
The background of the slide is a photograph of a wind farm. Several white wind turbines with three blades each are scattered across a landscape of green fields and dense forests. A dirt road or path cuts through the trees in the foreground. The sky is overcast with grey clouds.

2.1

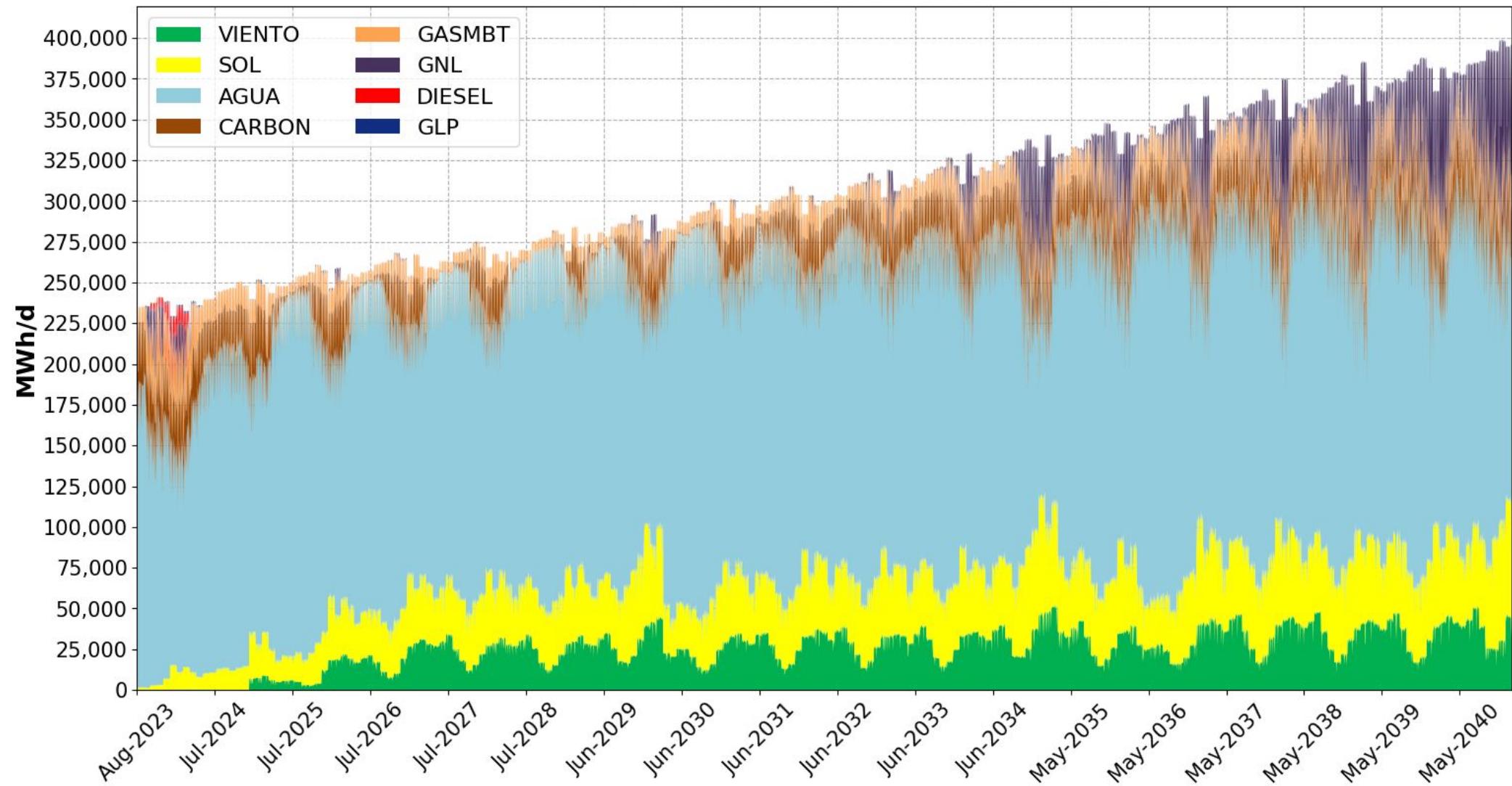
Escenario 1

Precio de Bolsa Mensual (\$/kWh) - Esc 1

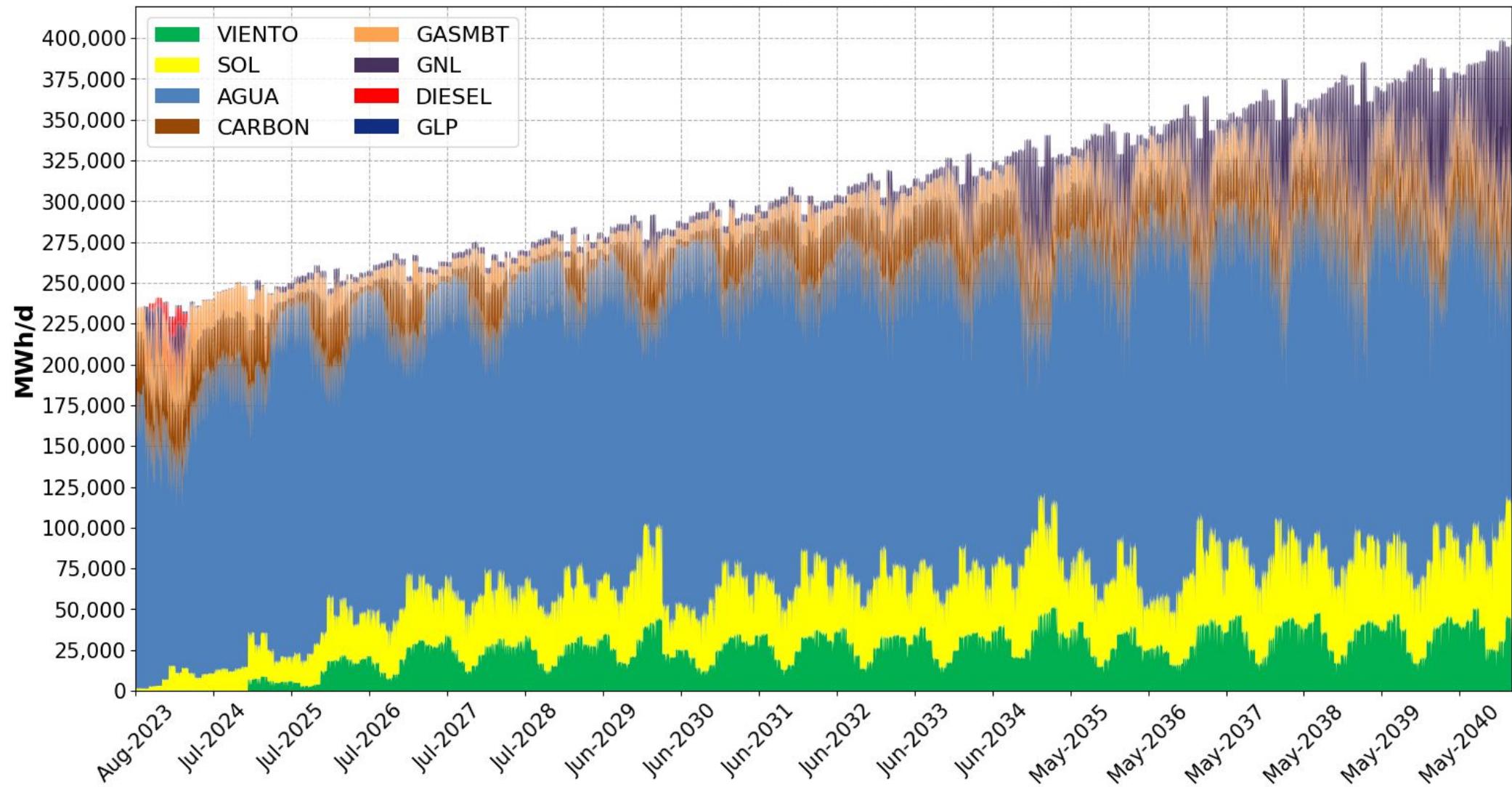
Precio de Bolsa Mensual Escenario 1



Generación Ideal por Combustible - Esc 1



Generación Real por Combustible - Esc 1



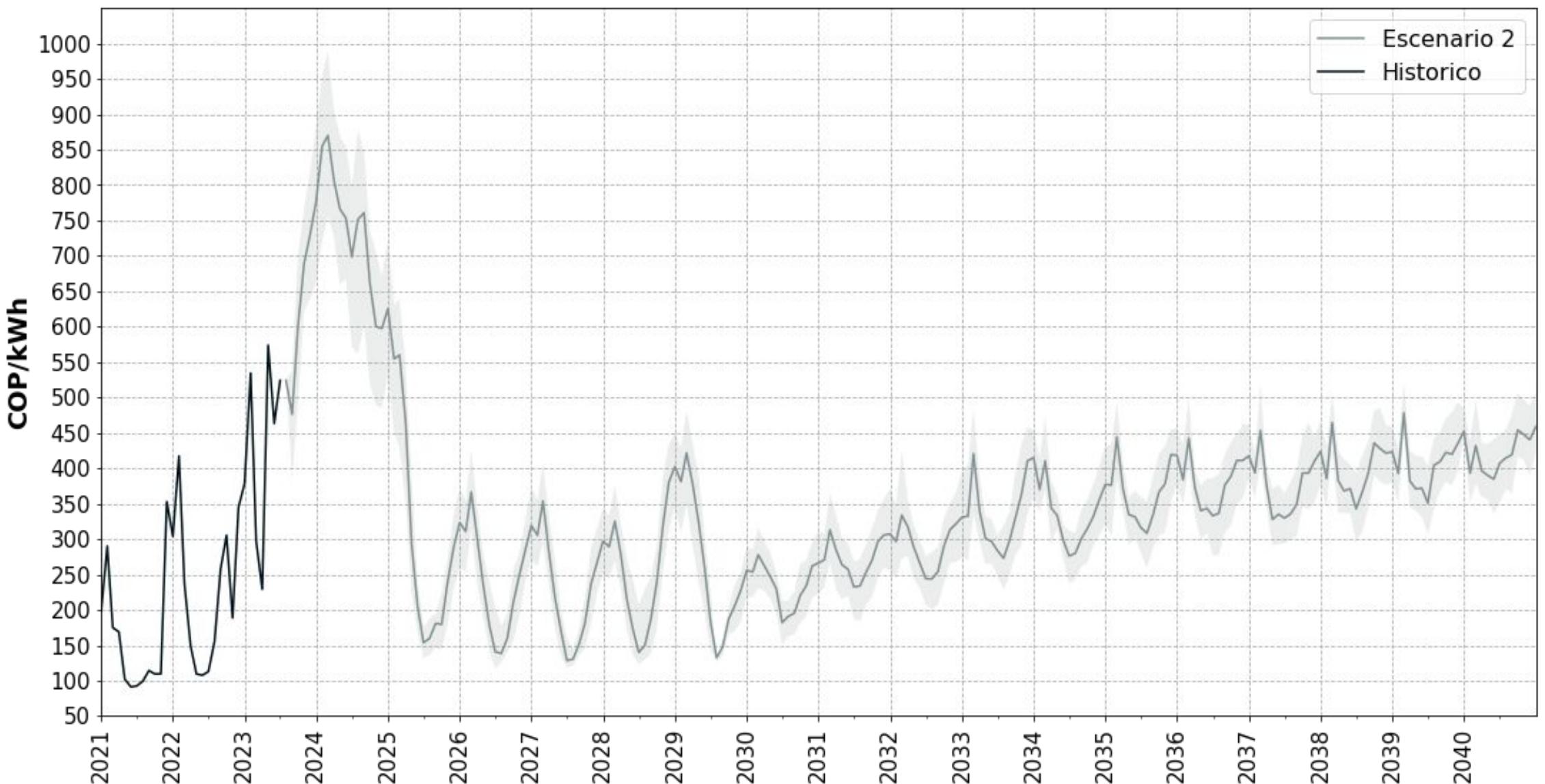
The background of the slide is a photograph of a wind farm. Several white wind turbines stand tall against a dark, overcast sky. They are positioned on a hillside covered in dense green pine trees. A dirt road or path leads towards the turbines from the bottom left. The perspective is from a high vantage point, looking down at the turbines.

2.2

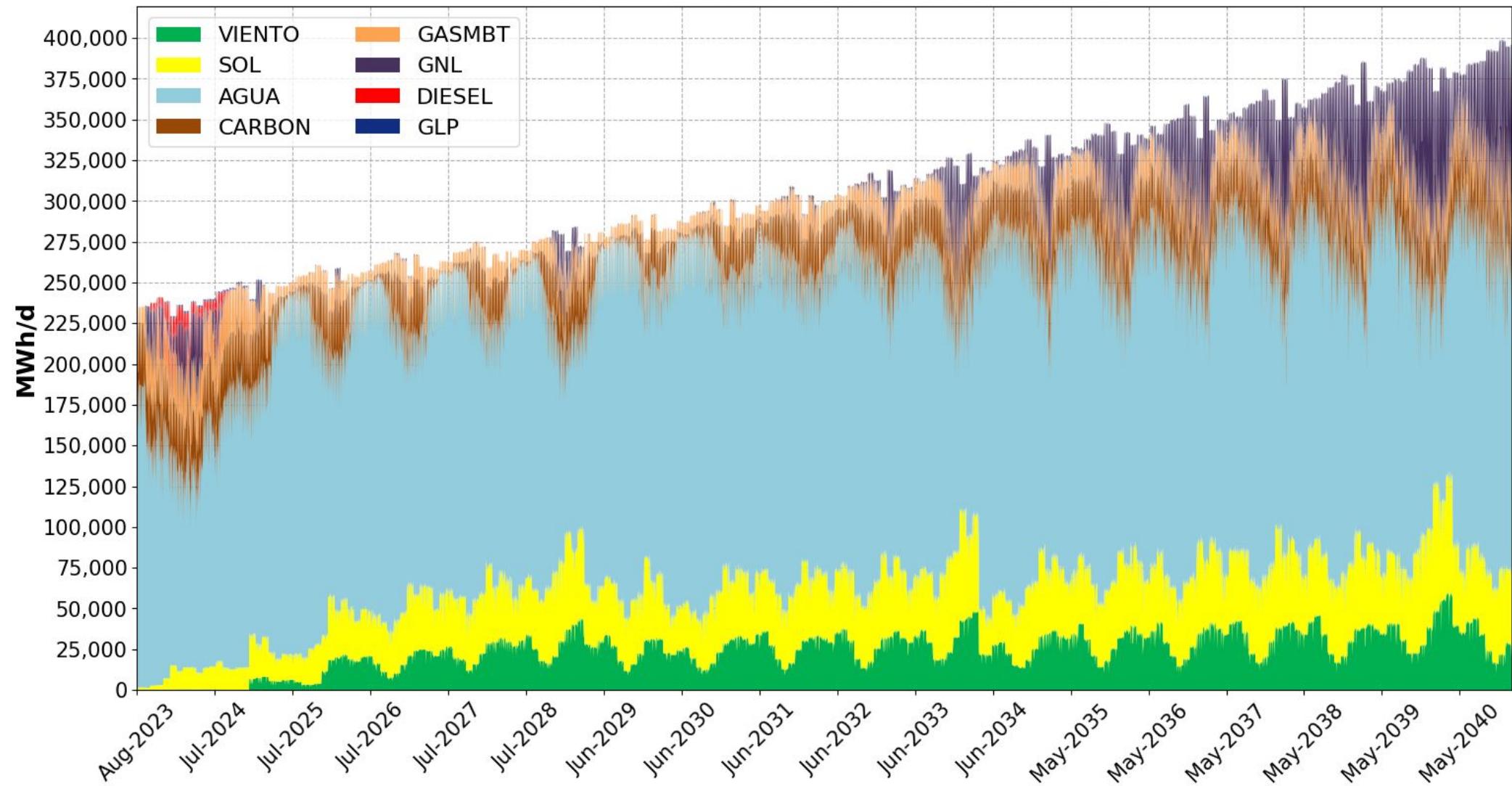
Escenario 2

Precio de Bolsa Mensual (\$/kWh) - Esc 2

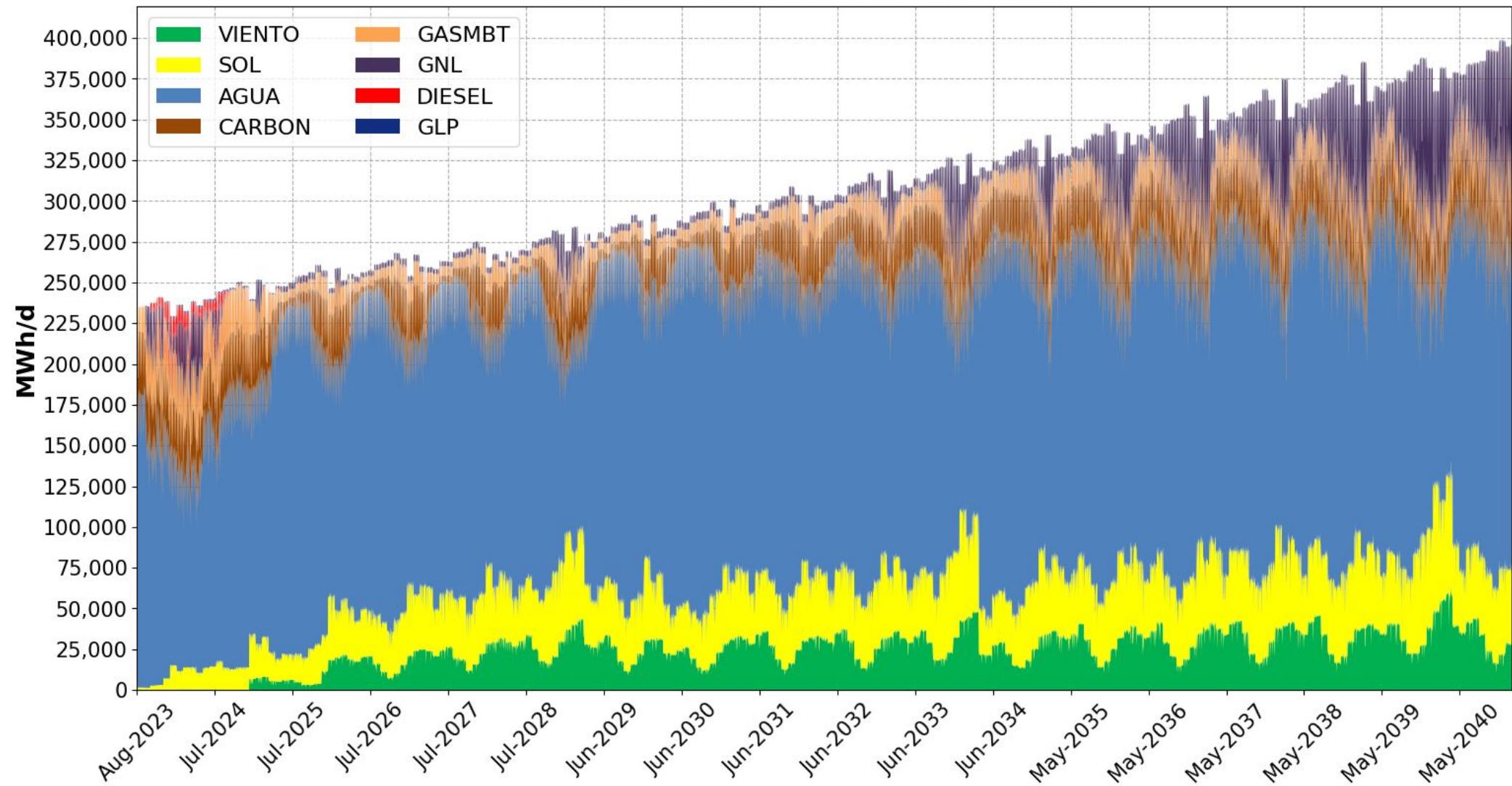
Precio de Bolsa Mensual Escenario 2



Generación Ideal por Combustible - Esc 2

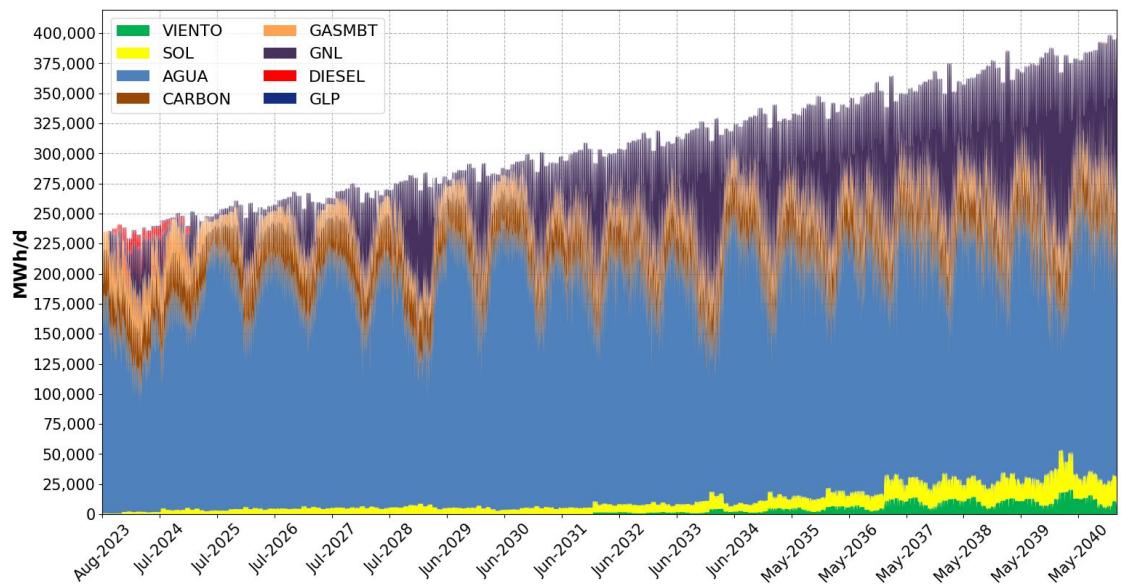
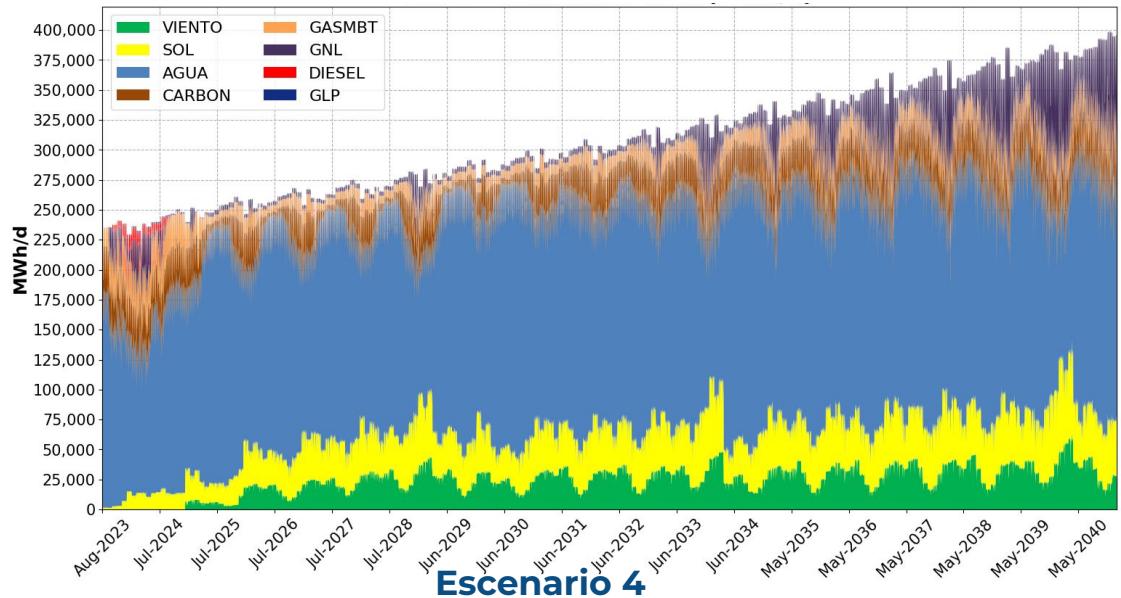


Generación Real por Combustible - Esc 2



Comparación Generación Real: Esc 2 vs Esc 4

Escenario 2



- El escenario 4 no incluye los proyectos de la subasta de 2019 y 2021, así como los posibles proyectos que se presentarían en la subasta de cargo por confiabilidad del año 2027 - 2028.
- En el escenario 4 el riesgo percibido por los inversionistas para desarrollar proyectos FNCER aumentaría por lo que solo entrarían proyectos menores (<20 MW) y de GNL para garantizar el balance ENFICC vs Demanda.
- La no entrada de proyectos FNCER mayores a 20 MW haría que se requiera en gran medida generación térmica, especialmente con GNL.
- FNCER: El escenario 2 y 4 tienen una expansión para el año 2032 de 10,841 MW y 1,415 MW, respectivamente

Porcentaje Generación (2032)

Escenario 2



22.49%

66.535
GWh/día



5.89%

17.418
GWh/día



63.68%

188.426
GWh/día

Escenario 4



2.76%

8.171
GWh/día



22.4%

66.270
GWh/día



63.83%

188.889
GWh/día

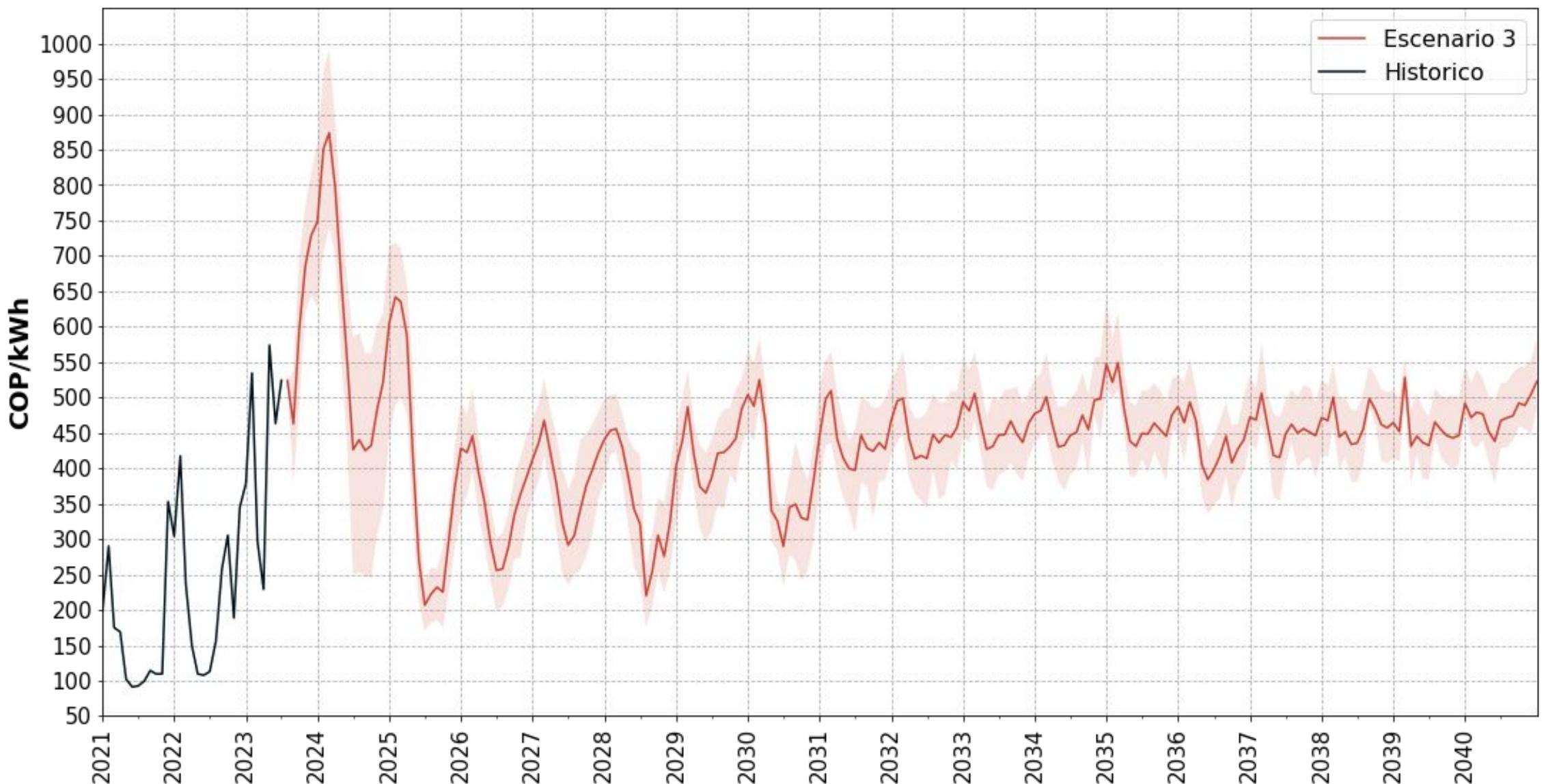
The background of the slide is a photograph of a wind farm. Several white wind turbines with three blades each are scattered across a landscape of green fields and dense forests. A winding road or path is visible in the lower-left foreground. The sky is overcast with grey clouds.

2.3

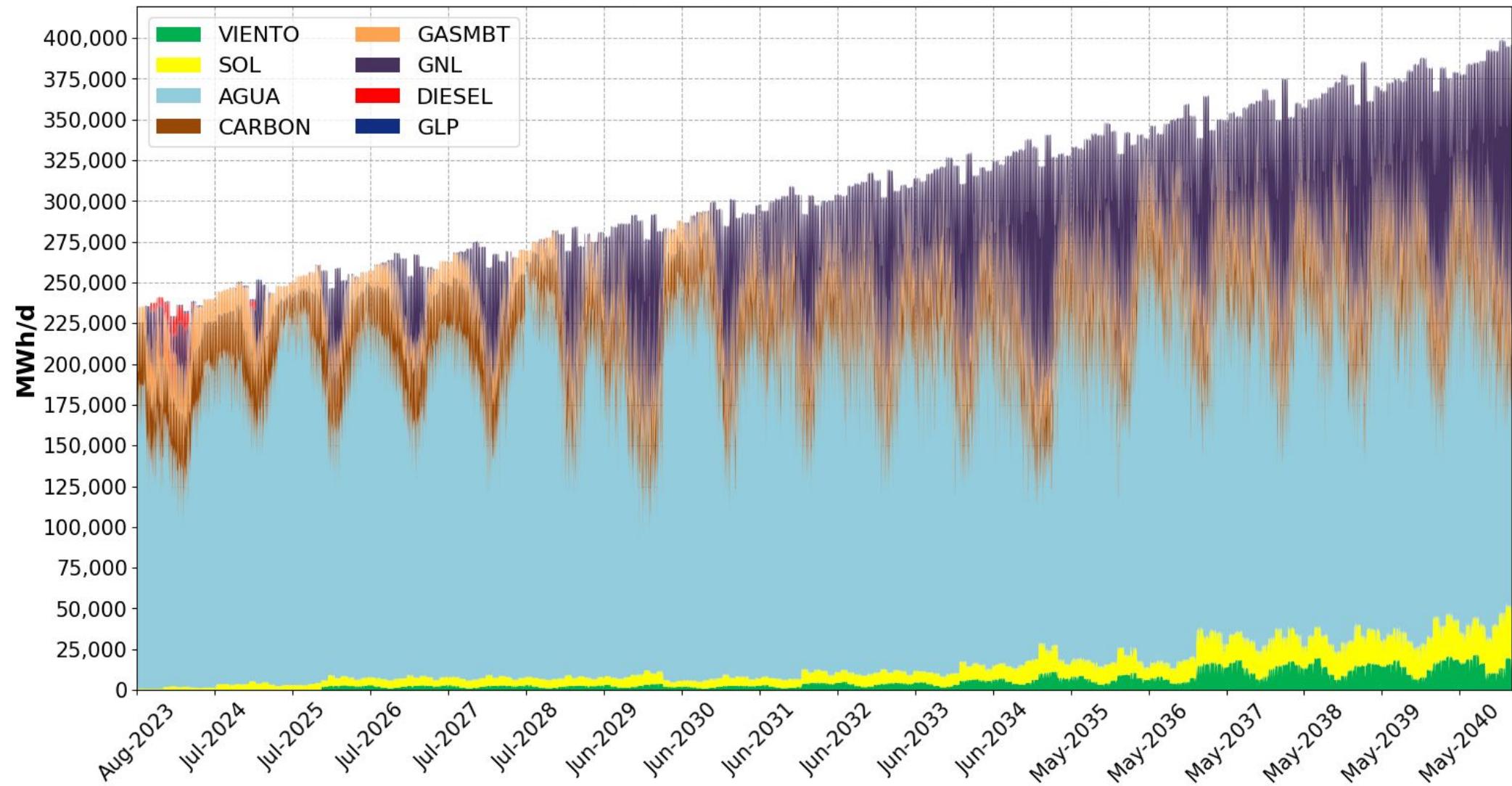
Escenario 3

Precio de Bolsa Mensual (\$/kWh) - Esc 3

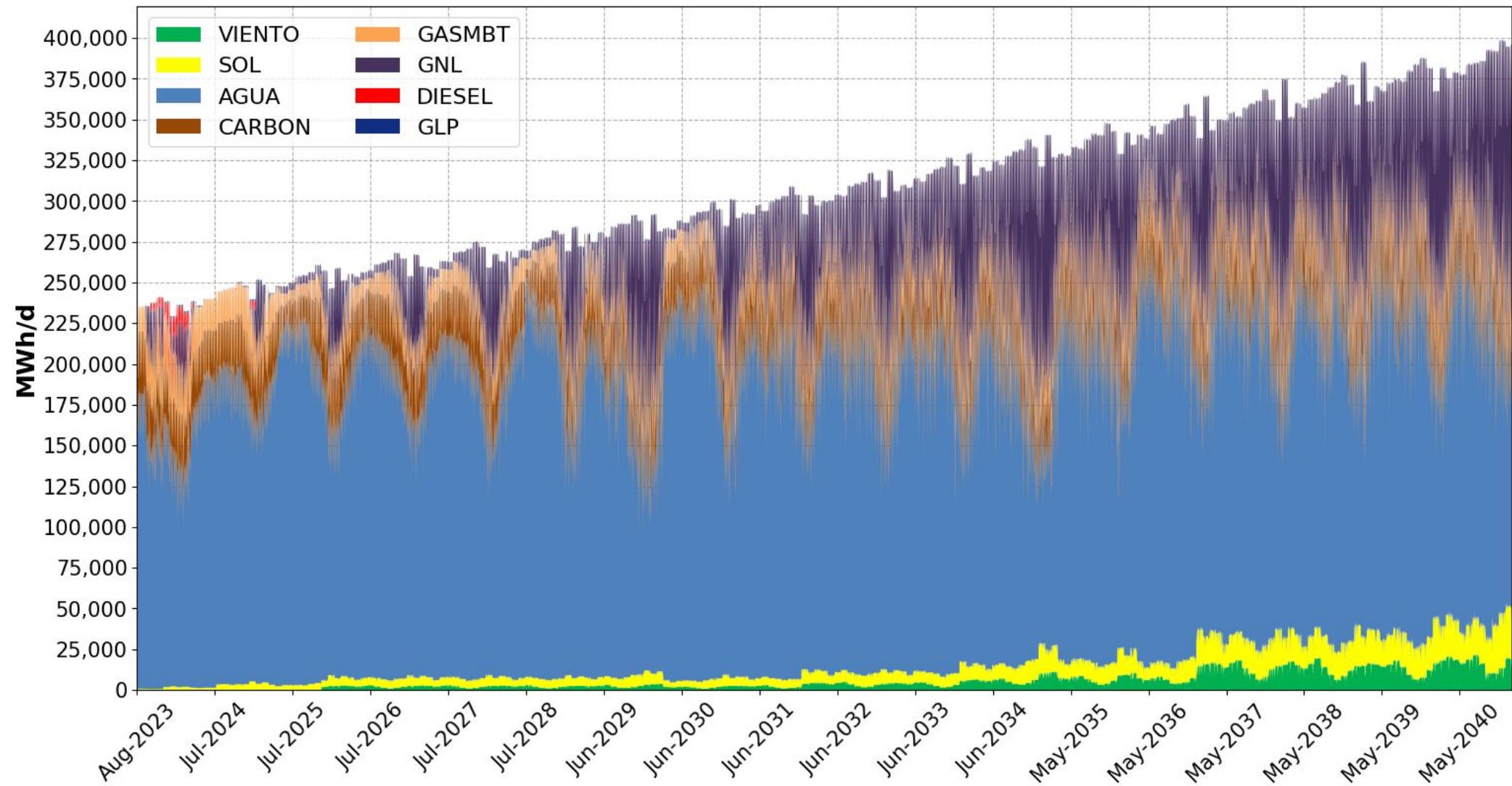
Precio de Bolsa Mensual Escenario 3



Generación Ideal por Combustible - Esc 3



Generación Real por Combustible - Esc 3



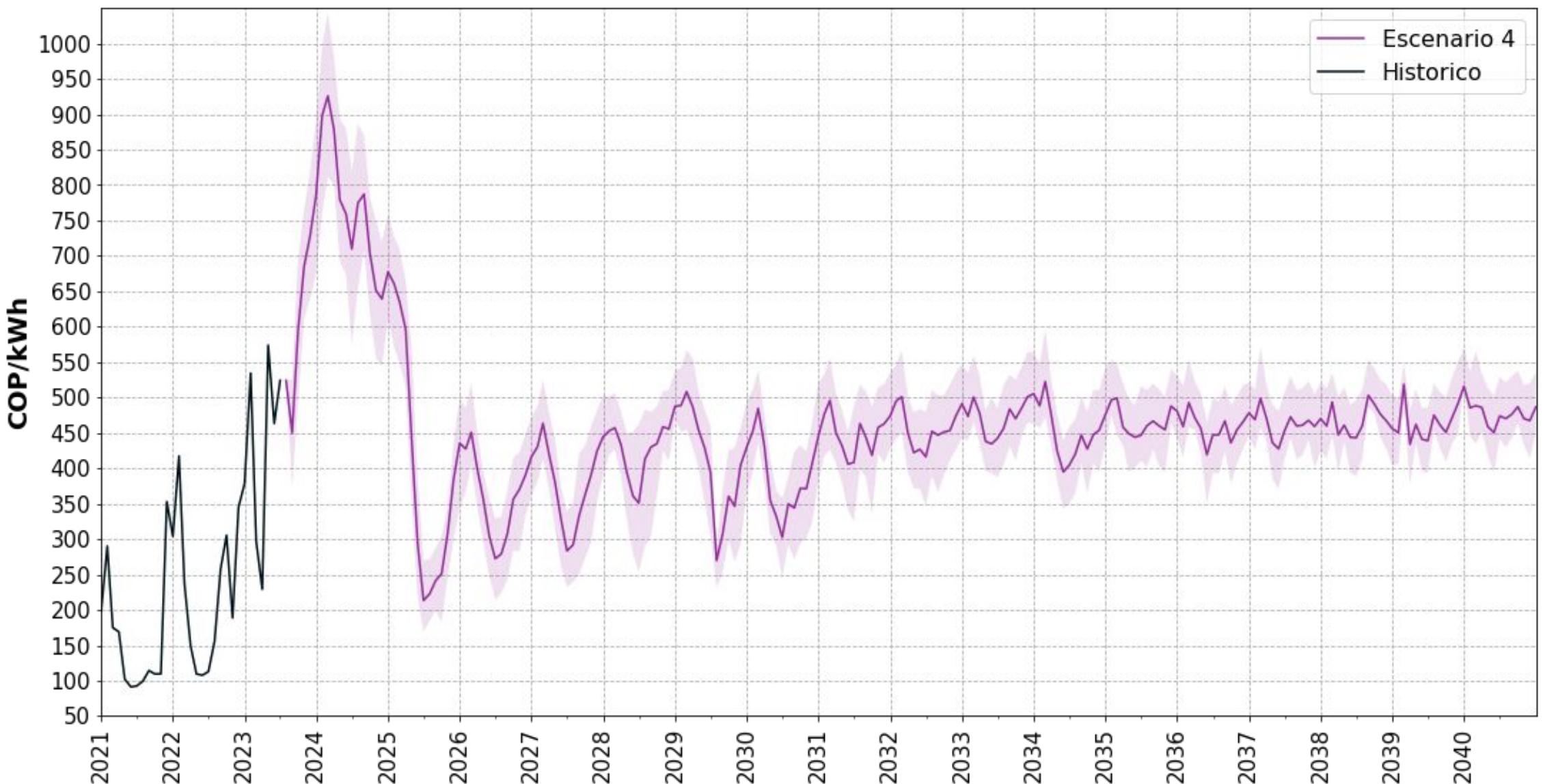
The background of the slide is a photograph of a wind farm. Several white wind turbines with three blades each stand tall in a dense green forest. A dirt road or path cuts through the trees, leading towards the horizon where a line of turbines is visible under a clear blue sky.

2.4

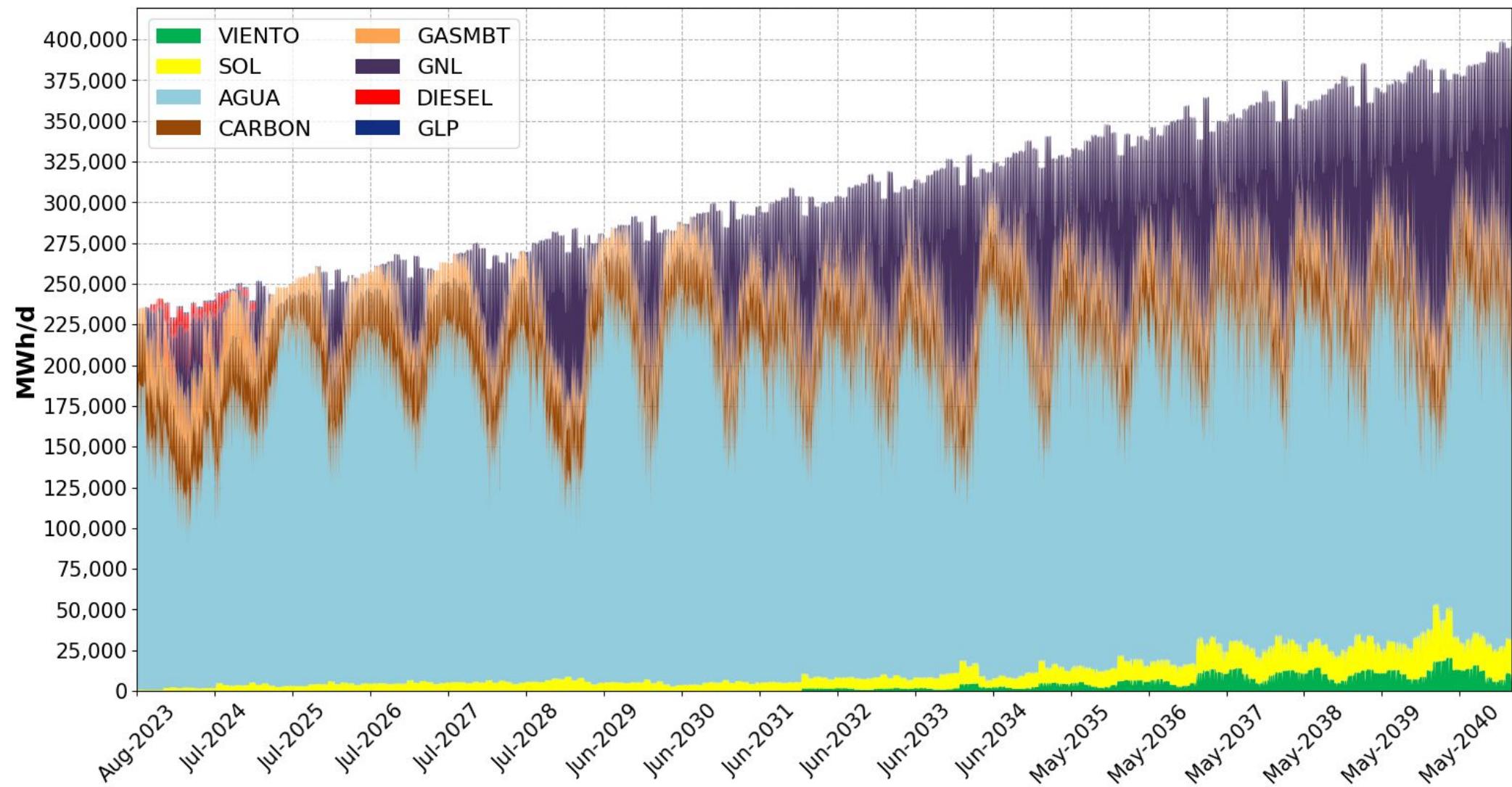
Escenario 4

Precio de Bolsa Mensual (\$/kWh) - Esc 4

Precio de Bolsa Mensual Escenario 4



Generación Ideal por Combustible - Esc 4



Generación Real por Combustible - Esc 4

