



Programación Estacional (PES)

Mayo - Octubre 2025

ADME

17/06/2025

Montevideo - Uruguay

ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Autores:

Por ADME: María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes.

Por UTE: Hernán Rodrigo, Milena Gurin, y Santiago Machado.

Responsable: Ruben Chaer

Versiones:

Fecha	Autores	Motivo
17-06-2025	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Milena Gurin y Santiago Machado.	Creación del informe.
15-07-2025	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Milena Gurin y Santiago Machado.	Se corrigen las demandas adicionales correspondientes a los años 2022 y 2023 en la Tabla 3, ya que por error figuraban como cero para el año 2023. Asimismo, se ajusta la demanda adicional de UPM para ambos años, dado que también se mostraban en cero.



1 Resumen ejecutivo

Se presenta a continuación un resumen de las hipótesis y resultados más relevantes para el Período Estacional, el cual se define desde el 01/05/2025 al 31/10/2025.

1. Las perspectivas climáticas prevén que el fenómeno ENSO se mantenga en condición neutra con probabilidad mayor a 50% hasta el trimestre de Agosto-Setiembre-Octubre. Esta perspectiva de neutro se mantiene como condición dominante hasta el verano de 2026. Las probabilidades de La Niña son mayores a las de El Niño. De acuerdo a esta previsión, las precipitaciones en el invierno próximo podrían estar por debajo de lo normal.
2. Se estima que la demanda a nivel de generación para el año 2025 será de 12390 GWh, lo que representa un crecimiento de 4,1 % respecto de la demanda del año 2024. Este valor no incluye Microfinanzas, nuevos proyectos ni movilidad eléctrica. Si se incluyen las demandas asociadas a Microfinanzas, nuevos proyectos y movilidad eléctrica, se estima una demanda total de 12701 GWh (crecimiento de 4,0%).
3. La demanda total estimada en el Período Estacional, con confianza 90 %, es de 6662,6 GWh $\pm$ 1,7 %.
4. El valor esperado del Costo Marginal en el período estacional es de 63,2 USD/MWh.
5. La operación del lago de Rincón de Bonete en el período estacional mantiene la cota por encima de los 73,6 m y por debajo de 80,2 m en ambos casos con probabilidad 95%.
6. El despacho de Falla acumulado con probabilidad de excedencia del 5 % es 0 GWh y el valor esperado es 0,022 GWh, lo cual no resulta significativo en el período de estudio.

Los resultados indican que no existen riesgos importantes para el sistema que ameriten acciones correctivas.



2 Introducción.

En el presente informe, las palabras en mayúsculas tienen el significado que se les da en el Glosario de la sección 7.

En la SECCIÓN VIII PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN Título IV PROGRAMACIÓN ESTACIONAL DE LARGO PLAZO Artículo 127 del Decreto 360/2002 se establece que el DNC debe realizar la Programación Estacional de Largo Plazo, con el objeto de prever con suficiente anticipación los requerimientos de disponibilidad y de reserva para minimizar el riesgo de racionamiento y de falta de calidad.

La programación de la operación abarca los siguientes aspectos:

- a) Coordinación del Programa Anual de Mantenimiento.
- b) Evaluación y análisis de la operación esperada y resultados probables, en función de hipótesis de demanda, disponibilidad, hidrología, etc.
- c) Cálculo del valor del agua del embalse de la central hidroeléctrica Gabriel Terra a utilizar en los modelos de mediano y de corto plazo.
- d) Simulación y análisis de seguridad de suministro, identificando las condiciones previstas en que puede surgir riesgo de racionamiento.
- e) Programación indicativa de la optimización y evolución de embalses, y definición y cuantificación de riesgo de vertimiento previsto.
- f) Programación indicativa de la generación térmica y consumo de combustibles previsto.
- g) Determinación y cuantificación de previsiones de requerimientos de generación obligada por calidad (tensión).
- h) Cálculo del sistema de precios estabilizados para Distribuidores.

Todas las simulaciones son realizadas utilizando la plataforma de simulación de la operación óptima de sistemas de energía eléctrica SimSEE.

En el sitio web de ADME (<https://adme.com.uy>) se pone a disposición las Salas SimSEE así como los binarios para Windows y Linux de la versión de SimSEE utilizados.



3 Resultados

3.1 Valores del agua

Los cambios en el SIN asociados al ingreso de energías intermitentes junto con la central de Ciclo Combinado llevan a que sea necesario operar valorizando los embalses de Salto Grande y Palmar además del embalse de Rincón del Bonete. La política de operación obtenida tiene como variables de estado los volúmenes de Salto Grande, Palmar y Bonete, el estado de las cuencas del río Negro y del río Uruguay y de la anomalía de la temperatura superficial del océano Pacífico en la zona 3.4. Dicha Política de Operación está disponible en la web de ADME donde está publicada la sala para su uso dentro de la cadena de modelos SimSEE y no se publica aquí debido a la dificultad de representar una función multi-dimensional compleja.

3.2 Balance energético

En la Tabla 1 se muestra el balance energético para el período del 01/05/2025 al 31/10/2025.

Fuente	Generación acumulada [GWh]	% de la Generación total
Hidráulica	3438	44,8
Térmica	242	3,1
Biomasa	951	12,4
Eólica	2754	35,9
Solar	224	2,9
Falla	0	0,0
Importación Argentina	64	0,8
Importación Brasil	0	0,0
Generación Total	7673	100,0
Excedentes Vertimiento	316	
Exportación Argentina	695	
Exportación Brasil	0	
Demanda	6663	

Tabla 1: Balance energético en el período 01/05/25 al 31/10/25.

La demanda estimada es de 6662,6 GWh $\pm$ 1,7 % con confianza 90 %.



3.3 Evolución de la cota de Bonete

En la Figura 1 se muestra la evolución esperada de la cota de Bonete junto con 8 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 01/05/2025 y el 30/04/2026.

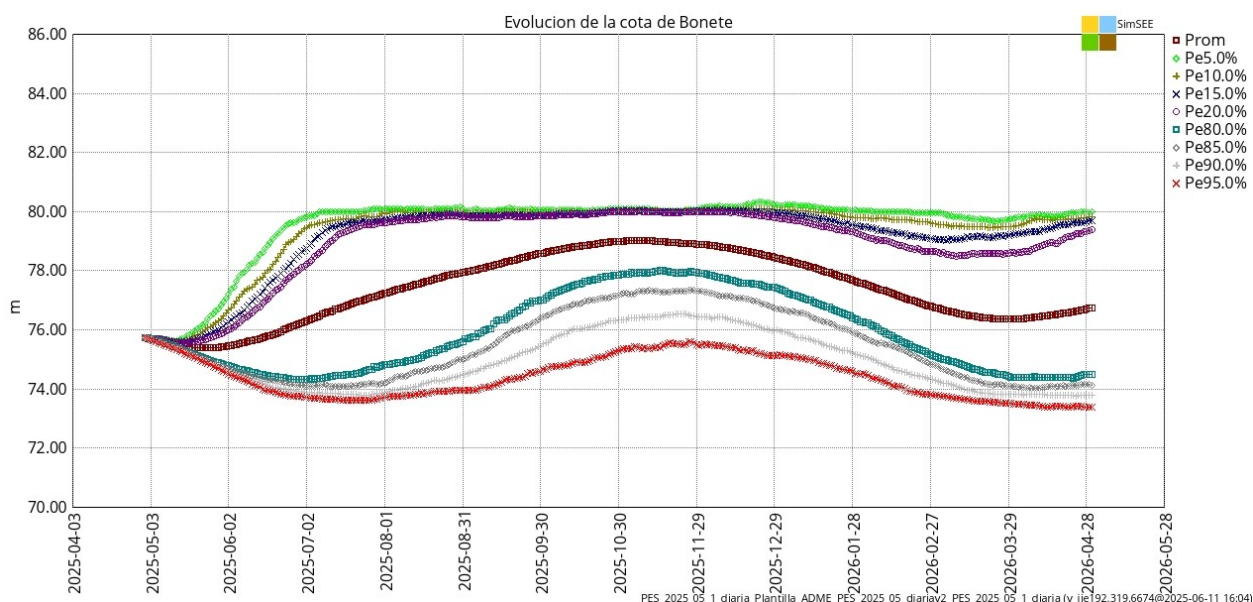


Figura 1: Evolución de la cota de Bonete.

En el Período Estacional la cota del lago de Rincón del Bonete se mantiene por encima de los 73,6 m y por debajo de 80,2 m en ambos casos con probabilidad 95%. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 79,0 m.

3.4 Evolución de la cota de Palmar

En la Figura 2 se muestra la evolución esperada de la cota de Palmar junto con 8 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 01/05/2025 y el 30/04/2026.

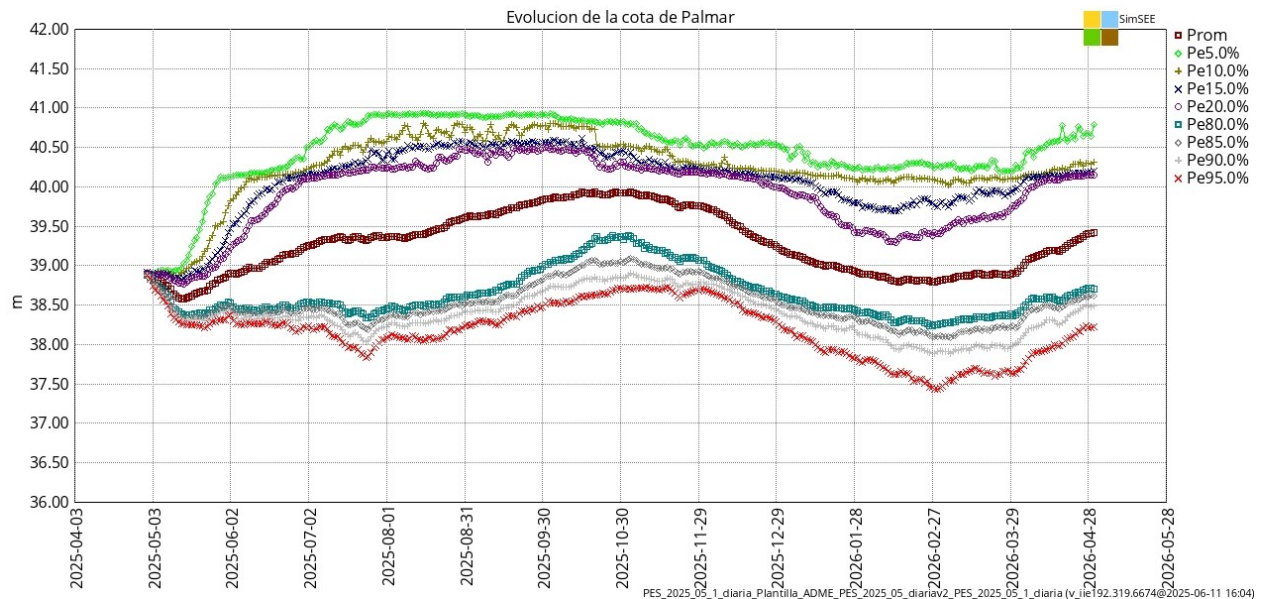


Figura 2: Evolución de la cota de Palmar.

En el Período Estacional la cota del lago de Palmar se mantiene por encima de los 37,8 m y por debajo de 40,9 m, en ambos casos con probabilidad 95 %. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 39,9 m.

3.5 Evolución de la cota de Salto Grande

En la Figura 3 se muestra la evolución esperada de la cota vista por Uruguay de Salto Grande junto con 8 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 01/05/2025 y el 30/04/2026.

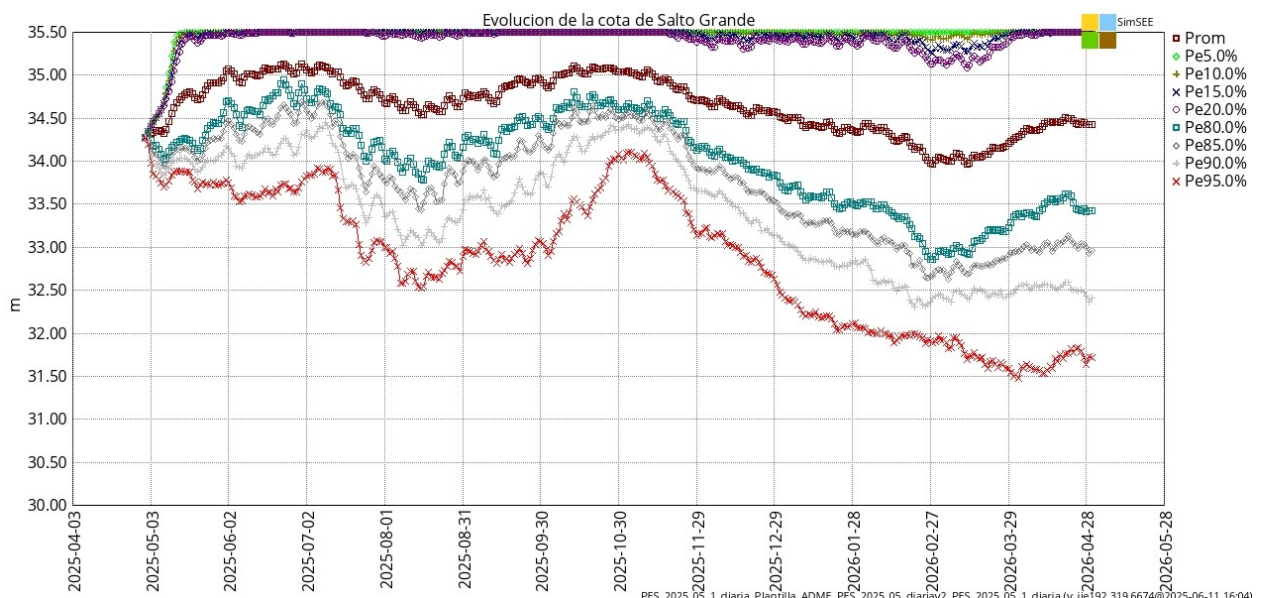


Figura 3: Evolución de la cota vista por Uruguay de Salto Grande.

En el Período Estacional la cota vista por Uruguay del lago de Salto Grande se mantiene por encima de los 32,5 m y por debajo de 35,5 m, en ambos casos con



probabilidad de excedencia 95 %. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 35,0 m.

3.6 Costo Marginal del Sistema

En la Figura 4 se muestra la evolución esperada del Costo Marginal junto con 8 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 01/05/2025 y el 30/04/2026.

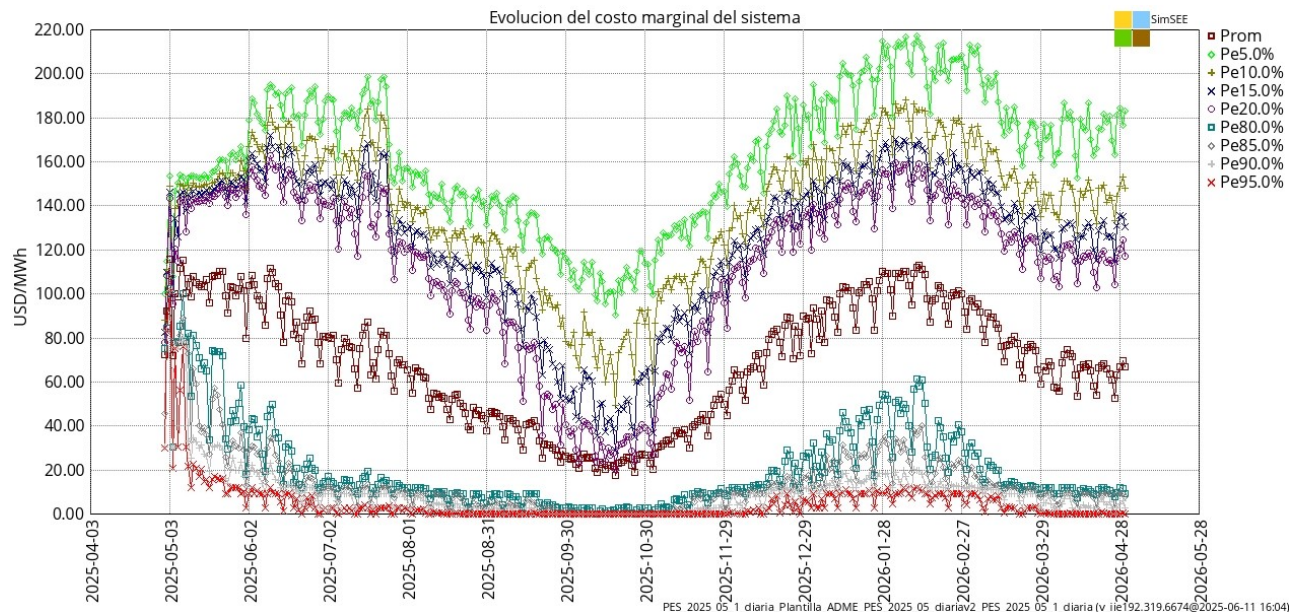


Figura 4: Evolución del Costo Marginal del Sistema.

El Costo Marginal esperado en el Período Estacional es de 63,2 USD/MWh. El mismo se mantiene por encima de los 0,1 USD/MWh y por debajo de 199,0 USD/MWh en ambos casos con probabilidad de excedencia 95 %.

3.7 Despacho promedio

En la Figura 5 se muestra la generación por fuente en el período comprendido entre el 01/05/2025 y el 30/04/2026.

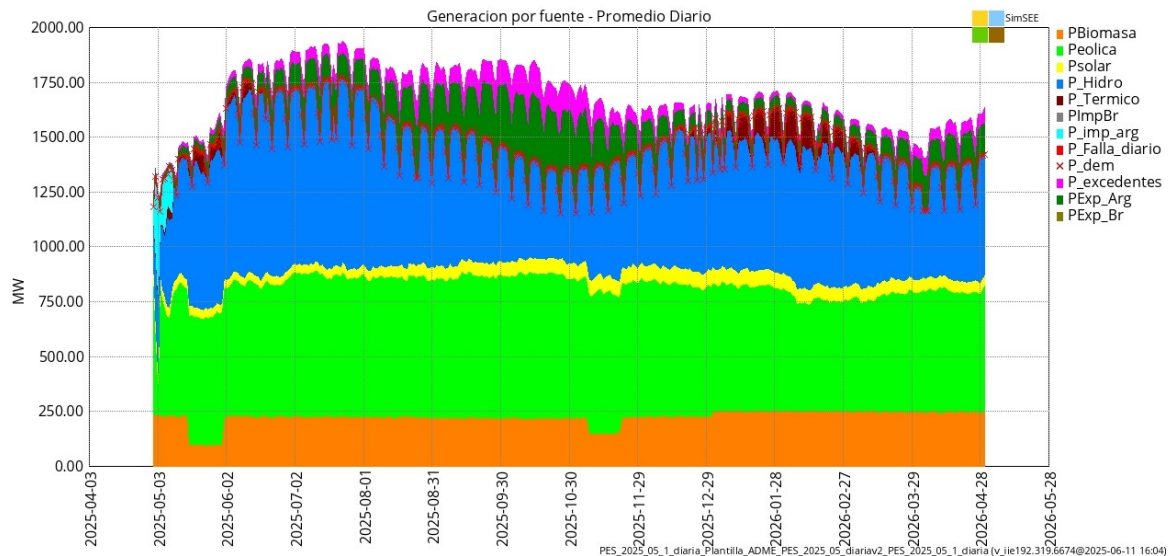


Figura 5: Generación por fuente.

Pueden observarse los mantenimientos de UPM2 y de Montes del Plata en mayo y noviembre del año 2025 respectivamente.

3.8 Despacho térmico

En la Figura 6 se muestra el despacho térmico acumulado junto con 8 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 01/05/2025 y el 30/04/2026.

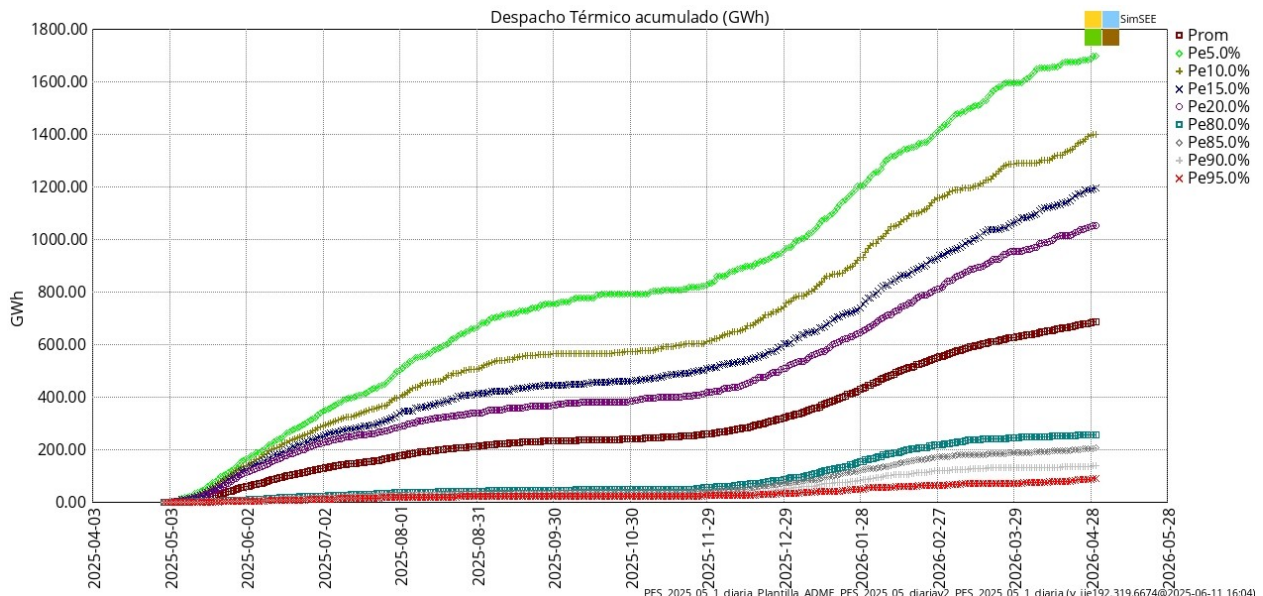


Figura 6: Despacho térmico acumulado.

En el Período Estacional el despacho térmico acumulado esperado es de 241,5 GWh, con un rango de variación comprendido entre 30,6 GWh y 575,4 GWh con una confianza de 80 %.



3.9 Despacho falla

En la Figura 7 se muestra el despacho de falla acumulado junto con 8 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 01/05/2025 y el 30/04/2026.

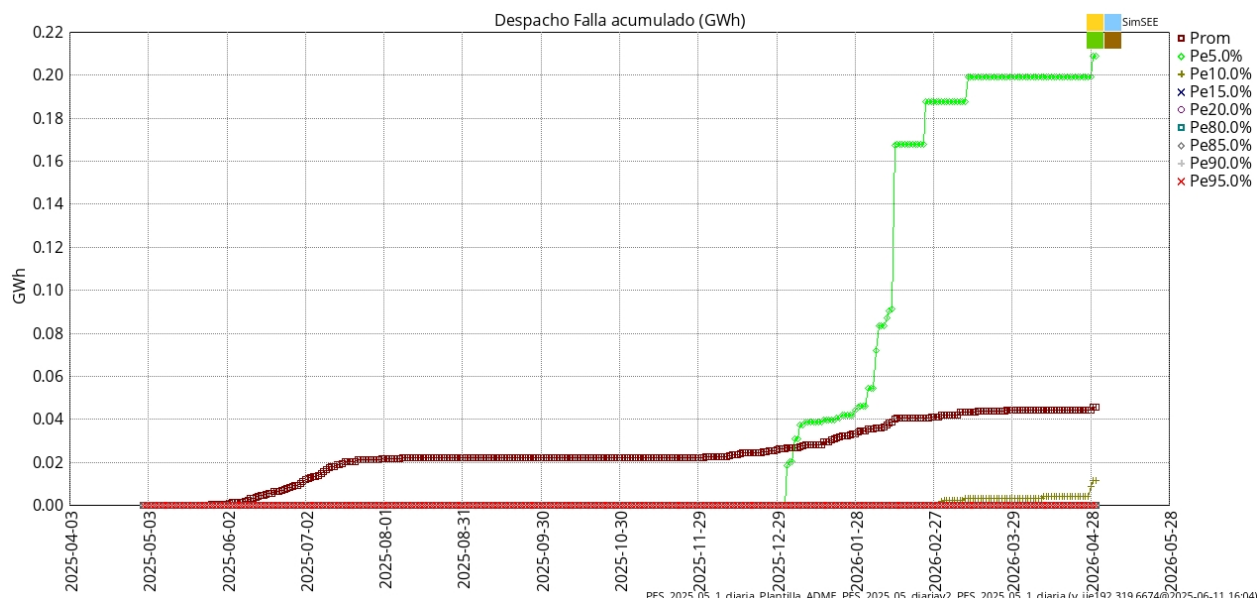


Figura 7: Despacho falla acumulado.

En el Período Estacional el despacho de falla acumulado en valor esperado es de 0.022 GWh y de 0 GWh con probabilidad de excedencia del 5 %.

3.10 Consumos previstos de combustibles

En las Figuras 8 y 9 se muestran los consumos previstos de Gasoil y Fueloil Motores acumulados en el período comprendido entre el 01/05/2025 y el 30/04/2026.

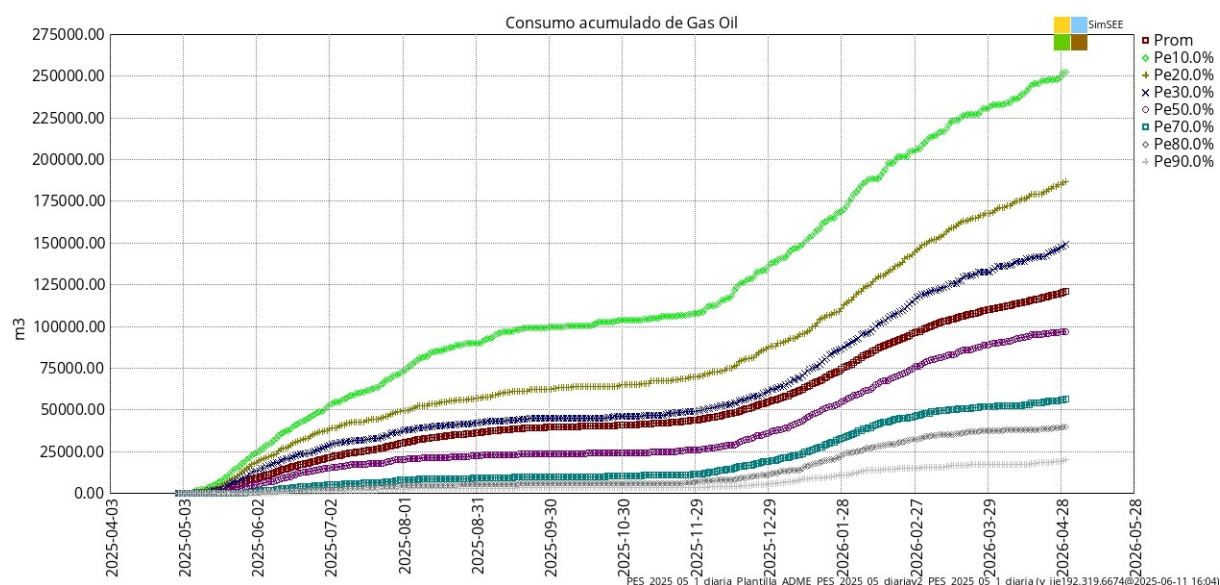


Figura 8: Consumo acumulado de GO.



En el Período Estacional el consumo esperado de Gasoil es de 40900,0 m³, con un rango de variación comprendido entre 3341,0 m³ y 103988,9 m³ con una confianza de 80 %.

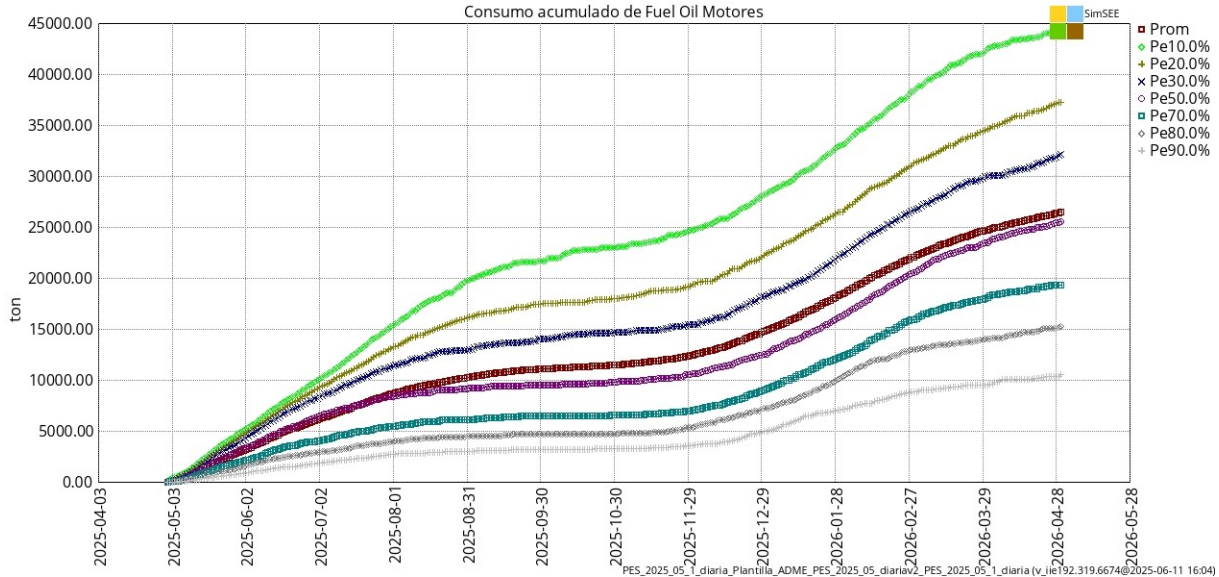


Figura 9: Consumo acumulado de FOMO.

El consumo esperado de Fueleoil Motores es de 11518,8 t, con un rango de variación comprendido entre 3259,7 t y 23060,8 t con una confianza de 80 %.

3.11 Valorización de la Demanda al Costo Marginal

Dado que el Decreto 442/011 y su modificación parcial en el Decreto 305/014 se crea el fondo de estabilización de energía para el distribuidor UTE, y regula su forma de cálculo, se sustituye el cálculo del precio estabilizado para Distribuidor por la valorización de la demanda al CMG como un indicador del costo de comprar toda la energía del Distribuidor al costo marginal de generación.

En la ec.1 se muestra la fórmula de cálculo de la valorización de la demanda al Costo Marginal.

$$Val_{Cmg} = \left(\frac{\sum_{i=1}^{NDias} \sum_{j=1}^{NPostes} P_D[j]^{i,k} \cdot Durpos[j] \cdot cmg[j]^{i,k}}{\sum_{i=1}^{NDias} \sum_{j=1}^{NPostes} P_D[j]^{i,k} \cdot Durpos[j]} \right)_k$$

ec.(1) Cálculo de la valorización de la demanda al Costo Marginal.

Siendo:

- $P_D[j]^{i,k}$: Potencia media demandada de la red en el Poste j del día i de la crónica k .
- $cmg[j]^{i,k}$: Costo marginal del sistema en el Poste j del día i de la crónica k .



- $Durpos[j]$: Duración del Poste j .

La valorización de la demanda al Costo Marginal es de 73,0 USD/MWh en el período comprendido entre el 01/05/2025 y el 30/04/2026.

4 Hipótesis y metodología

Se presenta en esta sección las hipótesis y metodología utilizada para realizar la PES en el período Mayo-Octubre 2025.

4.1 Principales hipótesis

- Las hipótesis de demanda se cerraron el día 10/04/2025 con la información enviada por la Subgerencia de Mercado de UTE. Se toman las siguientes tasas de crecimiento para la demanda base: 4.1%, 1.4%, 2.5%, 2.4%, y 2.4% para los años 2025, 2026, 2027, 2028 y 2029 respectivamente.
- Los precios de combustibles son los vigentes para los meses de Mayo y Junio de 2025.
- Se utiliza el sintetizador de aportes CEGH "iN34BPScmgsArBr_compuesto_DIARIO_PESNov23" creado en Setiembre 2023. Este CEGH modela la correlación de los aportes entre si y con el fenómeno ENSO, sin correlacionar dichas señales con los costos marginales de los países vecinos.
- Se mantienen los modelos de parques eólicos con dirección y el modelo CEGH ("cegh_eolico_vxy_mp_2023") de velocidades de viento descompuestas en dos direcciones (de forma de tener la información de módulo y dirección), incorporados en la Programación Estacional Noviembre 23 – Abril 24.
- Se mantienen los modelos de parques solares fotovoltaicos cuadráticos en radiación (sobre el plano de los paneles) y temperatura ambiente calibrados en base a los datos históricos, incorporados la Programación Estacional Noviembre 23 – Abril 24.
- Se actualizan los mantenimientos de acuerdo a la última información disponible al 03/06/2025.
- Se mantiene el criterio de indexación de los costos variables de las unidades térmicas usado en las PES anteriores.
- Se actualizan las tendencias de la fuente de indexación del precio del petróleo de corto plazo con datos de la EIA de abril de 2025.



- Se consideran erogados mínimos requeridos en las centrales hidroeléctricas de Salto Grande y Palmar, de 450¹ y 120² m³/s respectivamente. Se exige que el erogado mínimo en ambos casos se cumpla por paso de tiempo.
- No se modela disponibilidad de GN y limitaciones en el abastecimiento de combustibles líquidos en todo el periodo de optimización.

A partir de las hipótesis cerradas al 03/06/25 se calculó el Plan de Equilibrio de largo plazo. A partir de la sala que considera el Plan de Equilibrio de largo plazo calculado, se realizó la calibración de las penalidades por el incumplimiento del caudal mínimo de 80 m³/s en Bonete (Decreto 54/022), finalizando todo el proceso el día 10/06/2025.

4.2 Demanda y Falla

4.2.1 Previsión de demanda

Demanda Base:

Para los primeros años de optimización (2025 - 2029) se utiliza la previsión de demanda de UTE-Distribuidor (actualizada en abril 2025). Para los años posteriores (2030 - 2052) se considera la tasa de crecimiento de largo plazo del 1.8% proporcionada por la DNE.

Movilidad Eléctrica:

Se toman los valores de movilidad eléctrica acordados en el grupo de demanda en abril de 2025. A partir del 2031 se toman los valores informados por la Gerencia Planificación Del Abastecimiento de UTE.

Se modela una demanda detallada horaria en la que se considera el comportamiento de consumo de la curva de carga de movilidad.

Microfinanzas:

Se modelan 45 MW solo en los meses de Setiembre, Octubre y Noviembre. El resto del año se modela un 75% de esta potencia, 33.75 MW.

Nuevos Proyectos de demandas gestionables:

Nuevos proyectos	Fecha inicio	Comentarios
H2U	01/01/2026	Toma 3 MW planos.
Radar	01/01/2026	Entran 16 MW el 01/01/2026, aumenta a 32 MW en 01/05/2026, 48 MW el 01/09/26 y 64 MW a partir de 2027.
BQB	01/01/2026	Consume en algunas horas (total de 1800 MWh por mes).

Tabla 2: Demandas planas adicionales a considerar para la PES.

¹ Se representa solo la mitad uruguaya de la Central, por eso el caudal a erogar es 450 y no 900 m³/s. Cuando la Central no regula frecuencia el erogado mínimo es de 600 m³/s (300 para la mitad uruguaya). Dado el impacto de esta restricción en las actuales condiciones de aportes y nivel del lago se decide modelar el caso más restrictivo, aunque se entiende que los Despachos harán los esfuerzos necesarios para disminuir la intervención de la Central Salto Grande en la regulación de frecuencia.

² El erogado mínimo ecológico en la central hidroeléctrica de Palmar se impone de forma periódica entre el primer día del mes de diciembre hasta el último día de marzo de cada año. En 2023 comienza el 14/10.



En la Tabla 3 se muestra la energía real y proyectada desde el año 2022 al año 2052.

AÑO	Demanda base [GWh]	Tasa Demanda Base	Movilidad Eléctrica [GWh]	Demandas adicionales* [GWh]	Demanda adicional UPM [GWh]	Demanda total [GWh]	Tasas Demanda Total
2022	11,464	2.3%	-	0	82	11,547	3.1%
2023	11,482	0.2%	-	65	209	11,755	1.8%
2024	11,905	3.7%	-	305	-	12,210	3.9%
2025	12,390	4.1%	34	277	-	12,701	4.0%
2026	12,568	1.4%	63	677	-	13,307	4.8%
2027	12,877	2.5%	97	967	-	13,940	4.8%
2028	13,184	2.4%	142	969	-	14,295	2.5%
2029	13,498	2.4%	213	967	-	14,678	2.7%
2030	13,830	2.5%	310	967	-	15,106	2.9%
2031	14,078	1.8%	405	967	-	15,450	2.3%
2032	14,332	1.8%	525	969	-	15,827	2.4%
2033	14,590	1.8%	668	967	-	16,224	2.5%
2034	14,852	1.8%	841	967	-	16,661	2.7%
2035	15,120	1.8%	1,051	967	-	17,137	2.9%
2036	15,392	1.8%	1,291	969	-	17,652	3.0%
2037	15,669	1.8%	1,511	967	-	18,147	2.8%
2038	15,951	1.8%	1,739	967	-	18,657	2.8%
2039	16,238	1.8%	1,944	967	-	19,149	2.6%
2040	16,530	1.8%	2,183	969	-	19,683	2.8%
2041	16,828	1.8%	2,416	967	-	20,210	2.7%
2042	17,131	1.8%	2,610	967	-	20,708	2.5%
2043	17,439	1.8%	2,788	967	-	21,194	2.3%
2044	17,753	1.8%	2,941	969	-	21,664	2.2%
2045	18,073	1.8%	3,082	967	-	22,122	2.1%
2046	18,398	1.8%	3,189	967	-	22,553	2.0%
2047	18,729	1.8%	3,266	967	-	22,962	1.8%
2048	19,066	1.8%	3,329	969	-	23,364	1.8%
2049	19,410	1.8%	3,372	967	-	23,748	1.6%
2050	19,759	1.8%	3,429	967	-	24,154	1.7%
2051	20,115	1.8%	3,486	967	-	24,567	1.7%
2052	20,477	1.8%	3,544	969	-	24,990	1.7%

Tabla 3: Energía real y proyectada de los años 2022 a 2052.



4.2.2 Representación de la falla

En la Tabla 4 se muestra la representación de la falla para el mes de Mayo.

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 2	11629	280
Entre 2 y 7	24919	600
Entre 7 y 14.5	99677	2400
Entre 14.5 y 100	166128	4000

Tabla 4: Representación de la Falla para Mayo

En la Tabla 5 se muestra la representación de la falla para el mes de Junio.

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 2	10965	264
Entre 2 y 7	24919	600
Entre 7 y 14.5	99677	2400
Entre 14.5 y 100	166128	4000

Tabla 5: Representación de la Falla para Junio

Se considera un tipo de cambio de 41,532 \$/USD según BCU dólar billete al 05/06/2025.

4.3 Situación hidrológica y Clima

En esta sección se presenta la situación actual y las proyecciones climáticas para los próximos meses.

4.3.1 Energía Hidráulica Afluyente Trimestral (EHAT)

En la Figura 10 se muestran los cortes de probabilidad de la EHAT histórica junto con los valores observados (curva roja) para cada semana del último año. La EHAT se define como la suma de la energías trimestrales afluentes a las represas hidroeléctricas Bonete, Palmar, Baygorria y Salto Grande.³

³ <https://adme.com.uy/>

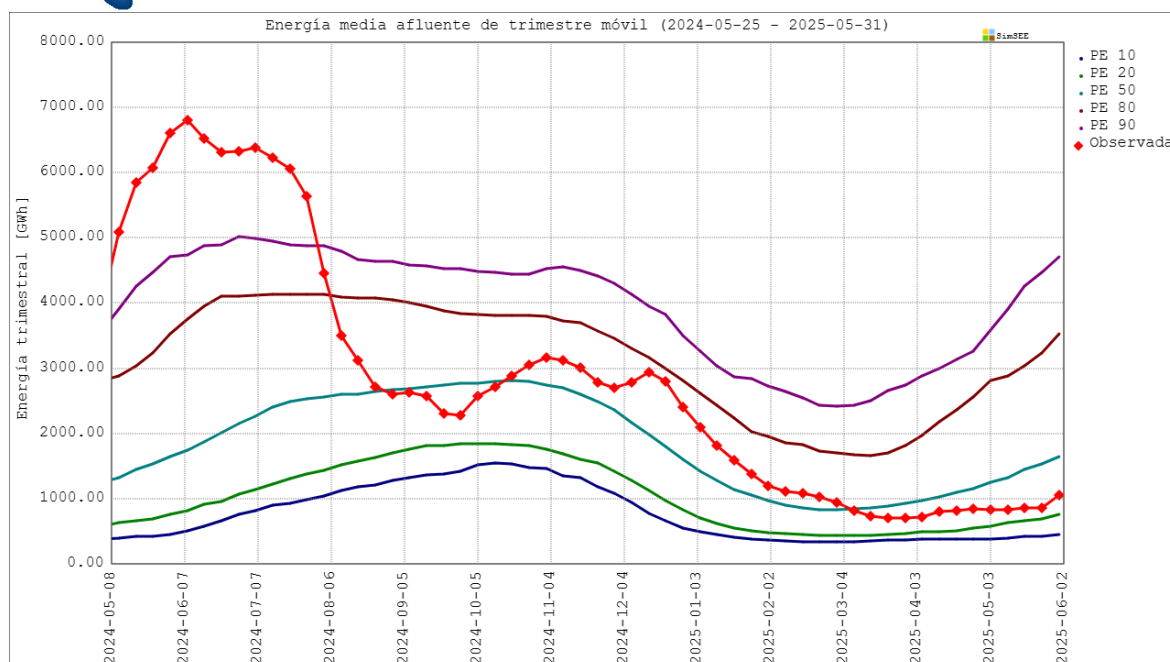


Figura 10: Energía Hidráulica Afluente promedio móvil trimestral del último año móvil.

Se observa que a partir de Agosto de 2024 la situación hidrológica desmejora alcanzando a principios de la primavera 2024 valores del orden de los 2500 GWh, los cuales se sitúan por abajo de la PE 50% histórica para la época. En el segundo trimestre de 2025 se observa que el valor de energía trimestral es menor a 1000 GWh.

4.3.2 Previsión climática MJJ 2025 (Fuente CPTEC)

En la Figura 11 se muestra la previsión probabilística de precipitaciones (CPTEC/INPE, abril de 2025⁴) en tres categorías para el trimestre mayo-junio-julio de 2025.

⁴https://ftp.cptec.inpe.br/clima/nota_tecnica/2025/Nota_Tecnica_MJJ2025.pdf

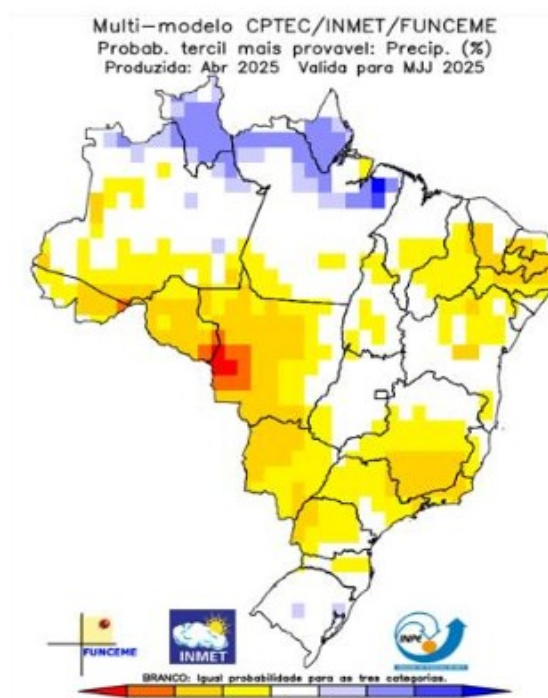


Figura 11: Previsión climática para MJJ/2025 (CPTEC/INPE, abril de 2025).

En la figura está representada la siguiente información para cada ubicación geográfica:

1. El tercil de precipitaciones más probable:
 - Tonos de azul es el tercil superior
 - Blanco es el tercil del medio
 - Tonos de rojo es el tercil inferior
2. El valor previsto de precipitaciones para dicho tercil (expresado en % con respecto a la media histórica de precipitaciones).

En el trimestre en cuestión la previsión para la región Sur se muestra que las precipitaciones pueden presentar volúmenes que varían entre rango normal y por abajo de lo normal en algunos sectores.

4.3.3 Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, mayo de 2025⁵)

En la Figura 12 se muestran los pronósticos obtenidos de modelos dinámicos y estadísticos de la anomalía de la temperatura superficial del Océano Pacífico en la región 3.4.

⁵https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/current/?enso_tab=enso-sst_table

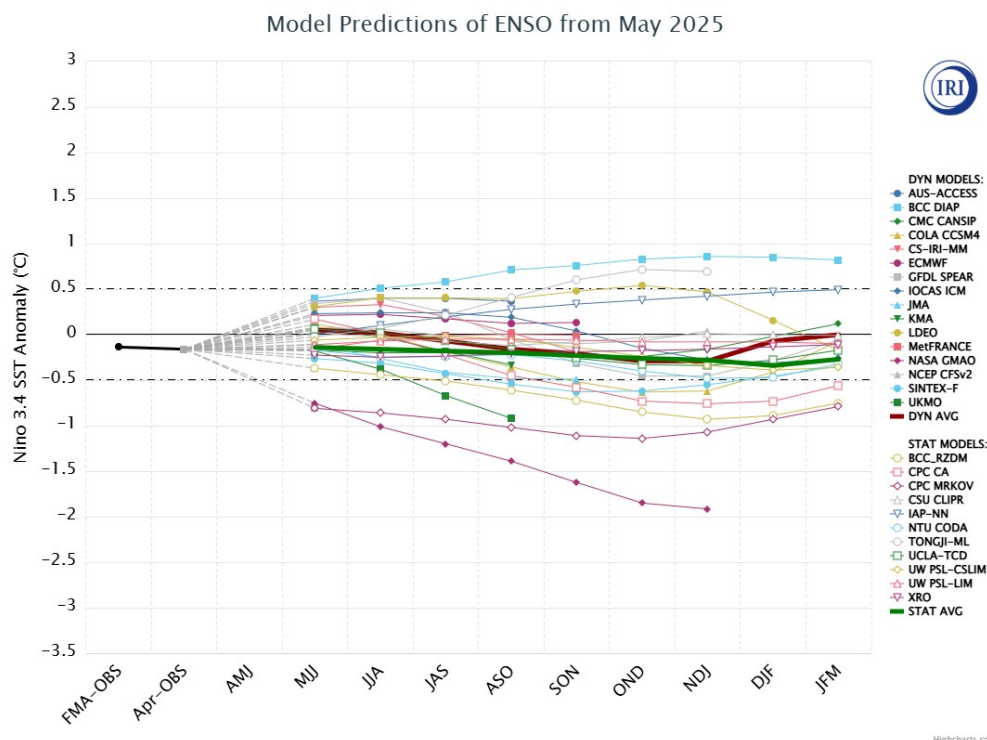


Figura 12: Modelos de previsión del Niño/Niña.

A partir de la Figura 12 se observa que, para el período de estudio el ensamble de pronósticos muestra una dispersión en el rango -1.5 a 1. Si se consideran las curvas roja y verde de trazo continuo como los valores esperados, se observa que las estimaciones parten en mayo de valores cercanos a 0 y terminan en abril en -0.3. Se puede concluir que la previsión del IN34 es neutral con un leve sesgo hacia condiciones de la Niña en el período de estudio.



En la Figura 13 se muestra la probabilidad de ocurrencia de los fenómenos climáticos “La Niña”, “El Niño” o “Neutral” para cada trimestre móvil hasta Marzo del 2026.

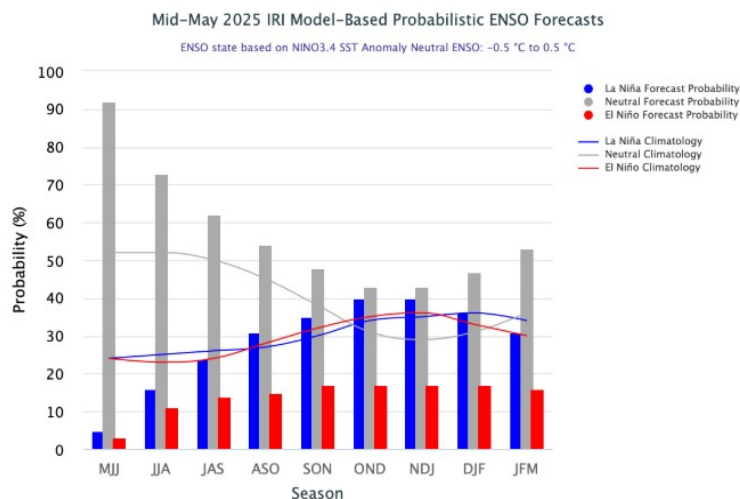


Figura 13: Previsión Niño/Niña.

Se observa que, para el período de estudio, el pronóstico muestra una mayor probabilidad de ocurrencia de condición neutra.

En resumen, ambas Figuras 12 y 13 indican prevalencia de condiciones neutras con un leve sesgo hacia La Niña.

4.3.4 Perspectivas climáticas Salto Grande

Según el informe “Perspectivas_Climáticas_2025_05” realizado por Salto Grande⁶ se espera que la condición Neutral persista en el Pacífico Ecuatorial el próximo mes, y muy probablemente a más largo plazo durante el invierno.

La perspectiva trimestral de precipitación (mayo-junio-julio de 2025) indica una probabilidad de precipitaciones por debajo del promedio histórico en las subcuencas Alta y Media. La previsión para la subcuenca Inmediata no presenta tendencia clara.

4.4 Precios de los combustibles y costos variables de las unidades térmicas

Se utilizan los precios de combustibles vigentes de Mayo y Junio según corresponda, para el cálculo de los costos variables de las centrales térmicas, evolucionando con tendencia del WTI proyectada por EIA en el mes de abril de 2025.

En la Figura 14 se muestran los precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril desde marzo de 2025 hasta fines de 2026.

⁶<https://sgdrive.saltogrande.org/s/4cPtX7Aoymn9D8K?dir=undefined&openfile=853606>

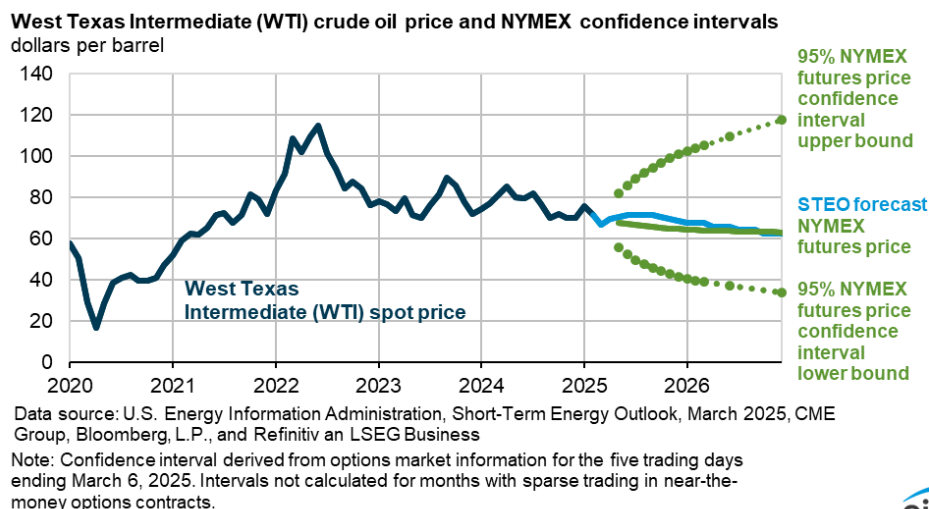


Figura 14: Precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril

A partir de la Figura 14 se puede observar que el valor esperado del pronóstico tiene una tendencia a la baja, llegando a los 62.5 USD/barril sobre el final del año 2026. La previsión tiene una dispersión grande, con un máximo del orden de 117.5 USD/barril y un mínimo de aproximadamente 33.8 USD/barril con 95% de confianza, en el período estacional.

Los precios de los combustibles provienen de la siguientes fuentes.

GO y FOM: provisto por ANCAP, teniendo en consideración los parámetros establecidos para la venta a UTE para generación térmica, vigentes desde el 06-05-2025 para Mayo y desde el 04-06-2025 para Junio.

GN: No se modela GN en el período de estudio.

En la Tabla 6 se muestran los precios de los combustibles.

REF WTI (US\$/Barril): 63.59		MAYO	
Combustibles	U\$/m3	Densidad kg/l	U\$/T
Gasoil	613.35	0.833	736.7
Fueloil Motores	559.01	0.967	577.8

REF WTI (US\$/Barril): 62.79		JUNIO	
Combustibles	U\$/m3	Densidad kg/l	U\$/T
Gasoil	694.61	0.833	834.3
Fueloil Motores	504.34	0.967	521.3

Tabla 6: Precio de combustibles derivados



4.5 Centrales generadoras térmicas

En la Tabla 7 se muestran los valores de potencias máximas generables, disponibilidad fortuita con y sin mantenimientos programados, y tiempo medio de reparación de las centrales generadoras. Los valores de disponibilidad fortuita se muestran solamente para los casos en los que se representan mantenimientos en la sala SimSEE. En caso que se hayan representado mantenimientos en todo el período de simulación, no es necesario modelar la disponibilidad fortuita sin mantenimientos.

	Motores	CTR	PTA16	PTI78	CC 2TG	CC TV	Uruply	UPM	Fenirol
Pmax [MW]	71.8	200	300	54	360	190	0.8	25	10
Con mantenimientos programados	98.5 %	99.9 %	94.2 %	96.8 %	98.0 %	96.6 %	78.0 %	8.8 %	-
Sin mantenimientos programados	65.7 %	92.2 %	90.6 %	92.2 %	92.3 %	94.8 %	75.0 %	8.8 %	69.7 %
TMR [horas]	168	168	168	168	168	168	0	72	72

	Bioener	Montes del Plata	Galofer	Dank	Alur	Lanas Trinidad	Las Rosas	UPM2*	Liderdat
Pmax [MW]	10	100	10	3.5	3.1	0.3	0.2	190	4.6
Con mantenimientos programados	86.5 %	72.8 %	-	61.7 %	-	44.1%	-	72.8 %	84.1%
Sin mantenimientos programados	-	-	81.9 %	-	55.2 %	44.1%	3.1%	-	61.6 %
TMR [horas]	1	8	48	72	0	0	0	-	0

* A partir de 1/1/25 aumenta la Pmax a 220 MW. La disponibilidad con mantenimientos aumenta a 82.1 % desde el 1/1/26. Este cronograma se ajusta con respecto a lo informado por el participante, de modo de reflejar posibles atrasos en la incorporación de las unidades.

Tabla 7: Disponibilidad de las unidades térmicas

Los factores de disponibilidad “Con” o “Sin” “Mantenimientos programados” hacen referencia a si en el valor de disponibilidad fortuita se computan los mantenimientos programados o si los mismos son considerados aparte en las fichas de disponibilidad de los actores.

Para el caso de Bioener y Fenirol, como dichas centrales tienen acuerdos con UTE por los cuales, pueden reducir la generación cuando a ambas partes les resulta conveniente, se modela dichas centrales como un recurso despachable con costo variable de 30 USD/MWh y con un pago por disponibilidad de 60 USD/MWh.

Se aclara que el mínimo tiempo de reparación que se puede modelar en SimSEE coincide con la duración del paso de tiempo especificado en las salas (diario).

Tiempos medios de reparación

En la Tabla 8 se muestra la información recibida de los Generadores de lo Tiempos Medios de Reparación (TMR) utilizado en el modelado SimSEE.



Generador	Central	TMR (h)
Bioener		1
Galofer		48
Luz de Loma S.A.		3
Luz de Mar S.A.		3
Luz de Río S.A.		3
Celulosa y Energía Punta Pereira S.A.	Montes del Plata	8
R del Sur S.A.	P.E. Maldonado I	24
R del Este S.A.	P.E. Maldonado II	48
Salto Grande		48

Tabla 8: Tiempo Medio de Reparación (TMR) recibidos

En la Tabla 9 se muestran los costos variables de las unidades generadoras térmicas. Los valores se calculan en función la potencia que efectivamente las unidades entregan al sistema de transmisión descontando los consumos propios⁷.

COSTOS VARIABLES MAYO 2025

Unidad	C.E. a pleno g/kWh	C.E. en mín tec g/kWh	Variable Combustible U\$/MWh	Variable No Combustible U\$/MWh	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
C.Battle Motores	213.2	213.2	123.2	13.3	136.5	136.5
PTA 1-6	227.0	351.5	201.0	10.8	211.8	322.0
CTR	280.8	599.1	248.6	5.9	254.5	536.3
PTA 7 y 8	258.5	413.3	228.80	6.4	235.2	372.3
PTB - CA - GO	257.3	570.0	227.8	5.5	233.3	510.1
PTB - CC - GO	176.2	197.6	155.9	4.2	160.1	179.1

COSTOS VARIABLES JUNIO 2025

Unidad	C.E. a pleno g/kWh	C.E. en mín tec g/kWh	Variable Combustible U\$/MWh	Variable No Combustible U\$/MWh	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
C.Battle Motores	213.2	213.2	111.1	13.3	124.4	124.4
PTA 1-6	227.0	351.5	189.4	10.8	200.2	304.1
CTR	280.8	599.1	234.3	5.9	240.2	505.7
PTA 7 y 8	258.5	413.3	215.6	6.4	222.0	351.2
PTB - CA - GO	257.3	570.0	214.6	5.5	220.1	481.0
PTB - CC - GO	176.2	197.6	147.0	4.2	151.1	169.0

Tabla 9: Costos Variables de las unidades térmicas.

En la sección 5.6.1 se detallan los parámetros que se utilizan en el modelo del Ciclo Combinado.

⁷Para el cálculo del consumo específico del Ciclo Combinado en ciclo cerrado se promedian los consumos específicos del Ciclo Combinado completo (2 TG, 2 Calderas de recuperación y 1 TV) con los del medio Ciclo Combinado (1 TG, 1 Caldera de recuperación y 1 TV).



4.6 Centrales generadoras de fuente eólica.

En la Tabla 10 se muestran las centrales de generación eólica con su potencia autorizada a inyectar a la red de UTE.

Central Generadora	Agente Generador	Potencia autorizada a inyectar en la red (MW)
COLONIA ARIAS	RAFISA (ver Nota 1)	70.0
CARACOLE 1 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMERINO	UTE	10.0
CARACOLE 2 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMERINO	UTE	10.0
CUCHILLA DEL PERALTA I	PALMATIR S.A.	50.0
ENGRAN	ENGRAN EXPORT & IMPORT CO. S.A.	3.6
JUAN PABLO TERRA	UTE	67.2
CORFRISA	CORPORACION FRIGORIFICA del URUGUAY S.A.	1.8
LUZ DE LOMA	LUZ DE LOMA S.A.	20.0
LUZ DE MAR	LUZ DE MAR S.A.	18.0
LUZ DE RÍO	LUZ DE RÍO S.A.	50.0
MARYSTAY	MARYSTAY S.A.	2.0
MELOWIND	ESTRELLADA S.A.	50.0
MINAS I	GENERACIÓN EÓLICA MINAS S.A. - GEMSA	42.0
NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2	NUEVO MANANTIAL S.A.	4.0
PALOMAS	NICEFIELD S.A.	70.0
PAMPA	RAFISA (ver Nota 2)	141.6
PARQUE CERRO GRANDE	LADANER S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO 18 DE JULIO	IKEROL COMPANY S.A.	10.0
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	ROUAR S.A.	65.1
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	FINGANO S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	VENGANO S.A.	40.0
PARQUE EÓLICO FLORIDA I	POLESINE S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	GLYMONT S.A.	49.5
PARQUE EÓLICO JULIETA	WERYL S.A.	3.6
PARQUE EÓLICO KIWÚ	COBRA INGENIERÍA URUGUAY S.A.	48.6
PARQUE EÓLICO LIBERTAD	TOGELY COMPANY S.A.	7.7
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	NUEVO MANANTIAL S.A.	7.8
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	KENTILUX S.A.	17.2
PARQUE EÓLICO MALDONADO	R DEL SUR S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	R DEL ESTE S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO MARÍA LUZ	TOGELY COMPANY S.A.	9.8
PARQUE EÓLICO NUEVO PASTORALE I	VIENTOS DE PASTORALE S.A.	49.2
PARQUE EÓLICO ROSARIO	TOGELY COMPANY S.A.	9.0
PARQUE EÓLICO SOLÍS DE MATAJOJO	POSADAS & VECINO S.A.	10.0
PARQUE EÓLICO VENTUS I	República Administradora de Fondos de Inversión S.A.	9.0
PARQUE EÓLICO VILLA RODRÍGUEZ	TOGELY COMPANY S.A.	10.0
PERALTA I GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	50.0
PERALTA II GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	50.0
TALAS DEL MACIEL I	ASTIDEY S.A.	50.0
TALAS DEL MACIEL II	CADONAL S.A.	50.0
VALENTINES	AREAFLIN S.A.	70.0
TOTAL		1476.7
Nota 1: República Administradora de Fondos de Inversión S.A. en calidad de fiduciario del Fideicomiso Financiero Arias		
Nota 2: República Administradora de Fondos de Inversión S.A. en calidad de fiduciario del Fideicomiso Financiero Pampa		

Tabla 10: Centrales de generación eólica.

4.7 Centrales generadoras de fuente solar fotovoltaica.

En la Tabla 11 se muestran los centrales de generación solar fotovoltaica con su potencia autorizada a inyectar a la red de UTE.



Central Generadora	Agente Generador	Potencia Autorizada (MW)
ABRIL	GILPYN S.A.	1
ALBISU	NESYLA S.A.	10
ALTO CIELO	ALTO CIELO S.A.	20
ARAPEY SOLAR	GIACOTE S.A.	10
ASAHI	MIEM-UTE	0.5
CASALCO	CASALCO S.A.	1.75
CERROS DE VERA SOLAR	UTE	0.05
DEL LITORAL	JOLIPARK S.A.	16
DICANO	DICANO S.A.	11.25
EL NARANJAL	COLIDIM S.A.	50
FENIMA	FENIMA S.A.	9.5
HIKARI	MIEM-UTE	0.25
LA JACINTA	JACINTA SOLAR FARM S.R.L.	50
MENAFRA SOLAR	GIACOTE S.A.	20
NATELU	NATELU S.A.	9.5
PETILCORAN	PETILCORAN S. A.	9.5
PUNTA DEL TIGRE A	UTE	25.65
RADITON	RADITON S.A.	8
TS	CERNERAL S.A.	1
VINGANO	VINGANO S.A.	1
YARNEL	YARNEL S.A.	9.5
	TOTAL	264.45

Tabla 11: Centrales de generación solar fotovoltaica.

En la Tabla 12 se muestran las incorporaciones futuras de centrales de generación solar fotovoltaica.

Central Generadora	Agente Generador	Fecha incorporación	Potencia [MW]
Albisu	NESYLA S.A.	15-12-2025	4
Kahirós	NASPUY S.A.	15-12-2025	4.2
PTFB	UTE	01-07-2026	28
Melo	UTE	01-10-2027	80

Tabla 12: Incorporaciones de centrales de generación solar fotovoltaica.

4.8 Intercambios de Energía

Atendiendo al comportamiento reciente de los mercados vecinos y su proyección/futura, se decide modelar los intercambios internacionales con cada país de la forma que se detalla a continuación.

Importación:

Con Argentina

Se modela una importación que representaría las centrales térmicas de dicho país que podrían auxiliar a nuestro sistema en casos de emergencia. Se modela con 200 MW de potencia máxima en las semanas 11 a 17 inclusive y 41 a 47 inclusive, y 140 MW las semanas del año restantes, siempre con 65% de disponibilidad y precio (Falla 1 – 1 USD/MWh).



Asimismo se modela una importación ocasional que va desde el 10/05/2025 al 01/09/2025, de potencia 500MW con factor de disponibilidad 50%, a precio PTB + 10% que está habilitada cuando la temperatura se encuentra entre 8°C y 30°C.

Con Brasil

Se modela una importación con una potencia máxima de 300 MW con una disponibilidad fortuita de 70 %. Se utiliza el CEGH "iN34BPScmgsArBr_compuesto_DIARIO_PESNov23" que modela el costo marginal medio diario de la región sur de Brasil, permitiendo la importación sólo cuando dicho valor se encuentra por debajo de 145 USD/MWh y con un sobrecosto equivalente al valor de falla 1 - 1 USD/MWh.

Exportación:

Con Argentina

Las compras de Argentina al sistema uruguayo se modelan mediante un actor Spot de Mercado a un precio de 12 USD/MWh, con una potencia de 800 MW y 70% de disponibilidad.

Con Brasil

Se modela la exportación a Brasil con un actor Spot de mercado postizado, usando la fuente Costo Variable de Intercambio (CVI) como "costo marginal del comprador" (en este caso Brasil) en cada poste. Estas fuentes CVI serán topeadas en $(cvCBMOT + 10\%) + 30 \text{ USD/MWh}$, siendo 30 USD/MWh el margen de ganancia para Uruguay. Siempre que la fuente CVI sea superior al cmg uruguayo, exportará hacia el país vecino a un precio igual al cmg uruguayo + 30 USD/MWh de ganancia neta. Dado el tope de la fuente CVI, Uruguay sólo exportaría hasta el costo variable de Motores de Central Batlle. La potencia máxima de intercambio es de 300 MW con un coeficiente de disponibilidad de 90%.

Excedentes/Vertimientos turbinables.

Se identifican como excedentes la energía hidráulica no embalsable y la energía de centrales autodespachadas (mayoritariamente eólica). Se modela como una exportación con potencia máxima 4000 MW en todos los postes y precio 0.1 USD/MWh; lo que implica que toda la energía generable queda captada como excedente. Los vertimientos que no son turbinables no están incluidos aquí y no son manejables en la operación del sistema.



En la Figura 15 se presentan los mantenimientos programados para el período 03/05/2025 al 02/01/2026.

**PAM 2025-04-1 -
Versión 9 -
03/06/2025**

Figura 15: Mantenimientos programados del 03/05/2025 al 02/01/2026

4.10 Programa indicativo de mantenimientos para los siguientes 36 meses

En la Figura 16 se presenta el programa indicativo de mantenimientos para el período 03/01/2026 al 01/01/2027. El sombreado gris indica que no se cuenta con información.

[illegible]

Figura 16: Programa indicativo para el período 03/01/2026 al 01/01/2027.

**PAM 2025-04-1 -
Versión 9 -
03/06/2025**

Figura 17: Programa indicativo para el período 02/01/2027 al 31/12/2027.

**PAM 2025-04-1 -
Versión 9 -
03/06/2025**

**PAM 2025-04-1 -
Versión 9 -
03/06/2025**

**PAM 2025-04-1 -
Versión 9 -
03/06/2025**



En las Tablas 13 y 14 se muestran los mantenimientos adicionales a los presentados en las figuras anteriores.

Generador	Central generadora	Observaciones
Marystay S.A.	PE Marystay	Aviso FS por siniestro
Nesyla S.A.	Albisu	<u>Comentario del comunicado:</u> Semana 41 -11/10/2025: Mantenimiento de SSEE : 5 hs - estado de planta desenergizado. Semana 41- 12/10/2025: Mantenimiento Centro de Transformación : 6 hs - Potencia disponible 5 MW. Semana 41 -11/10/2026: Mantenimiento de SSEE : 5 hs - estado de planta desenergizado. Semana 41- 12/10/2026: Mantenimiento Centro de Transformación : 6 hs - Potencia disponible 5 MW. Semana 41 -11/10/2027: Mantenimiento de SSEE : 5 hs - estado de planta desenergizado. Semana 41- 12/10/2027: Mantenimiento Centro de Transformación : 6 hs - Potencia disponible 5 MW. Semana 41 -11/10/2028: Mantenimiento de SSEE : 5 hs - estado de planta desenergizado. Semana 41- 12/10/2028: Mantenimiento Centro de Transformación : 6 hs - Potencia disponible 5 MW. Semana 41 -11/10/2029: Mantenimiento de SSEE : 5 hs - estado de planta desenergizado. Semana 41- 12/10/2029: Mantenimiento Centro de Transformación : 6 hs - Potencia disponible 5 MW. <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Semana 41 Año 2026: Semana 41 Año 2027: Semana 41 Año 2028: Semana 41 Año 2029: Semana 41
Estrellada S.A.	P.E. Melowind	<u>Comentario del comunicado:</u> Semana 11- 17-3-2025 Mantenimiento de SSEE, estado de planta -Desenergizada - Duración trabajos 9 hs Semana 11- 18-3-2025 Mantenimiento de SSEE, estado de planta -Desenergizada - Duración trabajos 6 hs Semana 11- 16-3-2027 Mantenimiento de SSEE, estado de planta -Desenergizada - Duración trabajos 9 hs Semana 11- 17-3-2027 Mantenimiento de SSEE, estado de planta -Desenergizada - Duración trabajos 6 hs Semana 11- 13-3-2025 Mantenimiento de SSEE, estado de planta -Desenergizada - Duración trabajos 9 hs Semana 11- 14-3-2025 Mantenimiento de SSEE, estado de planta -Desenergizada - Duración trabajos 6 hs <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Semana 11 Año 2026: Semana 11 Año 2027: Semana 11 Año 2028: Semana 11 Año 2029: Semana 11
Uruply S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Semana 17,18,42,43 Año 2026: Semana 18,42,43 Año 2027: Semana 18,43,44 Año 2028: Semana 19,43,44 Año 2029: Semana 19,43,44
Bioener S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> Bioener no tiene mantenimientos programados para los períodos mencionados. <u>Marca en el formulario PAM:</u>
Fingano S.A.	P.E. Carape I	<u>Comentario del comunicado:</u> Enviamos adjunto las fechas de estimación de los mantenimientos de nuestra SET en Carape I- PAM. <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Semana 10 Año 2026: Semana 06 Año 2027: Semana 06 Año 2028: Semana 06 Año 2029: Semana 06
Vingano S.A.	P.E. Carape II	<u>Comentario del comunicado:</u> Enviamos nuestra estimación de los mantenimientos de nuestra SET Carape II. <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Semana 10 Año 2026: Semana 06 Año 2027: Semana 06 Año 2028: Semana 06 Año 2029: Semana 06
Cubico	P.E.. Nuevo Pastoral I	<u>Comentario del comunicado:</u> Enviamos nuestra estimación de los mantenimientos de nuestra SET en PEC Pastoral I <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Semana 11 Año 2026: Semana 07 Año 2027: Semana 07 Año 2028: Semana 07 Año 2029: Semana 07

Tabla 13: Mantenimientos adicionales



Cubico	P.E. Kiyu	<u>Comentario del comunicado:</u> Enviamos nuestra estimación de los mantenimientos de subestación PEC KIYU._ <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Semana 12 Año 2026: Semana 08 Año 2027: Semana 08 Año 2028: Semana 08 Año 2029: Semana 08
Astidey S.A.	P.E. Talas de Maciel I	<u>Comentario del comunicado:</u> Envío adjunto nuestra estimación de las actividades de mantenimiento de nuestra SET Talas de Maciel I. <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Semana 13 Año 2026: Semana 10 Año 2027: Semana 10 Año 2028: Semana 10 Año 2029: Semana 10
R del Este S.A.	P.E. Maldonado II	<u>Comentario del comunicado:</u> No se prevén mantenimientos fuera de los preventivos de aeros para el periodo abr-sep 25 <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Ninguna semana. Año 2026: Ninguna semana. Año 2027: Ninguna semana. Año 2028: Ninguna semana. Año 2029: Ninguna semana.
R del Sur S.A.	P.E. Maldonado I	<u>Comentario del comunicado:</u> No se prevén mantenimientos fuera de los preventivos de aeros para el periodo abr-sep 25 <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Ninguna semana. Año 2026: Ninguna semana. Año 2027: Ninguna semana. Año 2028: Ninguna semana. Año 2029: Ninguna semana.
Lanas Trinidad S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> No tenemos más visibilidad que 2025. Imposible estimar paradas para más adelante. <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Semana 15,51 y 52. Año 2026: Ninguna semana. Año 2027: Ninguna semana. Año 2028: Ninguna semana. Año 2029: Ninguna semana.
Celulosa y Energía Punta Pereira S.A.	Montes del Plata	<u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Semana 45 y 46 Año 2026: Ninguna. Año 2027: Semana 15 y 16 Año 2028: Semana 41 y 42 Año 2029: Ninguna.
Dank S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Semanas 35 a 39 Año 2026: Semanas 35 y 36 Año 2027: Semanas 35 y 36 Año 2028: Semanas 35 y 36 Año 2029: Semanas 35 y 36
Liderdat S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Semana 14,15,35 y 36. Año 2026: Ninguna semana. Año 2027: Ninguna semana. Año 2028: Ninguna semana. Año 2029: Ninguna semana.
Luz de Loma S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Ninguna semana. Año 2026: Ninguna semana. Año 2027: Ninguna semana. Año 2028: Ninguna semana. Año 2029: Ninguna semana.
Luz de Mar S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> Si bien para 2025 no se esperan mantenimientos que afecten a todo el parque en una semana en particular, tener en cuenta que habrá un aerogenerador indisponible por varios meses, por lo cual se llegará a una potencia máxima de 16 MW durante dicho periodo <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Ninguna semana. Año 2026: Ninguna semana. Año 2027: Ninguna semana. Año 2028: Ninguna semana. Año 2029: Ninguna semana.
Luz de Río S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Ninguna semana. Año 2026: Ninguna semana. Año 2027: Ninguna semana. Año 2028: Ninguna semana. Año 2029: Ninguna semana.

Tabla 14: Continuación mantenimientos adicionales.



4.11 Red de Transmisión.

Por Conversora Melo:

- Indisponible del 8/9 al 12/9, en el horario de 8:00 a 17:00.
Los trabajos incluyen (bianuales Salida Polo 1 60 Hz, salida línea Candiota, y Reactor de Línea Candiota)
- Indisponible del 10/11 al 14/11 en el horario de 8:00 a 17:00, se realizarán los Bianuales de las Barras de Filtros 50 Hz y 60 Hz y Anual Sala de Válvulas

Por Conversora Rivera

- 1 Se tiene previsto un trabajo en CRI en el transformador del lado de Brasil, en el cual se dispone por 14 semanas el mismo a partir del 04/08/2025, esta es una fecha tentativa que está supeditada a recursos del Taller Generales.

Según lo informado por Obras de Transmisión para el año 2025:

Palmar 500 kV

- Los cambios de seccionadoras de salida de línea y de barra en salidas a San Javier (Tramo 1) se van a realizar acoplados a la indisponibilidad coordinada entre DCU y CTM.
- Los cambios de seccionadoras de 3-34 (salida a CR5) y 2-31 (Salida a BR5) se estiman realizar en Abril del 2025.

Montevideo A 500 kV y Montevideo B 500 kV

- Los trabajos en MB5 y MA5 cada uno de ellos lleva una semana sin devolución (continuo).

San Carlos 500 kV

- Los trabajos en SC5 que afectan la salida de línea MI5-SC5 no son continuos, son con devolución, se estima que se realizarán en Mayo 2025 y en el segundo semestre, pudiendo afectar el vínculo SC5-ME5.

No se contaría con indisponibilidades que afecten a la generación.

4.12 Generación forzada.

No se modelan requerimientos de generación forzada por calidad de tensión.



5 Modelo

5.1 Versión SimSEE

Se utiliza la versión iie192_319_6636 de SimSEE.

5.2 Salas SimSEE

Para realizar la PES se utilizaron dos salas SimSEE: una sala de paso diario enganchada con otra sala de paso semanal, cuya optimización se extiende hasta el 2036. La sala semanal se engancha con la política de operación del plan de equilibrio de la generación utilizado en esta PES. Dicha optimización se extiende hasta el 01/01/2040.

5.3 Horizontes de tiempo

Fecha de optimización sala paso diario: 01/05/2025 - 31/12/2026

Fecha de optimización sala paso semanal: 01/05/2025 - 26/12/2036

Fecha de la simulación sala paso diario: 01/05/2025 - 01/05/2026

Fecha guarda de simulación sala paso diario: 01/05/2025

5.4 Estado inicial del Sistema (al 01/05/2025)

Cota inicial del lago de Bonete: 75,7 m.

Cota inicial del lago de Palmar: 38,9 m.

Cota vista inicial del lago de SG UY: 34,2 m.

Aportes semanales: Bonete = 81 m³/s, Palmar = 51 m³/s, SG UY= 1240 m³/s.

Valor inicial del iN3.4: 0,162

5.5 Demanda

Se utiliza el modelo CEGH de paso diario, con su modelado horario en base a las demandas detalladas de los tramos horarios llano 1, llano 2, pico y valle. Se calibra el valor esperado de la demanda según el comportamiento histórico por tramo horario y estación del año.

La sala de paso de tiempo diario se modela con 4 postes de duración 1, 4, 13 y 6 horas. La sala de paso semanal se modela con 5 postes de duración 5, 30, 91, 28 y 14 horas.

5.6 Modelado de las Unidades de Falla

En las salas se utiliza la representación de la falla reglamentaria (Ver 4.2.2) indexada según el precio del barril de petróleo.



5.6.1 Modelado del Ciclo Combinado

Para el modelado del ciclo combinado se utiliza el actor “Generador Térmico Combinado”. En las Tablas 13 y 14 se muestran los parámetros del generador funcionando con Gasoil.

Mayo	Gas Oil	
Parámetros	TG (total 2)	TV
Pmin (MW)	80.5	54.2
Pmax (MW)	182	190
cv mín. Tec (USD/MWh)	293.8	31.1
cv incr. (USD/MWh)	168.5	0
cv no comb (USD/MWh)	5.5	2.2
alfa(MW), beta(MW), eta (p.u.)	571.89; 49.56; 0.263	
Puntos Temp (°C) (derating)	0.00; 17.00; 37.00	
Puntos P. (p.u.) (derating)	0.99; 0.95; 083	

Tabla 15: Parámetros del actor Generador Térmico Combinado generando con Gasoil para el mes de Mayo

Junio	Gas Oil	
Parámetros	TG (total 2)	TV
Pmin (MW)	80.5	54.2
Pmax (MW)	182	190
cv mín. Tec (USD/MWh)	276.8	29.3
cv incr. (USD/MWh)	158.8	0
cv no comb (USD/MWh)	5.5	2.2
alfa(MW), beta(MW), eta (p.u.)	571.89; 49.56; 0.263	
Puntos Temp (°C) (derating)	0.00; 17.00; 37.00	
Puntos P. (p.u.) (derating)	0.99; 0.95; 083	

Tabla 16: Parámetros del actor Generador Térmico Combinado generando con Gasoil para el mes de Junio

5.7 Controles de Cota y erogados mínimos de los embalses

Se mantiene la restricción a la cota mínima de operación del lago de Bonete, mediante una penalización económica equivalente a valorizar las reservas de energía que existen por debajo de la cota mínima (72,3 m.) al valor de Falla 1. También se incorporan penalizaciones económicas para aquellas situaciones en las que las cotas de los lagos de Palmar y Salto Grande estén por debajo de 37 y 32 metros respectivamente, cuyos valores equivalen al costo variable de Falla 1 x 0,15. Los valores de cota y penalidad se muestran en la Tabla 17.

		Penalidad (MUSD/(m-día))	
	Cota Mínima (m)	Mayo	Junio
Bonete	72.3	1.105	1.043
Palmar	37	0.384	0.363
SG	32	0.514	0.485

Tabla 17: Controles de cota para las centrales hidroeléctricas.



Se imponen erogados mínimos requeridos sin penalización por paso de tiempo (paso diario) en las centrales hidroeléctricas de Salto Grande y Palmar, de 450 y 120 m³/s respectivamente, el último sólo entre los meses de diciembre y marzo de cada año.

En la central hidroeléctrica de Bonete se establece un caudal mínimo de 80 m³/s, con una penalidad por incumplimiento cuya probabilidad no exceda el 0,57 por mil y calculada conforme a lo dispuesto en los Decretos 244/019 y 054/022. La penalidad resultante para el año 2025 es de 0,182 MUSD/Hm³, mientras que para el año 2026 es de 0,18 MUSD/Hm³.

Se impone un control de cota superior en 80 m en Bonete con penalidad 0.5 MUSD/(m.día), sin indexación.

En la Tabla 18 se muestran los parámetros considerados para el modelado de los controles de crecida de las centrales hidroeléctricas.

Parámetros	Bonete	Palmar	Salto Grande (UY)
Cota [m]	80.7; 82; 83	40.1; 41.18; 42.2	35.5; 35.75; 36
Erogado mínimo [m ³ /s]	0; 1990; 4510	0; 10045.45; 20091	0; 13455; 26910

Tabla 18: Parámetros en SimSEE para considerar controles de crecida de las centrales hidroeléctricas.

5.8 Factores de planta de Generadores Eólicos y Solares Fotovoltaicos

Se calibran los actores eólicos y solares para que los factores de plantas se ajusten a los datos reales de rendimiento de los años 2020, 2021 y 2022. Los valores anuales resultantes de la simulación son:

- Factor de planta Solar Fotovoltaica: 21,8%
- Factor de planta Eólica: 40,6%

5.9 Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas

Se utilizan los sintetizadores CEGH "iN34BPScmgsArBr_compuesto_DIARIO_PESNov23.txt" y "iN34BPScmgsArBr_compuesto_SEMANAL_PESNov23.txt" (setiembre 2023), para la sala diaria y semanal correspondientemente. Los sintetizadores correlacionan las siguientes señales:

- Anomalía de la temperatura superficial en el océano Pacífico en la región 3.4 (iN34).
- Aportes a las centrales hidroeléctricas Bonete, Palmar, y Salto Grande.

A su vez, a los efectos de modelar el intercambio con esos países, el sintetizador cuenta con 2 variables de salida: el costo marginal de la región sur del Brasil y del mercado Argentino.

El sintetizador cuenta con dos variables de estado hidrológico, una para el río Negro (H_RN) y otra para el río Uruguay (H_S).

5.10 Parámetros generales

La simulación de la sala de paso diario se realiza a partir de 1000 crónicas sintéticas y la optimización con 5.



La optimización de la sala de paso semanal se realiza a partir de 5 crónicas sintéticas.

Se utiliza la semilla 40031 para la Optimización y la semilla 10031 para la Simulación.

6 Anexo I: Plan de Equilibrio de la Generación para Programación Estacional Mayo 2025

Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Versiones:

Fecha	Autores	Motivo
10/6/2025	Ruben Chaer	Creación del informe.

6.1 Resumen ejecutivo

Se parte de la sala *PES_2025_05_1_semanal_plan_equilibrio* con la eólica y solar existente, con comercio internacional cerrado, con la generación existente de todas las fuentes.

Se consideró eólica, solar y turbinas aeroderivativas como posibles tecnologías para la expansión.

Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 19. Comienza instalando 250 MW de generación solar para mayo del 2026 y 350 MW de generación eólica para mayo del 2027 y no se instalan turbinas en el horizonte de análisis.

Tabla 19: Plan de Equilibrio de la Generación

Eólica		Solar	
Fecha	P[MW]	Fecha	P[MW]
5/1/2027	350	5/1/2026	250
4/30/2028	450	4/30/2028	350
4/30/2029	500	4/30/2030	800
4/30/2031	650	4/29/2034	900
4/29/2033	800	4/28/2038	1800
4/29/2034	1100	4/28/2039	2700
4/29/2035	1500		
4/28/2036	2100		
4/28/2037	2650		
4/28/2039	2950		



6.2 Introducción

La elaboración del Plan de Equilibrio de la Generación (PEG), para su uso en las Programaciones Estacionales (PESs), tiene como propósito disponer de una Política de Operación del Largo Plazo que llamaremos CF_LP en alusión a que la misma se encuentra representada por la función de Costo Futuro de Largo Plazo. Esa CF_LP es la que determina el valor que tiene para el futuro la energía almacenada en los lagos del SIN y por consiguiente es relevante para la determinación de la operación de los lagos en el semestre (horizonte de la PES). También es necesario disponer de un CF_LP para realizar el Informe de Garantía de Suministro cuyo horizonte de simulación son ocho años.

El PEG no intenta ser un plan óptimo de la expansión de la generación, solo intenta reflejar un equilibrio futuro entre oferta y demanda que permita la operación segura del SIN, establecer las señales que determinan el balance entre uso de combustibles fósiles y agua embalsada en el semestre y el balance entre los aportes de potencia firme de las diferentes fuentes en el largo plazo.

6.3 Parámetros principales

6.3.1 Versión de SimSEE

Se utilizó la versión 188_318_6636

6.3.2 Horizonte de expansión

En la Figura 19 se muestra el panel "Variables Globales" del editor de SimSEE correspondiente a la Sala de paso semanal usada para la optimización del PEG.

The screenshot shows the 'Variables Globales' panel in the SimSEE software. The panel is divided into several sections:

- Horizonte de tiempo:** Contains dropdown menus for 'Fecha de Inicio' (31/12/2024 00:00), 'Fecha de fin' (01/01/2040 00:00), 'Simulación' (31/12/2024 00:00), and 'Horizonte de guarda para simulación' (30/12/1899 00:00).
- Paso de tiempo:** Includes a dropdown for '168' and radio buttons for 'Horas' (selected) and 'Minutos'. It also has input fields for 'Pasos de optimización' (782) and 'Pasos de simulación' (782).
- Regiones:** A table with columns: Nombre, HusoH, NPostes, DurPos, and DurPos. The first row shows '_auto_' with values -3, 5, and 5; 30; 91; 28; 14. Below the table are several icons for editing and simulation control.

Figura 19: Configuración del horizonte de simulación



6.3.3 Opciones de expansión

Las tecnologías de expansión consideradas son Eólica, Solar y Turbinas aeroderivativas a Gasoil.

La Tabla 20 muestra la configuración de las opciones de inversión en OddFace y su relación con la sala SimSEE.

Tabla 20: Configuración de las opciones de inversión en OddFace

	EolOnshore	Solar	TGs
CAPEX[US\$/kW]	1260.00	660.00	975.00
Network[US\$/kW]	0.00	0.00	0.00
O&M[US\$/kW]	276.20	96.95	112.74
Total [US\$/kW]	1536.20	756.95	1087.74
Annuity [US\$/kW-año]	136.27	67.14	96.48
MWh/year	3942.00	2190.00	1314.00
Fuel Cost [US\$/MWh]	0.00	0.00	100.00
O&M Variable [US\$/MWh]	0.00	0.00	7.13
fc (informe DNE)	0.45	0.25	0.15
LCOE [US\$/MWh]	34.57	30.66	180.56
Modules considered in OddFace	EolOnshore	Solar	TGs
UI/UG	50	50	1
UG [MW]	1	1	60
MW	50	50	60
Valores a usar si se cargan como inversiones en OddFace_prepare			
MUS\$/UI	76.8	37.8	65.3
fd	0.95	0.95	0.91
horas del año	8322	8322	8000
Valores a usar en Sala como PP			
PP US\$/MW-h	16.37	8.07	12.06
Decaimientos CAPEX según informe DNE			
ro_indexado	0.30769	0.52288	
tasa anual	0.07177	0.06161	

Los costos de las tecnologías se configuraron directamente en OddFace para la eólica y la solar pues se requería considerar un decaimiento del CAPEX. Los valores considerados fueron 76,8 y 37,8 MUS\$/UI respectivamente. Cada Unidad de Inversión (UI) se consideró de 50 MW en ambos casos. Los valores considerados corresponden a los informados por DNE. La porción de esos montos que se considera con decaimiento durante el horizonte de expansión es 0,30769 y 0,52288 para la eólica y la solar respectivamente y los las tasas anuales a aplicar para el decaimiento de 0,07177 y 0,06161 respectivamente.

La opción de expansión en base a Turbinas aeroderivativas a gasoil, se consideró en unidades de 69 MW y con un pago por potencia puesta a disposición de 12,06 US\$/MWh. El costo variable considerado fue el mismo que el de las turbinas de Punta del Tigre y con la misma indexación.

Se consideraron 14 etapas de decisión comenzando en mayo 2026.



En la Sala SimSEE, los actores de expansión solar y eólica (solar_amp y eolica_amp) están representados como si fueran parques eólicos con las curvas de respuesta lineal:

$$P = \alpha V \quad , \quad (2)$$

Donde V es el borse de la fuente CEGH PEOL_1MW_fc45 para la eólica y Psol_1MW_fc17 para la solar. Los valores α se fijaron en: 0,9955555556 para la eólica y 1,4705882353 para la solar para ajustar los factores de capacidad a 0,448 y 0,25 respectivamente, en concordancia con lo informado por DNE.

6.4 Metodología de optimización en OddFace

Dado que las opciones de expansión son eólica, solar y turbinas de ciclo abierto y que no se consideran posibilidades de expansión con nuevas centrales hidroeléctricas, el valor futuro del agua en los embalses queda determinado por la cantidad de energías variables de costo variable nulo y de la correlación que tienen estos recursos entre si y con la Demanda y por el costo de generación térmica (y falla) que será el recurso a utilizar para cubrir los faltantes. Por esta razón, es posible obtener una Política de Operación Razonable de Largo Plazo (PORLP) simulando la operación con la generación existente de todas las fuentes y considerando que todo lo que no se suministre con esos recursos tendrá que ser abastecido por generación térmica a valores entre 100 y 200 US\$/MWh y como último recurso el racionamiento (Falla, que consideramos a 1000 US\$/MWh).

Se creó de la sala *PES_2025_05_1_semanal_plan_equilibrio* con la eólica y solar existente, con comercio internacional cerrado, con la generación existente de todas las fuentes. Se mantuvo la proyección de las demandas modeladas y se sustituyó sus máquinas de falla por dos escalones, el primero de profundidad 70% a un costo de 150 US\$/MWh (considerando así la posible intervención de la generación térmica) y el segundo escalón de profundidad 30% con un costo de 1000 US\$/MWh para dar la señal de despacho de racionamiento.

Con la sala *PES_2025_05_1_semanal_plan_equilibrio* se optimizó la Sala para obtener una PORLP. Con esta PORLP, luego se configuró la sala de expansión, con los costos de falla originales y se cargó en OddFace con las opciones de expansión y la opción de exploración "Solo Sim_icf". Esta opción solo simula la operación del sistema para evaluar los diferentes planes de expansión con la política de operación fija previamente cargada en la Sala. Luego de aproximadamente 4000 individuos, se procedió a bajar el mejor individuo (obtenido operando con la PROLP) y se optimizó esa Sala obteniendo así una nueva Política de Operación (mejor ajustada al individuo). Esa nueva Política de Operación, se cargó en la Sala configurada en OddFace y se le permitió seguir evaluando individuos. La Figura 20 muestra la evolución del valor esperado del costo futuro de operación de las simulaciones de evaluación de OddFace. La línea vertical aproximadamente por el individuo 4000 muestra dónde se realizó el cambio de la Política de Operación y como se puede ver, luego de ese cambio logró encontrar nuevos individuos (planes de expansión) de menor costo. En la figura, en azul se muestra los valores de "f_Objeto" y corresponden al valor esperado de la operación futura en MUSD. Las evaluaciones se realizaron en base a simulaciones de 100 crónicas y los mejores individuos son vueltos a evaluar con nuevas simulaciones de 100 crónicas (pero con semilla aleatoria diferente). Los puntos rojos indican la cantidad de evaluaciones de los individuos representados en el eje vertical secundario.

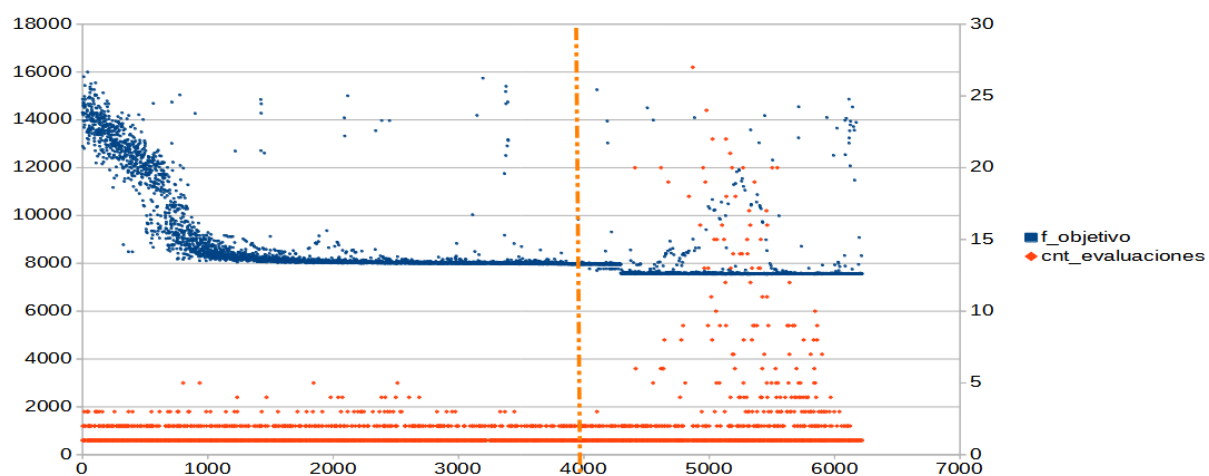


Figura 20: Evolución del valor esperado del costo futuro de operación de las simulaciones y cantidad de evaluaciones de OddFace.



7 Glosario

En este documento las palabras en mayúsculas tienen el significado que se les da a continuación:

- **Costo Marginal (CMG):** Es el costo que incurre el sistema por abastecer 1 MWh adicional de energía.
- **Banda Horaria:** Agrupamiento de horas de un Paso de Tiempo por tener similar requerimiento de potencia. Por ejemplo, grupo de horas del Pico de la Demanda.
- **CEGH:** Refiere a un tipo de modelado de proceso aleatorios usado por SimSEE. Estos modelos conservan las Correlaciones en un Espacio Gaussiano y los Histogramas de amplitud de las series temporales utilizadas para su entrenamiento. Las siglas CEGH significan precisamente (Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histogramas).
- **CMO:** Costo Marginal Operativo. Es la denominación utilizada en Brasil para referirse al Costo Marginal de generación.
- **Costo Futuro:** Refiere al valor esperado del costo de futuro de operar el sistema.
- **Crónicas:** Hacia el futuro refiere a las realizaciones de los procesos estocásticos o a las series temporales resultantes de una simulación (que son realizaciones de procesos estocásticos). Hacia el pasado puede referir también a realizaciones de procesos estocásticos simulados o a la realización histórica.
- **Demanda Neta:** Se refiere al requerimiento de Potencia en una hora calculado como la Demanda real del sistema menos las energías no gestionables (eólica, solar, biomasa autodespachada).
- **Excedentes Térmicos:** Se refiere a la energía generable con las centrales térmicas no despachadas para el SIN. Estas centrales son ofrecidas a los países vecinos.
- **FuelOil Motores (FOMO):** FuelOil especial fabricado para los Motores de Central Battle de UTE, de similares características al FuelOil pesado de 1% de azufre.
- **GN:** Gas Natural.
- **GO:** Gasoil.
- **Optimización:** Se refiere a la etapa en la que se obtiene la política óptima de operación. Actualmente en SimSEE esto se realiza resolviendo el problema de Optimización Dinámica Estocástica con el algoritmo clásico de Bellman.
- **Paso de tiempo:** Período de tiempo utilizado para realizar las simulaciones. En cada paso de tiempo se asegura el balance energético. El Paso de Tiempo puede estar a su vez sub-dividido en Postes en los que también se asegura el balance energético.
- **Patamar:** Es el nombre utilizado en Brasil para referirse a las Bandas Horarias. Utilizan tres Patamares para de Carga Leve, Media y Pesada identificando las horas de menor requerimiento de potencia, requerimiento medio y requerimiento alto respectivamente.
- **Período Estacional:** Se refiere al semestre sobre el que se está realizando la Programación Estacional de Largo Plazo.
- **PLD:** Es el Precio de Liquidación de Diferencias, utilizado en Brasil para valorizar las



transacciones en el mercado mayorista fuera de contratos. Se calcula a partir del CMO aplicando un precio piso y un precio techo.

- Política de Operación: Es el resultado de la Optimización y permite determinar dado el Estado del Sistema cuál es el despacho a realizar que minimiza el valor esperado de la operación futura.
- Poste o Poste de tiempo: Es una subdivisión del Paso de tiempo a los efectos de una mejor representación de los requerimientos de potencia.
- Postizado: Acción de definir el agrupamiento de horas de un Paso de Tiempo en los Postes que lo subdividen.
- Postizado Dinámico: Se refiere a la acción de realizar el Postizado durante la Optimización y Simulación, calculando en cada paso de tiempo la Demanda Neta y realizando el Postizado en base a la misma.
- Programación Estacional o Programación Estacional de Largo Plazo: Se refiere al conjunto de estudios establecidos en el Título IV del Decreto 360/2002 establece que el DNC debe realizar la Programación Estacional de Largo Plazo (artículos 127 a 131).
- Sala SimSEE: Archivo con la descripción de un sistema de energía eléctrica para su optimización/simulación con SimSEE.
- SimSEE: Plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica.
- Simulación: Se refiere a realizar la simulación de la operación del sistema en base a una Política de Operación obtenida mediante una Optimización.
- Sistema Interconectado Nacional (SIN): Conjunto de instalaciones eléctricas de generación y transmisión interconectadas dentro del territorio Nacional en un solo sistema.



ÍNDICE

1 RESUMEN EJECUTIVO.....	2
2 INTRODUCCIÓN.....	3
3 RESULTADOS.....	4
3.1 Valores del agua.....	4
3.2 Balance energético.....	4
3.3 Evolución de la cota de Bonete.....	5
3.4 Evolución de la cota de Palmar.....	5
3.5 Evolución de la cota de Salto Grande.....	6
3.6 Costo Marginal del Sistema.....	7
3.7 Despacho promedio.....	7
3.8 Despacho térmico.....	8
3.9 Despacho falla.....	9
3.10 Consumos previstos de combustibles.....	9
3.11 Valorización de la Demanda al Costo Marginal.....	10
4 HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA.....	11
4.1 Principales hipótesis.....	11
4.2 Demanda y Falla.....	12
4.2.1 Previsión de demanda.....	12
4.2.2 Representación de la falla.....	14
4.3 Situación hidrológica y Clima.....	14
4.3.1 Energía Hidráulica Afluyente Trimestral (EHAT).....	14
4.3.2 Previsión climática MJJ 2025 (Fuente CPTEC).....	15
4.3.3 Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, mayo de 2025).....	16
4.3.4 Perspectivas climáticas Salto Grande.....	18
4.4 Precios de los combustibles y costos variables de las unidades térmicas.....	18
4.5 Centrales generadoras térmicas.....	20
4.6 Centrales generadoras de fuente eólica.....	22



4.7 Centrales generadoras de fuente solar fotovoltaica.....	22
4.8 Intercambios de Energía.....	23
4.9 Mantenimientos programados de generación.....	25
4.10 Programa indicativo de mantenimientos para los siguientes 36 meses.....	26
4.11 Red de Trasmisión.....	31
Por Conversora Melo:.....	31
Por Conversora Rivera.....	31
4.12 Generación forzada.....	31
5 MODELO.....	32
5.1 Versión SimSEE.....	32
5.2 Salas SimSEE.....	32
5.3 Horizontes de tiempo.....	32
5.4 Estado inicial del Sistema (al 01/05/2025).....	32
5.5 Demanda.....	32
5.6 Modelado de las Unidades de Falla.....	32
5.6.1 Modelado del Ciclo Combinado.....	33
5.7 Controles de Cota y erogados mínimos de los embalses.....	33
5.8 Factores de planta de Generadores Eólicos y Solares Fotovoltaicos.....	34
5.9 Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas.....	34
5.10 Parámetros generales.....	34
6 ANEXO I: PLAN DE EQUILIBRIO DE LA GENERACIÓN PARA PROGRAMACIÓN ESTACIONAL MAYO 2025.....	35
6.1 Resumen ejecutivo.....	35
6.2 Introducción.....	36
6.3 Parámetros principales.....	36
6.3.1 Versión de SimSEE.....	36
6.3.2 Horizonte de expansión.....	36
6.3.3 Opciones de expansión.....	37
6.4 Metodología de optimización en OddFace.....	38



7 GLOSARIO.....	40
ÍNDICE DE FIGURAS.....	44
ÍNDICE DE TABLAS.....	44

Índice de figuras

Figura 1: Evolución de la cota de Bonete.....	5
Figura 2: Evolución de la cota de Palmar.....	6
Figura 3: Evolución de la cota vista por Uruguay de Salto Grande.....	6
Figura 4: Evolución del Costo Marginal del Sistema.....	7
Figura 5: Generación por fuente.....	8
Figura 6: Despacho térmico acumulado.....	8
Figura 7: Despacho falla acumulado.....	9
Figura 8: Consumo acumulado de GO.....	9
Figura 9: Consumo acumulado de FOMO.....	10
Figura 10: Energía Hidráulica Afluente promedio móvil trimestral del último año móvil.....	15
Figura 11: Previsión climática para MJJ/2025 (CPTEC/INPE, abril de 2025).....	16
Figura 12: Modelos de previsión del Niño/Niña.....	17
<i>Figura 13: Previsión Niño/Niña.....</i>	<i>18</i>
Figura 14: Precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril.....	19
<i>Figura 15: Mantenimientos programados del 03/05/2025 al 02/01/2026.....</i>	<i>25</i>
Figura 16: Programa indicativo para el período 03/01/2026 al 01/01/2027.....	26
Figura 17: Programa indicativo para el período 02/01/2027 al 31/12/2027.....	27
Figura 18: Programa indicativo para el período 01/01/2028 al 29/12/2028.....	28
Figura 19: Configuración del horizonte de simulación.....	36
Figura 20: Evolución del valor esperado del costo futuro de operación de las simulaciones y cantidad de evaluaciones de OddFace.....	39

Índice de tablas

Tabla 1: Balance energético en el período 01/05/25 al 31/10/25.....	4
Tabla 2: Demandas planas adicionales a considerar para la PES.....	12
Tabla 3: Energía real y proyectada de los años 2022 a 2052.....	13
Tabla 4: Representación de la Falla para Mayo.....	14
Tabla 5: Representación de la Falla para Junio.....	14



Tabla 6: Precio de combustibles derivados.....	19
Tabla 7: Disponibilidad de las unidades térmicas.....	20
Tabla 8: Tiempo Medio de Reparación (TMR) recibidos.....	21
Tabla 9: Costos Variables de las unidades térmicas.....	21
Tabla 10: Centrales de generación eólica.....	22
Tabla 11: Centrales de generación solar fotovoltaica.....	23
Tabla 12: Incorporaciones de centrales de generación solar fotovoltaica.....	23
Tabla 13: Mantenimientos adicionales.....	29
Tabla 14: Continuación mantenimientos adicionales.....	30
Tabla 15: Parámetros del actor Generador Térmico Combinado generando con Gasoil para el mes de Mayo.....	33
Tabla 16: Parámetros del actor Generador Térmico Combinado generando con Gasoil para el mes de Junio.....	33
<i>Tabla 17: Controles de cota para las centrales hidroeléctricas.....</i>	<i>33</i>
Tabla 18: Parámetros en SimSEE para considerar controles de crecida de las centrales hidroeléctricas.....	34
Tabla 19: Plan de Equilibrio de la Generación.....	35
Tabla 20: Configuración de las opciones de inversión en OddFace.....	37