



Programación Estacional (PES) Mayo - Octubre 2024

ADME

27/06/2024

Montevideo - Uruguay

ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Autores:

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

Por UTE: Hernán Rodrigo, Valentina Groposo, Milena Gurin, Carolina Rodriguez y Santiago Machado.

Responsible: Ruben Chaer

Versiones:

Fecha	Autores	Motivo
27-06-2024	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Valentina Groposo, Milena Gurin, Carolina Rodriguez y Santiago Machado.	Creación del informe.
10-07-2024	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Valentina Groposo, Milena Gurin, Carolina Rodriguez y Santiago Machado.	Hoja 15: se corrige en la fecha del tipo de cambio considerado el año. Decía 30/04/2023 se corrige a 30/04/2024.



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 01/05/2024 al 31/10/2024.

1. Las perspectivas climáticas prevén que el fenómeno ENSO pase gradualmente de la condición actual de El Niño a condiciones de neutralidad en el trimestre Abril-Junio (65% de probabilidad). En el trimestre Julio-Setiembre las condiciones de La Niña son levemente más probables que las condiciones de neutralidad y se espera una transición a La Niña en el trimestre Agosto-October, que se mantiene como condición dominante hasta el fin de la previsión considerada (trimestre Diciembre 2024-Febrero 2025). De acuerdo a esta previsión, las precipitaciones al final del año podrían estar por debajo de lo normal.
2. Se estima que la demanda a nivel de generación para el año 2024 será de 11789 GWh, lo que representa un crecimiento de 2,7 % respecto de la demanda del año 2023. Este valor no incluye demandas de nuevos proyectos. Si se incluyen las demandas asociadas a nuevos proyectos, se estima una demanda total de 12123 GWh.
3. La demanda total estimada en el Período Estacional, con confianza 90 %, es de 6294.0 GWh \pm 1.8 %.
4. El valor esperado del Costo Marginal en el período estacional es de 21.2 USD/MWh.
5. La operación del lago de Rincón de Bonete en el período estacional mantiene la cota por encima de los 77.1 m y por debajo de 82.0 m en ambos casos con probabilidad de 95%.
6. El despacho de Falla acumulado con probabilidad de excedencia del 5 % es 0 GWh y el valor esperado es 0.0002 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 esta 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 01/05/2024 al 31/10/2024.

Fuente	Generación acumulada [GWh]	% de la Generación total
Hidráulica	4455,1	53,0
Térmica	19,0	0,2
Biomasa	940,3	11,2
Eólica	2774,0	33,0
Solar	214,0	2,5
Falla	0,0	0,0
Importación Argentina	0,0	0,0
Importación Brasil	10,4	0,1
Generación Total	8412,8	100,0
Excedentes Vertimiento	761,6	
Exportación Argentina	1357,1	
Exportación Brasil	0,0	
Demanda	6294,0	

Tabla 1: Balance energético en el período 01/05/24 al 31/10/24.

La demanda estimada es de 6294.0 GWh \pm 1.8 % 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 01/05/2024 y el 30/04/2025.

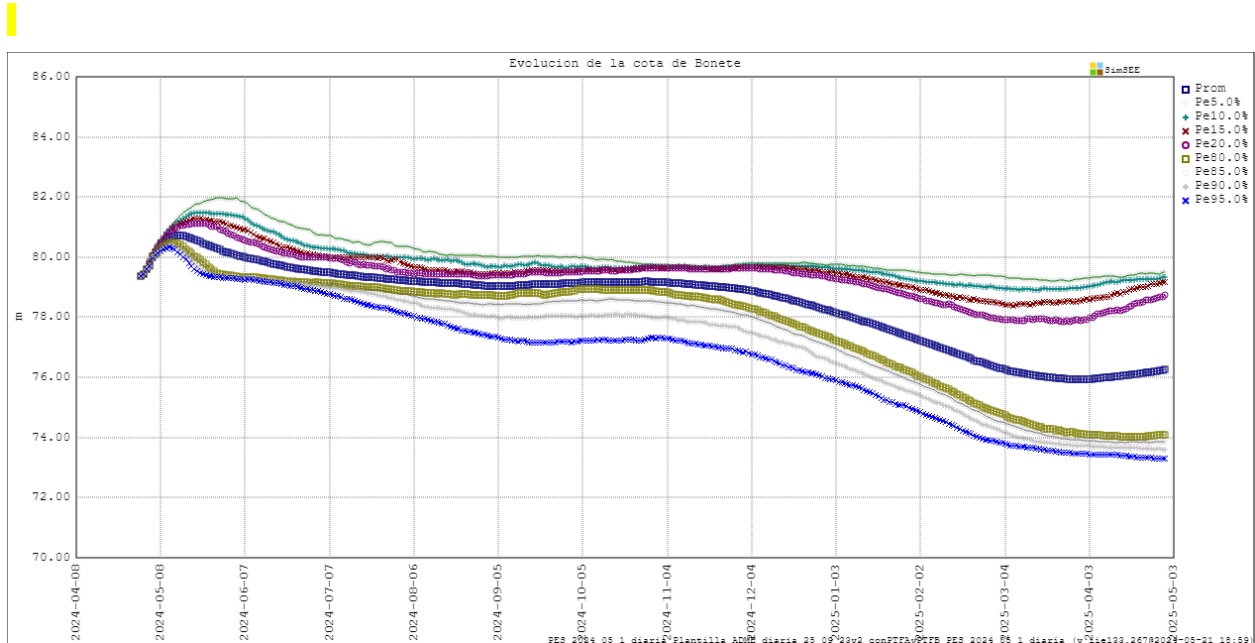


Figura 1: Evolución de la cota de Bonete.

En el Período Estacional la cota del lago de Rincón del Bonete se mantiene por encima de los 77.1 m y por debajo de 82.0 m en ambos casos con probabilidad 95%. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 79.2 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 01/05/2024 y el 30/04/2025.

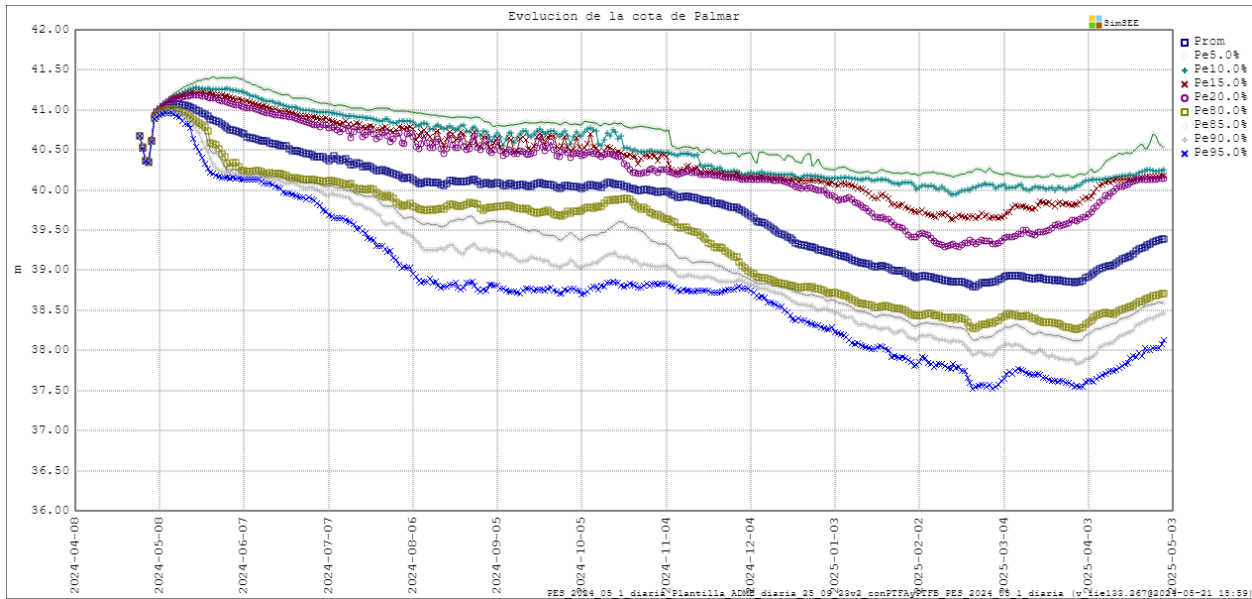


Figura 2: Evolución de la cota de Palmar.

En el Período Estacional la cota del lago de Palmar se mantiene por encima de los 38.7 m y por debajo de 41.4 m, en ambos casos con probabilidad 95 %. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 40.0 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 01/05/2024 y el 30/04/2025.

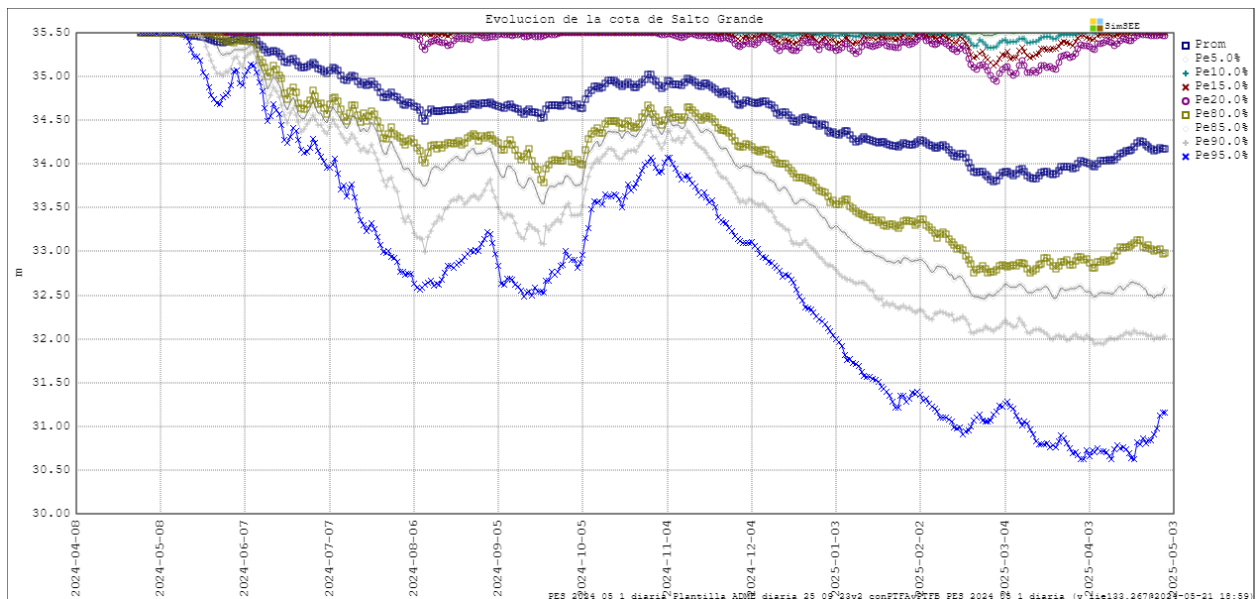


Figura 3: Evolución de la cota vista por Uruguay de Salto Grande.



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 34.9 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 01/05/2024 y el 30/04/2025.

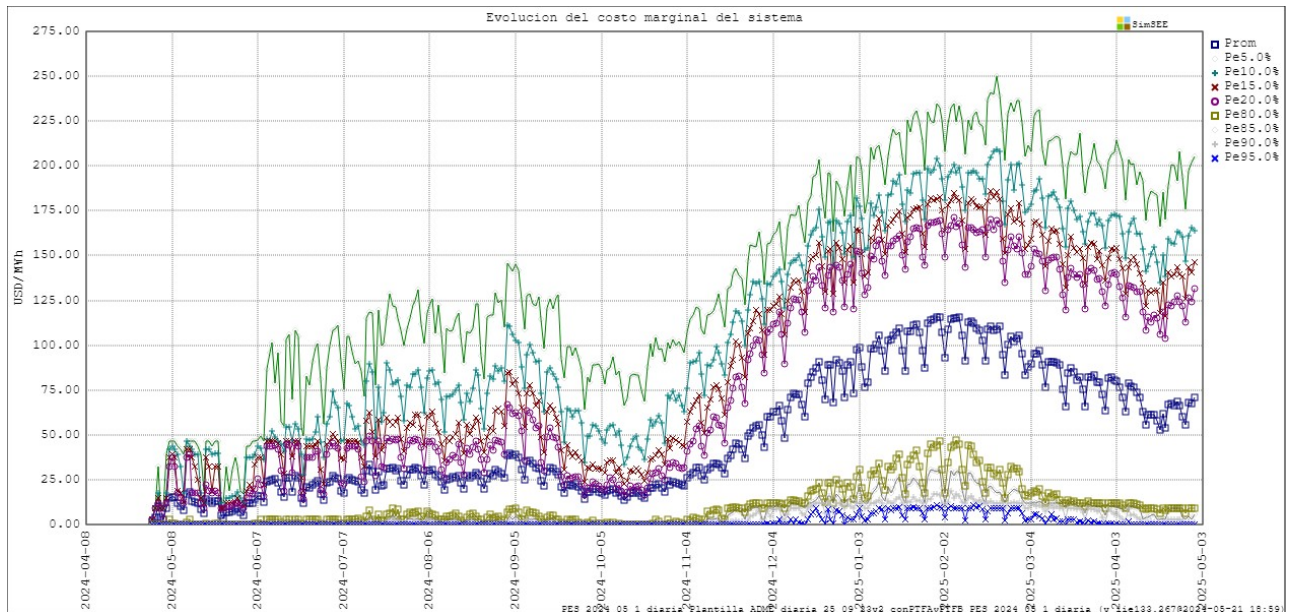


Figura 4: Evolución del Costo Marginal del Sistema.

El Costo Marginal esperado en el Período Estacional es de 21.2 USD/MWh. El mismo se mantiene por encima de los 0.1 USD/MWh y por debajo de 145.7 USD/MWh en ambos casos con probabilidad de excedencia 95 %.

3.7 Generación por fuente

En la Figura 5 se muestra la generación por fuente en valor esperado en el período comprendido entre el 01/05/2024 y el 30/04/2025.

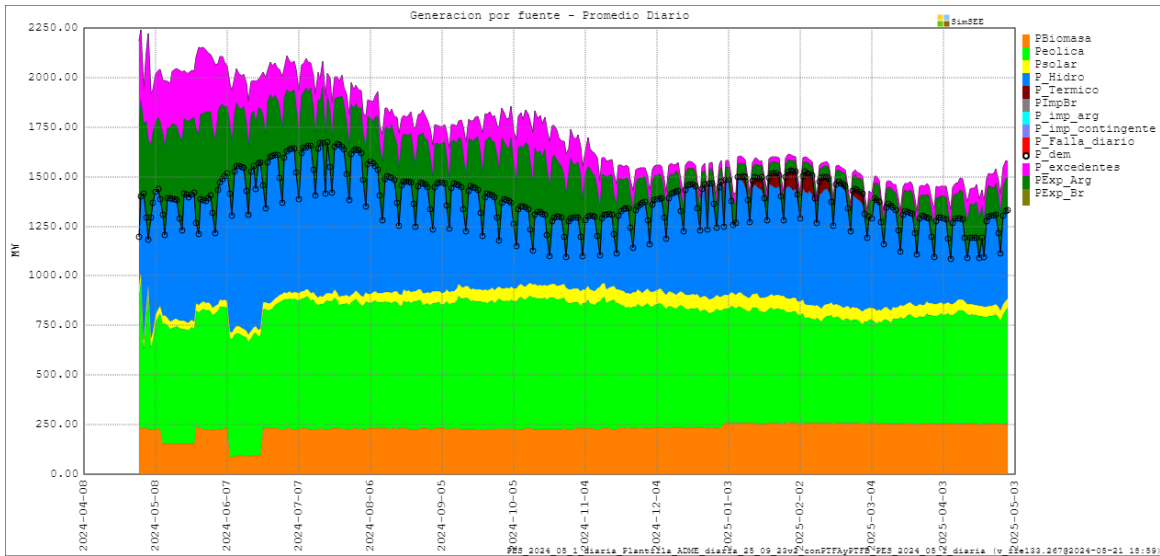


Figura 5: Generación por fuente.

Se observa el incremento gradual en la generación de UPM2 desde el inicio del Período Estacional y los mantenimientos en dicha planta en junio de 2024 y en Montes del Plata en mayo de 2024.

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 01/05/2024 y el 30/04/2025.

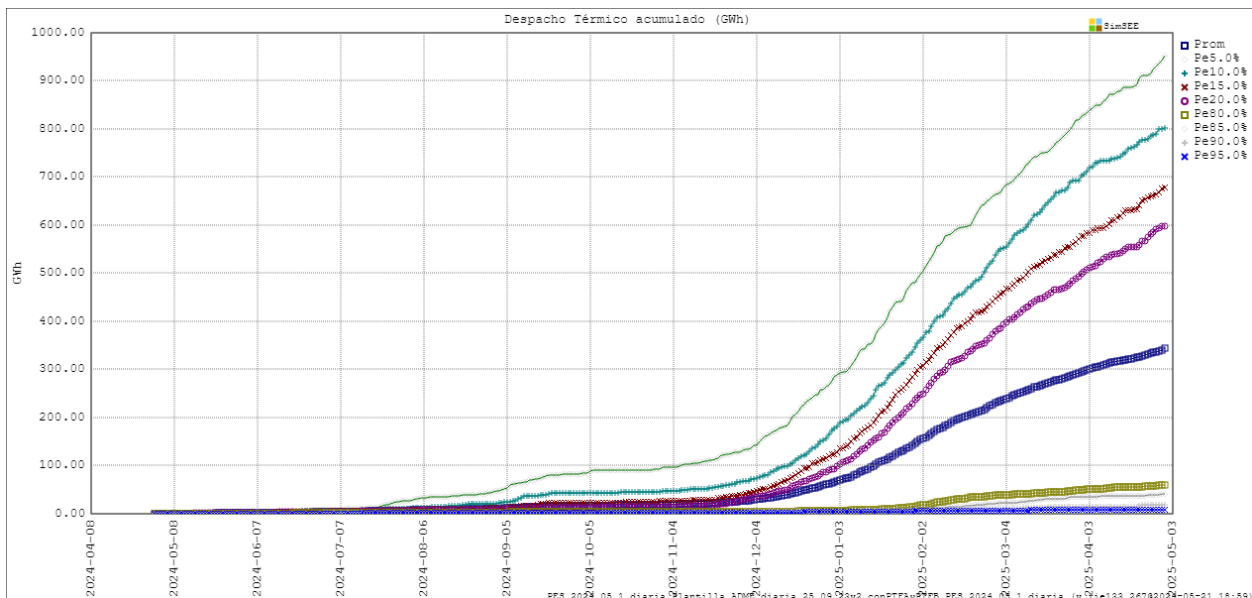


Figura 6: Despacho térmico acumulado.

En el Período Estacional el despacho térmico esperado es de 19.0 GWh, con un rango de variación comprendido entre 2.9 GWh y 47.9 GWh con una confianza de 80 %.



3.9 Despacho de falla

En la Figura 7 se muestra el despacho de falla acumulado junto con 8 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 01/05/2024 y el 30/04/2025.

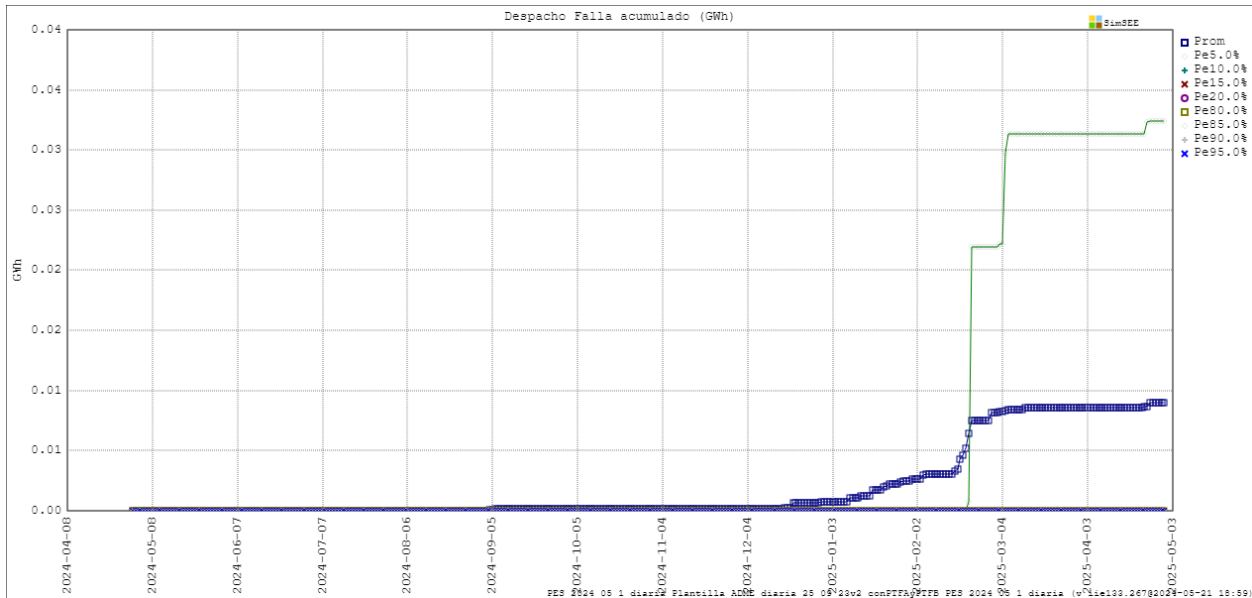


Figura 7: Despacho falla acumulado.

En el Período Estacional el despacho de falla acumulado en valor esperado es de 0.0002 GWh y de 0 GWh con probabilidad de excedencia del 5 %.

3.10 Consumos de combustibles

En las Figuras 8 y 9 se muestran los consumos previstos acumulados de Gasoil y Fueloil Motores en valor esperado junto con 8 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 01/05/2024 y el 30/04/2025.

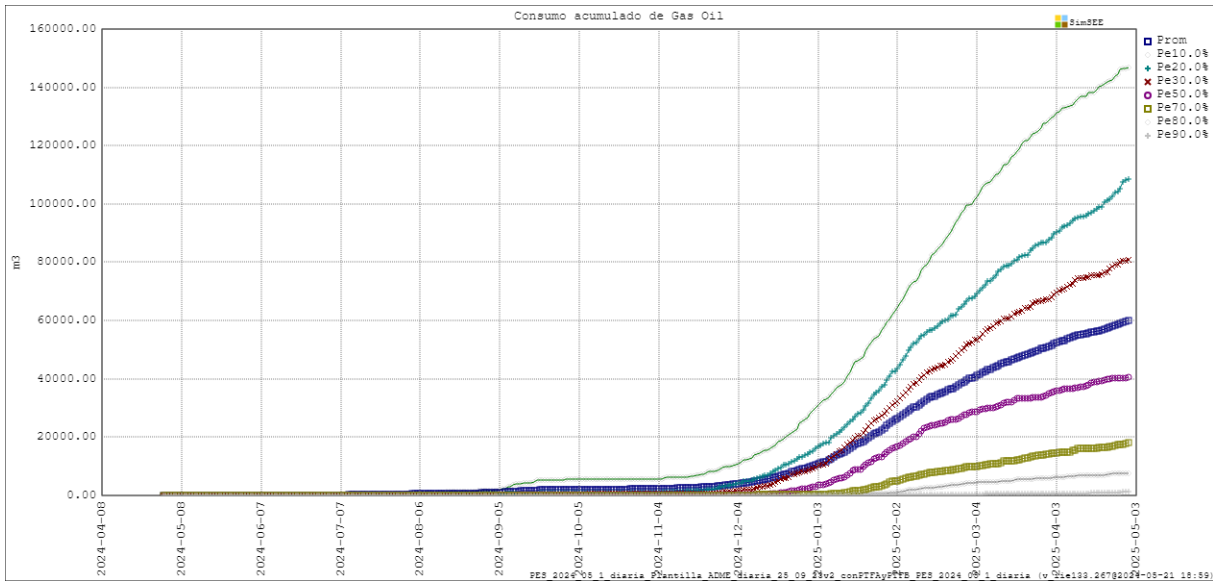


Figura 8: Consumo acumulado de GO.

En el Período Estacional el consumo esperado de Gasoil es de 2270.9 m³, con un rango de variación comprendido entre 18.6 m³ y 5566.0 m³ con una confianza de 80 %.

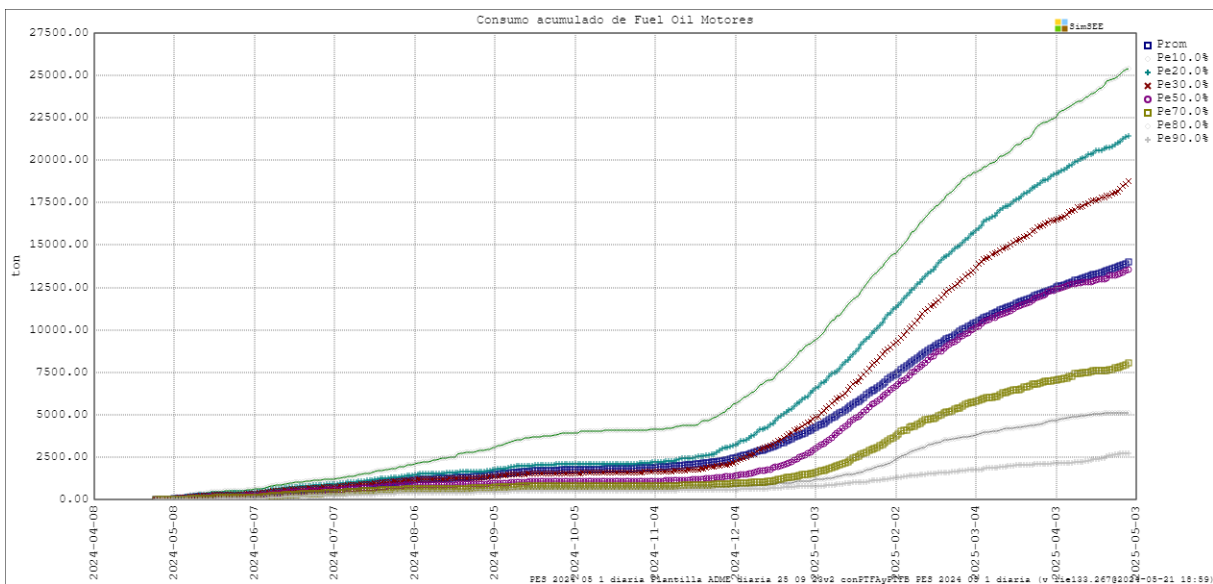


Figura 9: Consumo acumulado de FOMO.

El consumo esperado de Fueloil Motores es de 1866.4 t, con un rango de variación comprendido entre 528.9 t y 4099.4 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.

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

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 51.4 USD/MWh en el período comprendido entre el 01/05/2024 y el 30/04/2025.



4 Hipótesis y metodología

Se presenta en esta sección las hipótesis y metodología utilizada para realizar la PES en el período Mayo – Octubre de 2024.

Las hipótesis de esta PES se cerraron el día 02/05/2024. Posteriormente se llevó a cabo una revisión del plan de expansión y se realizó la calibración de las penalidades por el incumplimiento del caudal mínimo de 80 m³/s en Bonete (Decreto 54/022).

4.1 Principales hipótesis

- Se toman las siguientes tasas de crecimiento para la demanda base: 2,7%, 1,7%, 2,6%, 2,4%, y 2,6% para los años 2024, 2025, 2026, 2027 y 2028 respectivamente.
- Se actualizan los precios de los combustibles según los vigentes desde el 03/05/2024.
- 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), incorporado en la Programación Estacional pasada.
- 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 en la Programación Estacional pasada.
- Se actualizan los mantenimientos de acuerdo a la última información disponible al 26/04/2024.
- Se mantiene el criterio de indexación de los costos variables de las unidades térmicas usado en las PES anteriores.
- 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.

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.



- Se actualizan las tendencias de la fuente de indexación del precio del petróleo de corto plazo con datos de la EIA de abril de 2024.
- Se mantiene la última modificación hecha a los parámetros en el actor hidráulico que modela la central Salto Grande en SimSEE según la Tabla 2 de acuerdo al informe “Análisis y ajuste del modelo de SG en SimSEE” realizado por Salto Grande.

Parámetro SimSee	Modelo SimSee con salto y rendimiento ajustado
H_{desc}	5.324 m
caQ_E	0.001236 s/m ²
cbQ_E	$-2.197 \times 10^{-8} \text{ s}^2/\text{m}^5$
η	0,9085 pu

Tabla 2: Nuevos parámetros del modelo SimSEE de SG.

- No se modela disponibilidad de GN y limitaciones en el abastecimiento de combustibles líquidos en todo el periodo de optimización.

4.2 Demanda y Falla

4.2.1 Previsión de demanda

Para los primeros años de optimización (2024-2028) se utiliza la previsión de demanda de UTE-Distribuidor (actualizada en abril 2024) con hipótesis de incorporación del proyecto de Movilidad Eléctrica. Para los años posteriores (2029 - 2052) se considera la tasa de crecimiento de largo plazo del 1.8% proporcionada por la DNE.

Adicionalmente se incorpora una demanda plana para representar los proyectos de demanda gestionable que se muestran en la Tabla 3.

Nuevos proyectos	MW	Fecha inicio	Comentarios
Microfinanzas	45	20/09/2023	Se modelan 45 MW solo en SON, resto del año un 75% (33.75 MW).
H2U	1,8	01/01/2026	Toma 3 MW en horas nocturnas y 0,8 MW en horas diurnas.
Radar	48	01/04/2026	Entran 16 MW el 1/4/2024, aumenta a 32 MW en 1/7/2024 y, por último, a 48 MW el 1/10/26.

Tabla 3: Demandas planas a considerar para la PES.

En la Tabla 4 se muestra la energía real y proyectada del año 2022 al año 2052.



AÑO	Demanda base con mov. eléc. [GWh]	Tasa Demanda Base con mov. eléc.	Demandas adicionales * [GWh]	Demanda adicional UPM [GWh]	Demanda total [GWh]	Tasas Demanda Total
2022	11,464	2.3%	-	82	11,547	3.1%
2023	11,482	0.2%	65	209	11,755	1.8%
2024	11,789	2.7%	334	-	12,123	3.1%
2025	11,992	1.7%	320	-	12,313	1.6%
2026	12,310	2.6%	548	-	12,857	4.4%
2027	12,610	2.4%	757	-	13,367	4.0%
2028	12,939	2.6%	759	-	13,698	2.5%
2029**	13,172	1.8%	759	-	13,930	1.7%
2030	13,409	1.8%	759	-	14,168	1.7%
2031	13,650	1.8%	759	-	14,409	1.7%
2032	13,896	1.8%	759	-	14,655	1.7%
2033	14,146	1.8%	759	-	14,905	1.7%
2034	14,401	1.8%	759	-	15,159	1.7%
2035	14,660	1.8%	759	-	15,419	1.7%
2036	14,924	1.8%	759	-	15,682	1.7%
2037	15,193	1.8%	759	-	15,951	1.7%
2038	15,466	1.8%	759	-	16,225	1.7%
2039	15,744	1.8%	759	-	16,503	1.7%
2040	16,028	1.8%	759	-	16,786	1.7%
2041	16,316	1.8%	759	-	17,075	1.7%
2042	16,610	1.8%	759	-	17,369	1.7%
2043	16,909	1.8%	759	-	17,668	1.7%
2044	17,213	1.8%	759	-	17,972	1.7%
2045	17,523	1.8%	759	-	18,282	1.7%
2046	17,839	1.8%	759	-	18,597	1.7%
2047	18,160	1.8%	759	-	18,918	1.7%
2048	18,487	1.8%	759	-	19,245	1.7%
2049	18,819	1.8%	759	-	19,578	1.7%
2050	19,158	1.8%	759	-	19,917	1.7%
2051	19,503	1.8%	759	-	20,262	1.7%
2052	19,854	1.8%	759	-	20,613	1.7%

*Demandas adicionales refiere a demandas gestionables, nuevos proyectos, etc.

**De 2029 en adelante, se toma una tasa de crecimiento del 1,8% proveniente del promedio de tasas de crecimiento de DNE (Escenario Incondicional sin Google) hasta 2050 para Demanda Base + ME de 2028 de UTE.

Tabla 4: Energía real y proyectada de los años 2022 a 2052.

4.2.2 Representación de la falla

En la Tabla 5 se muestra la representación de la falla.

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 2	11725	306
Entre 2 y 7	22991	600
Entre 7 y 14.5	91963	2400
Entre 14.5 y 100	153272	4000

Tabla 5: Representación de la Falla.



Se considera un tipo de cambio de 38.318 \$/USD según BCU dólar billete al 30/04/2024.

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

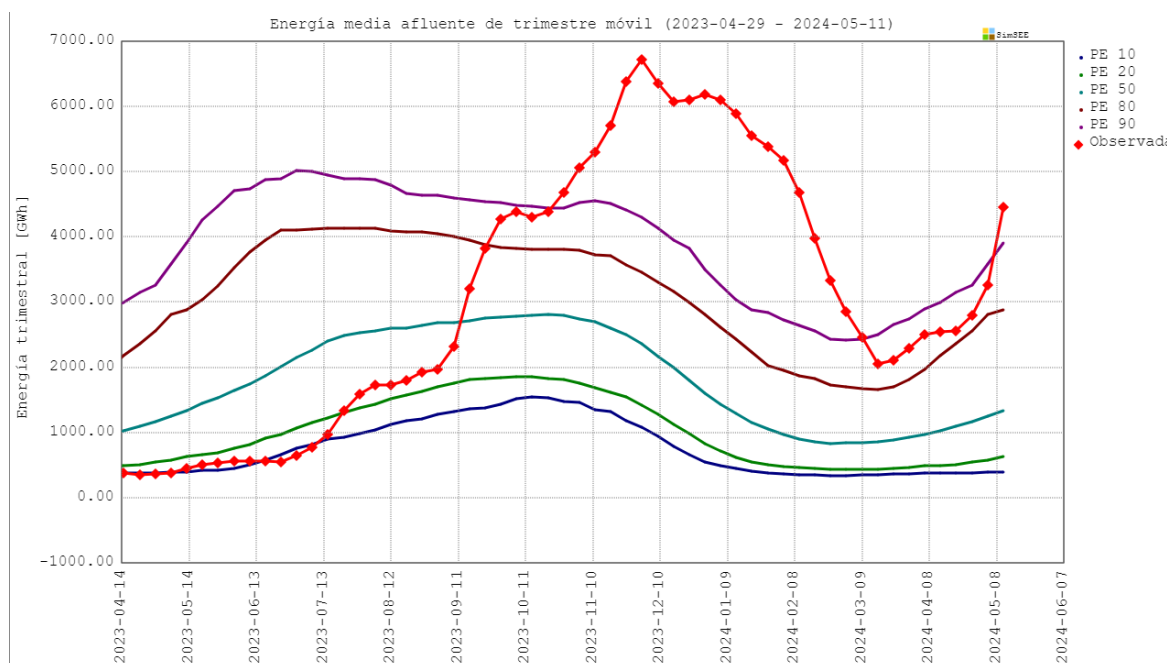


Figura 10: Energía Hidráulica Afluyente promedio móvil trimestral del último año móvil.

Se observa que a partir de Octubre de 2023 la situación hidrológica comienza a mejorar, alcanzando a fines de Noviembre o principios de Diciembre de 2023 valores superiores a 6500 GWh, los cuales se sitúan por encima de la PE90% histórica para la época. Lo mismo sucede con la última observación de mediados de Mayo de 2024, alcanzando valores del orden de 4500 GWh.

4.3.2 Previsión climática MJJ 2024 (Fuente CPTEC)

En la Figura 11 se muestra la previsión probabilística de precipitaciones (CPTEC/INPE, abril de 2024⁴) en tres categorías para el trimestre mayo-julio de 2024.

³ <https://adme.com.uy/>

⁴ https://clima1.cptec.inpe.br/~rclima1/pdf_notatecnica/Nota_Tecnica.pdf

Multi-modelo CPTEC/INMET/FUNCEME
 Probab. tercil más provavel: Precip. (%)
 Produzida: Abr 2024 Valida para MJJ 2024

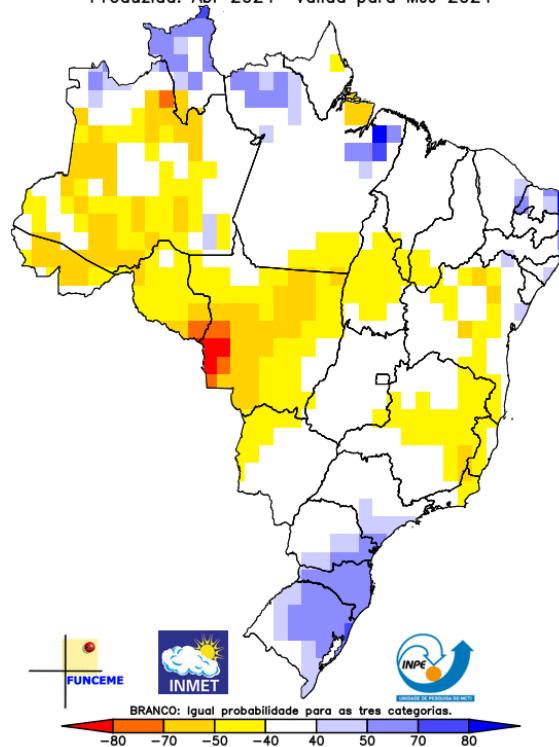


Figura 11: Previsión climática para MJJ/2024 (CPTEC/INPE, abril de 2024).

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 muestra que el tercil de precipitaciones superiores a lo normal es el más probable, pudiendo estar influenciadas por el fenómeno de El Niño que está debilitándose. Se destaca que este trimestre representa la transición entre la estación húmeda y la seca y la confiabilidad de las previsiones es reducida.



4.3.3 Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, abril de 2024⁵)

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.

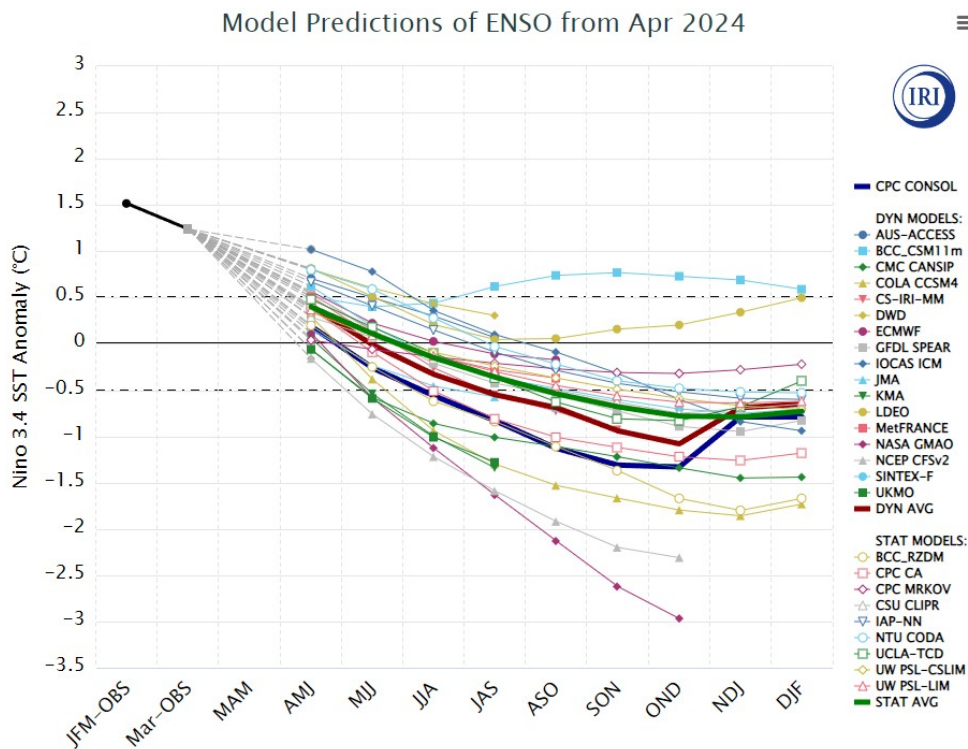


Figura 12: Modelos de previsión del Niño/Niña.

A partir de la Figura 12 se observa que, para el período de estudio el ensamble de pronósticos muestra una dispersión en el rango -2.5 a 1. Las curvas roja y verde de trazo continuo se corresponden con los valores esperados, mostrando valores cercanos a 0.5 en mayo y de -1 y -0.5 en setiembre. Se puede concluir que la previsión del IN34 tiene un sesgo hacia condiciones de la Niña en el tercer trimestre del año, el cual se mantiene hasta finales del presente año.

⁵ <https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/2024-April-quick-look/>



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 febrero del 2025.

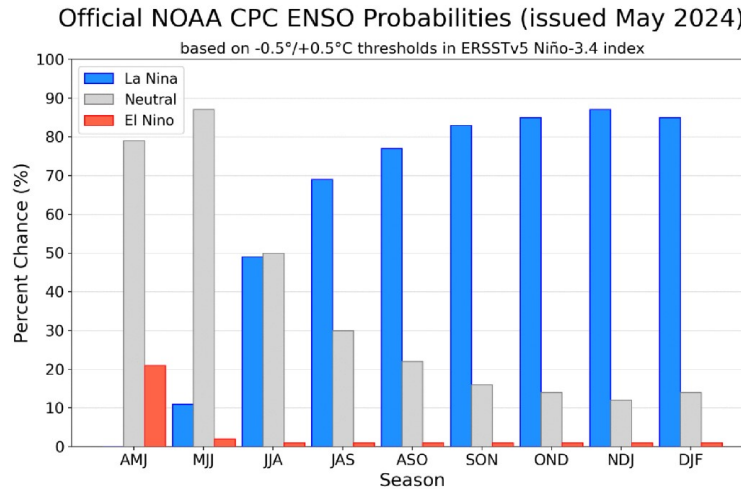


Figura 13: Previsión Niño/Niña.

Se observa que, para el período de estudio, el pronóstico muestra una mayor probabilidad de ocurrencia de la Niña hasta el final del año.

En resumen, ambas Figuras 12 y 13 indican prevalencia de neutralidad y luego La Niña para los próximos meses, las que se mantienen hasta el verano inclusive.

4.3.4 Perspectivas climáticas Salto Grande

Según el informe “Perspectivas_Climáticas_2024_05” realizado por Salto Grande⁶ se espera que a lo largo del próximo trimestre finalice el evento *Niño* 2023-24 en el océano Pacífico ecuatorial, ya que se prevé un fuerte debilitamiento de su intensidad. La probabilidad de evolucionar a condiciones *Neutras* a lo largo del próximo trimestre es superior al 80%. Para el segundo semestre del año se observan altas posibilidades de un evento *Niña*, con probabilidades del orden del 80%.

En lo relativo a las perspectivas de aportes a las subcuencas de Salto Grande para el próximo trimestre, tienen mayor probabilidad de ocurrencia las precipitaciones normales o por debajo de lo normal.

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

Se utilizan los precios de combustibles vigentes al 03/05/2024 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 2024.

En la Figura 14 se muestran los precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril desde marzo de 2024 hasta fines de 2025.

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

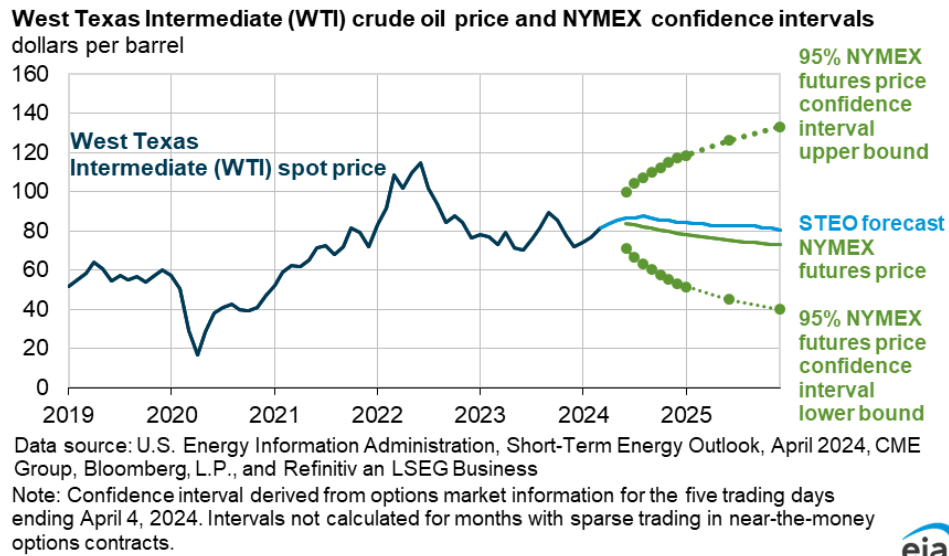


Figura 14: Precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril

A partir de la Figura 14 se puede observar que el valor esperado del pronóstico tiene una tendencia a la baja, llegando a los 80.5 USD/barril sobre el final del año 2025. La previsión tiene una dispersión grande, con un máximo del orden de 112 USD/barril y un mínimo de aproximadamente 58 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, vigente desde el 03-05-2024.

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):		84,2	
Combustibles	U\$/m3	Densidad kg/l	U\$/T
Gasoil	782,6	0,833	939,6
Fueloil Motores	645,4	0,985	655,2

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 1 TG	CC TV	Uruply	UPM	Fenirol
Pmax [MW]	71.8	200	300	54	180	190	0.8	25	10
Con mantenimientos programados [p.u]	98.5 %	99.9 %	94.2 %	96.8 %	98.0 %	96.6 %	78.0 %	8.8 %	-
Sin mantenimientos programados [p.u]	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	Liderdat	UPM2*
Pmax [MW]	10	100	10	3.5	3.1	0.3	0.2	4.6	190
Con mantenimientos programados [p.u]	86.5 %	72.8 %	-	61.7 %	-	44.1 %	-	84.1 %	72.8 %
Sin mantenimientos programados [p.u]	-	-	81.9 %	-	55.2 %	44.1 %	3.1 %	61.6 %	-
TMR [horas]	72	72	72	72	0	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.

En la Tabla 8 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 trasmisión descontando los consumos propios⁷.

Unidad	C.E. a pleno g/kWh	C.E. en mín tec g/kWh	Precio del Combustible US\$/ton	Variable Combustible US\$/MWh	Variable No Combustible US\$/MWh	Variable Total pleno US\$/MWh	Variable Total mínimo US\$/MWh
C. Batlle Motores	208,1	208,1	655,2	136,3	12,5	148,8	148,8
PTA 1-6	230,2	356,8	939,6	216,3	11,5	227,8	346,7
CTR	288,7	591,9	939,6	271,3	7,3	278,6	563,4
PTA 7 y 8	258,0	348,3	939,6	242,4	9,1	251,5	336,4
PTB - CA - GO	259,5	337,4	939,6	243,8	5,1	248,9	322,1
PTB - CC - GO	173,2	219,4	939,6	162,7	6,3	169,0	212,5

Tabla 8: Costos Variables de las unidades térmicas.

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).



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. Para la central generadora Liderdat se utiliza su costo variable declarado de 259.7 USD/MWh y para el resto de los generadores a biomasa 0 USD/MWh.

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

4.6 Centrales generadoras de fuente eólica.

En la Tabla 9 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
CARACOLES 1 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMERINO	UTE	10.0
CARACOLES 2 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMERINO	UTE	10.0
CUCHILLA DEL PERALTA I	PALMATIR S.A.	50.0
ENGRAW	ENGRAW 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	IWERYL S.A.	3.6
PARQUE EÓLICO KIYÚ	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
<i>Nota 1: República Administradora de Fondos de Inversión S.A. en calidad de fiduciario del Fideicomiso Financiero Arias</i>		
<i>Nota 2: República Administradora de Fondos de Inversión S.A. en calidad de fiduciario del Fideicomiso Financiero Pampa</i>		

Tabla 9: Centrales de generación eólica.



4.7 Centrales generadoras de fuente solar fotovoltaica.

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

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Autorizada a inyectar a la red [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
RADITON	RADITON S.A.	8
TS	CERNERAL S.A.	1
VINGANO	VINGANO S.A.	1
YARNEL	YARNEL S.A.	9.5
TOTAL		238.8

Tabla 10: Centrales de generación solar fotovoltaica.

En la Tabla 11 se muestran las incorporaciones futuras de centrales de generación solar fotovoltaica.

Central Generadora	Agente Generador	Fecha incorporación	Potencia [MW]
PTFA	UTE	31/07/2024	25
PTFB	UTE	01/06/2026	25
Melo	UTE	01/01/2027	75

Tabla 11: 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 representa 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).

Con Brasil

Se modela importación térmica, con precio de PTB+10 USD/MWh, potencia 500 MW y disponibilidad 70%. Disponible desde el 01/09/2023 hasta el 31/08/2024.

A partir del 01/09/2024 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 sobre costo 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 BR) en cada poste. Estas fuentes CVI tienen como tope el valor de (cvCBMOT + 10%) + 30 USD/MWh, siendo cvCBMOT el costo variable indexado de Motores CB y 30 USD/MWh el margen de ganancia para Uruguay. Este tope se utiliza para que el sistema despache generación hasta Motores CB para exportación. La potencia máxima de intercambio es de 300 MW con un coeficiente de disponibilidad de 90%.

Excedentes/Vertimientos turbinables.

Se identifican como excedentes a los vertimientos turbinables de generación hidroeléctrica y ERNC. Dichos excedentes se modelan como una exportación con potencia máxima 4000 MW en todos los postes y precio 0.1 USD/MWh. Los vertimientos que no son turbinables no están incluidos aquí y no son manejables en la operación del sistema.



4.9 **Mantenimientos programados de generación**

En esta sección se muestra el cronograma de mantenimientos PAM vigente, con últimas actualizaciones al 26/04/2024.

En la Figura 15 se presentan los mantenimientos programados para el período 27/04/2024 al 03/01/2025.

X	Unidad con mantenimiento programado para esta fecha								
	Ventana de mto, los trabajos previstos pueden moverse dentro de estas fechas								
X	Mantenimiento estimado por PEG con la finalidad de extender el programa de Mto de la central								
	Semana de Carnaval								
	Semana de Turismo								
	No se cuenta con información declarada.								



PAM 2024-04-1 -
 Versión 7 -
 26/04/2024

PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS E HIDRÁULICOS DEL S.I.N. AÑO 2024

	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53			
	27/04/24	04/05/24	11/05/24	18/05/24	25/05/24	01/06/24	08/06/24	15/06/24	22/06/24	29/06/24	06/07/24	13/07/24	20/07/24	27/07/24	03/08/24	10/08/24	17/08/24	24/08/24	31/08/24	07/09/24	14/09/24	21/09/24	28/09/24	05/10/24	12/10/24	19/10/24	26/10/24	02/11/24	09/11/24	16/11/24	23/11/24	30/11/24	07/12/24	14/12/24	21/12/24	28/12/24			
CBM						1		1	1	1						2	1	2	1	1	1	2			1	1	1	1	1	1	1				1				
CTR1	x	x	x	x	x	x																																	
CTR2																										x	x	x	x										
PTA1				x	x																																		
PTA2																x	x	x	x																				
PTA3																				x	x																		
PTA4																								x	x														
PTA5	x	x	x																																				
PTA6																																							
PTA 7y8-U7																									x	x													
PTA 7y8-U8																												x	x										
PTB TG1																																							
PTB TG2																																							
PTB ST																				x																			
BAY1																																							
BAY2	x	x																																					
BAY3																																						x	x
PAL1																																							
PAL2																																							
PAL3																																							
BON1	x																																						
BON2																																							
BON3																																							
BON4																																							
CTM1				x																																			
CTM2																																							
CTM3																																							
CTM4																																							
CTM5		x	x																																				
CTM6		x	x																																				
CTM7																																							
CTM8																																							
CTM9																																							
CTM10	x																																						
CTM11				x																																			
CTM12																																							
CTM13																																							
CTM14																																							
UPM1																																							
UPM2																																							
MdP																																							

Figura 15: Mantenimientos programados del 27/04/2024 al 03/01/2025.



En las Tablas 12 y 13 se muestran los mantenimientos adicionales a los presentados en las figuras anteriores.

Generador	Central generadora	Observaciones
Blanvira S.A.	UPM2	<p><u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 24 y 25 Año 2025: Semanas 41 y 42 Año 2026: No hay semanas marcadas Año 2027: Semanas 15 y 16 Año 2028: Semana 37 y 38</p>
UPM S.A.	UPM	<p><u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 16 y 17 Año 2025: No hay semanas marcadas Año 2026: No hay semanas marcadas Año 2027: No hay semanas marcadas Año 2028: No hay semanas marcadas</p>
Uruply S.A.	Lumin	<p><u>Comentario del comunicado:</u> Les informo que la primera parada de mantenimiento de Uruply SA será del 01 al 05 de junio. La segunda en el mes de noviembre, fecha a confirmar. Serán 10 días. <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semana 19 y Semanas 45 y 46.</p>
Celulosa y Energía Punta Pereira S	Montes del Plata	<p><u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 20 y 21 Año 2025: Semanas 45 y 46 Año 2026: No hay semanas marcadas Año 2027: Semanas 16 y 17 Año 2028: Semanas 47 y 48</p>
Liderdat S.A.	Liderdat	<p><u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 12, 13 y 14. Año 2025: No hay semanas marcadas Año 2026: No hay semanas marcadas Año 2027: No hay semanas marcadas Año 2028: No hay semanas marcadas</p>
R del Este S.A:	PE. Maldonado II	<p><u>Comentario del comunicado:</u> Se planifica anualmente el mantenimiento de sala subestación que implica una parada de una jornada de 10hs aproximadamente en noviembre de cada año. <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semana 46 Año 2025: Semana 45 Año 2026: Semana 46 Año 2027: Semana 46 Año 2028: Semana 46</p>
R del sur S.A.	PE. Maldonado I	<p><u>Comentario del comunicado:</u> Se planifica anualmente el mantenimiento de sala subestación que implica una parada de una jornada de 10hs aproximadamente en noviembre de cada año. <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semana 46 Año 2025: Semana 45 Año 2026: Semana 46 Año 2027: Semana 46 Año 2028: Semana 46</p>
Estrellada S.A.	P.E. Melowind	<p><u>Comentario del comunicado:</u> 2024: No contamos con mantenimientos mayores. 2025 semana 12: Mantenimiento de SSEE 16 hs de parada 2026: No contamos con mantenimientos mayores 2027 semana 12: Mantenimiento de SSEE 16 hs de parada 2027 semana 37: Calibración de todo el puesto de medida (TT y TI 150 KV) , 8 hs de parada. 2028 : No contamos con mantenimientos mayores. <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: No hay semanas marcadas. Año 2025: Semana 12 Año 2026: No hay semanas marcadas. Año 2027: Semana 12 y 37. Año 2028: No hay semanas marcadas.</p>
Nesyta S.A.	Albisu	<p><u>Comentario del comunicado:</u> 2024 semana 41: mantenimientos de los Centros de transformacion y SSEE : 6 horas de parada. 2025: semana 36: mantenimientos de los Centros de transformacion y SSEE : 6 horas de parada. 2026 :semana 36: mantenimientos de los Centros de transformacion y SSEE : 6 horas de parada. 2027 :semana 36: mantenimientos de los Centros de transformacion y SSEE : 6 horas de parada. 2028: semana 36: mantenimientos de los Centros de transformacion y SSEE : 6 horas de parada. <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semana 41. Año 2025: Semana 36. Año 2026: Semana 36. Año 2027: Semana 36. Año 2028: Semana 36.</p>

Tabla 12: Mantenimientos adicionales.



Generador	Central generadora	Observaciones
Raditon S.A.	PF. Raditon	Comentario del comunicado: <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 28 a 31. Año 2025: No hay semanas marcadas. Año 2026: No hay semanas marcadas. Año 2027: No hay semanas marcadas. Año 2028: No hay semanas marcadas.
Dicano S.A.	PF. Dicano	Comentario del comunicado: <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 28 a 31. Año 2025: No hay semanas marcadas. Año 2026: No hay semanas marcadas. Año 2027: No hay semanas marcadas. Año 2028: No hay semanas marcadas.
Petilcoran S.A.	PF. Petilcoran	Comentario del comunicado: <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 28 a 31. Año 2025: No hay semanas marcadas. Año 2026: No hay semanas marcadas. Año 2027: No hay semanas marcadas. Año 2028: No hay semanas marcadas.
Giacote S.A.	PF. Arapey Solar	Comentario del comunicado: <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 28 a 31. Año 2025: No hay semanas marcadas. Año 2026: No hay semanas marcadas. Año 2027: No hay semanas marcadas. Año 2028: No hay semanas marcadas.
Giacote S.A.	PF. Menafra Solar	Comentario del comunicado: <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 28 a 31. Año 2025: No hay semanas marcadas. Año 2026: No hay semanas marcadas. Año 2027: No hay semanas marcadas. Año 2028: No hay semanas marcadas.
Fenima S.A.	PF. Fenima	Comentario del comunicado: <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 28 a 31. Año 2025: No hay semanas marcadas. Año 2026: No hay semanas marcadas. Año 2027: No hay semanas marcadas. Año 2028: No hay semanas marcadas.
Dank S.A.	Dank	Comentario del comunicado: <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 38 y 39. Año 2025: Semanas 36 y 37. Año 2026: Semanas 36 y 37. Año 2027: Semanas 36 y 37. Año 2028: Semanas 36 y 37.
Luz de Loma S.A.		Comentario del comunicado: No se preveen mantenimientos mayores para el período <u>Marca en el formulario PAM:</u>
Luz de Mar S.A.		Comentario del comunicado: No se preveen mantenimientos mayores para el período <u>Marca en el formulario PAM:</u>
Luz de Río S.A.		Comentario del comunicado: No se preveen mantenimientos mayores para el período <u>Marca en el formulario PAM:</u>
Palmatir S.A.	PE. Cuchilla de Peral	Comentario del comunicado: <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 8 a 53. Año 2025: Semanas 1 a 8 y de la 10 a 52. Año 2026: Todas las semanas marcadas. Año 2027: Semanas 1 a 6 y de la 8 a 52. Año 2028: Todas las semanas marcadas.
Cadonal S.A.	PE. Talas de Maciel	Comentario del comunicado: <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 8 a 53. Año 2025: Semanas 1 a 13 y de la 15 a 52. Año 2026: Semanas 1 a 14 y de la 16 a 52. Año 2027: Semanas 1 a 13 y de la 15 a 52. Año 2028: Todas las semanas marcadas.
CTMSG		Comentario del comunicado: Se adjunta planilla con fecha detallada de los mantenimientos. <u>Marca en el formulario PAM:</u>

Tabla 13: Continuación mantenimientos adicionales.



4.11 Red de Trasmisión.

Por Conversora Melo:

Para el 2024 hay mantenimientos bianuales y/o anuales planificados que indisponen a la Conversora Melo (CME) para los siguientes intervalos de tiempo:

- Tercer semana de Setiembre , Bianuales Reactor Línea ME5/SC5, Reactor de Barra ME5 (indispone CME y ME5 por 5 días)
- Tercer Semana de Noviembre , Bianuales Trafos Convertidores, y anual Sala de Válvulas (Indispone CME , 5 días)

Por Conversora Rivera:

- En CRI hay una indisponibilidad importante por un trabajo de Talleres Generales en el transformador Convertidor lado Uruguay que sería para el segundo semestre (sin fecha prevista) con una duración de 1,5 a 2 meses.

Según lo informado por Obras de Trasmisión no se contaría con indisponibilidades que afecten a la generación.

No se informaron otros mantenimientos mayores previstos en el horizonte de tiempo de este estudio sobre instalaciones de Trasmisión. Aun así, los trabajos previstos serán coordinados a los efectos de aprovechar las salidas por mantenimiento de las unidades generadoras afectadas.

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 iie133_267 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 2035.

5.3 Horizontes de tiempo

Fecha de optimización sala paso diario: 30/04/2024 - 31/12/2025

Fecha de optimización sala paso semanal: 30/04/2024 - 31/12/2035

Fecha de la simulación sala paso diario: 30/04/2024 - 01/05/2025

Fecha guarda de simulación sala paso diario: 01/05/2024

5.4 Estado inicial del Sistema (al 30/04/2024)

Cota inicial del lago de Bonete: 79,41 m.

Cota inicial del lago de Palmar: 40,07 m.

Cota vista inicial del lago de SG UY: 35,16 m.

Aportes semanales: Bonete = 2122 m³/s, Palmar = 1339 m³/s, SG UY= 7232 m³/s.

Valores trimestrales del iN3.4 (a partir del trimestre AMJ): 0.412 -0.005 -0.329 -0.548 -0.691 -0.936 -1.075 -0.688 -0.651

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.

Las salas de paso de tiempo diario se modelan con 4 postes de duración 1, 4, 13 y 6 horas. Las salas de paso semanal se modelan 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 la Tabla 14 se muestran los parámetros del generador funcionando con Gasoil.

Parámetros	Gas Oil	
	TG (total 2)	TV
Pmin (MW)	60	50,9
Pmax (MW)	180	190
cv mín. Tec (USD/MWh)	317,0	17,8
cv incr. (USD/MWh)	206,0	0
cv no comb (USD/MWh)	5,1	8,63
factor de potencia (TV/TG)	0,5083	
Puntos Temp (°C) (derating)	0.00; 17.00; 37.00	
Puntos P. (p.u.) (derating)	1.06; 0.96; 0.90	

Tabla 14: Parámetros del actor Generador Térmico Combinado generando con Gasoil.

5.6.2 Derating por temperatura CTR, PTA16 y PTA78

En la Tabla 15 se muestran los parámetros de derating por temperatura considerados en el modelado para las centrales generadoras CTR, PTA16 y PTA78.

	CTR	PTA16	PTA78
Puntos Temp [°C]	0.00; 17.00; 37.00	0.00; 17.00; 37.00	0.00; 17.00; 37.00
Puntos P [p.u.]	1.02; 0.93; 0.87	1.02; 0.99; 0.95	1.02; 0.93; 0.87

Tabla 15: Parámetros derating considerados para CTR, PTA16 y PTA78.

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 (con indexación igual a 1) se muestran en la Tabla 16.



	Cota Mínima (m)	Penalidad (MUSD/(m-día))
Bonete	72,3	1,209
Palmar	37	0,421
SG	32	0,563

Tabla 16: 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 impone un erogado mínimo de 80 m³/s con una penalización por incumplimiento de 0.19 MUSD/Hm³ para el año 2024 y 0.19 MUSD/Hm³ para el 2025. Dicho erogado mínimo se impone desde la incorporación de UPM2 al Sistema (17/04/2023, fecha teórica que no es la real modelada como inicio de generación).

Se impone un control de cota superior en 80 m en Bonete con penalidad 2 MUSD/(m.día), sin indexación.

En la Tabla 17 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 17: 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 20 crónicas sintéticas.

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



6 Anexo I: Cálculo PEGE para la PES 05-2024

Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Versiones:

Fecha	Autores	Motivo
21-06-2024	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Valentina Groposo, Milena Gurin, Carolina Rodriguez y Santiago Machado.	Creación del informe.

6.1 Resumen

Se parte de la Sala “PES_2024_051_diaria.ese” del 26/4/2024 y se aplica el Procedimiento PEGE [1] (Ver 6.5).

Se considera únicamente generación eólica y solar como tecnologías posibles de expansión para agilizar la convergencia de la optimización, debido a que los planes anteriores no marcaban la necesidad de introducir turbinas de gas.

Los resultados obtenidos muestran una expansión del sistema a partir del año 2026 con 200 MW de energía eólica y 350 MW de energía solar. Se obtienen picos de instalación de 2000 MW de generación eólica en el año 2037 y de 1350 MW de generación solar en el año 2038.

En este PEGE se observa una menor instalación de generación que la obtenida para la PES Nov23 – Abr24.

6.2 Hipótesis

Las precios de las tecnologías utilizadas para el PEGE son las utilizadas en los estudios de renovación de SG y se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 18: Precio promedio de cada tecnología llevado a dólares constantes

Tecnología	PRECIO [USD/MWh] (USD constantes 2024)
Solar	47.17
Eólica	39.18



6.3 Oddface PIG

Se aplica la parte 4 del procedimiento correspondiente a la preparación de la Sala para la optimización del problema PIG en la plataforma Oddface.

Debido a que se incorporó un nuevo modelo de eólica y solar a las salas se opta por no realizar la simplificación de las centrales actuales hasta tanto no se analice y defina la posibilidad de utilizar un modelo conjunto equivalente.

No se consideran centrales térmicas Turbo Gas como posibles candidatas de expansión.

6.4 Resultados

La expansión resultante es la que se detalla en la Figura 18.

SOLAR		EOLICA	
	NID 8339		NID 8339
1899-12-30 00	0	1899-12-30 00	0
2026-05-01 00	350	2026-05-01 00	200
2027-05-01 00	500	2031-04-30 00	300
2028-04-30 00	550	2032-04-29 00	400
2029-04-30 00	700	2033-04-29 00	500
2030-04-30 00	750	2034-04-29 00	850
2032-04-29 00	850	2035-04-29 00	1050
2033-04-29 00	900	2036-04-28 00	1650
2035-04-29 00	1100	2037-04-28 00	2000
2037-04-28 00	1250	2046-05-01 00	1800
2038-04-28 00	1350	2051-04-30 00	1700
2046-05-01 00	1000	2052-04-29 00	1600
2047-05-01 00	850	2053-04-29 00	1500
2048-04-30 00	800	2054-04-29 00	1150
2049-04-30 00	650	2055-04-29 00	950
2050-04-30 00	600	2056-04-28 00	350
2052-04-29 00	500	2057-04-28 00	0
2053-04-29 00	450		
2055-04-29 00	250		
2057-04-28 00	100		
2058-04-28 00	0		

Figura 18: Expansión resultante en MW por fecha.

En la Figura 19 se muestra la comparación entre los dos últimos planes y el actual.

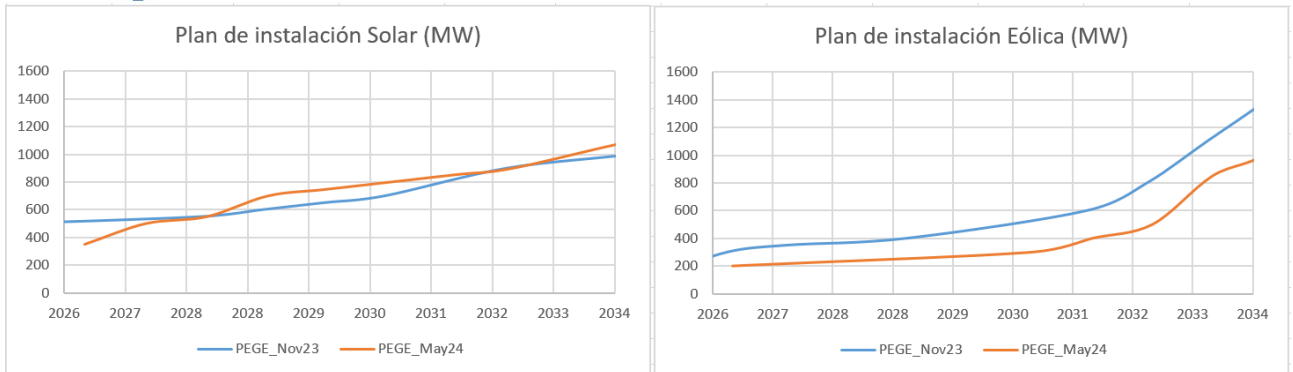


Figura 19 Comparación del plan de instalación resultante con el último plan elaborado.



6.5 Referencias

[1] Procedimiento Plan de Expansión de la Generación de Equilibrio (PEGE).

[2] Cálculo de la Expansión Óptima para la PES – Abril 2023 (https://simsee.adme.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1483/PES0423_PlanExpansi_AnGenEquilibrio.pdf)

[3] PEGE agosto 2023 (realizada en agosto de 2023 con la PES Mayo 2023).



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 Generación por fuente.....	7
3.8 Despacho térmico.....	8
3.9 Despacho de falla.....	9
3.10 Consumos de combustibles.....	9
3.11 Valorización de la Demanda al Costo Marginal.....	11
4 HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA.....	12
4.1 Principales hipótesis.....	12
4.2 Demanda y Falla.....	13
4.2.1 Previsión de demanda.....	13
4.2.2 Representación de la falla.....	14
4.3 Situación hidrológica y Clima.....	15
4.3.1 Energía Hidráulica Afluyente Trimestral (EHAT).....	15
4.3.2 Previsión climática MJJ 2024 (Fuente CPTEC).....	15
4.3.3 Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, abril de 2024).....	17
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.....	21



4.7 Centrales generadoras de fuente solar fotovoltaica.....	.22
4.8 Intercambios de Energía.....	.23
4.9 Mantenimientos programados de generación.....	.24
4.10 Programa indicativo de mantenimientos para los siguientes 36 meses.....	.26
4.11 Red de Trasmisión.....	.30
Por Conversora Melo:.....	.30
Por Conversora Rivera:.....	.30
4.12 Generación forzada.....	.30
5 MODELO.....	.31
5.1 Versión SimSEE.....	.31
5.2 Salas SimSEE.....	.31
5.3 Horizontes de tiempo.....	.31
5.4 Estado inicial del Sistema (al 30/04/2024).....	.31
5.5 Demanda.....	.31
5.6 Modelado de las Unidades de Falla.....	.31
5.6.1 Modelado del Ciclo Combinado.....	.32
5.6.2 Derating por temperatura CTR, PTA16 y PTA78.....	.32
5.7 Controles de Cota y erogados mínimos de los embalses.....	.32
5.8 Factores de planta de Generadores Eólicos y Solares Fotovoltaicos.....	.33
5.9 Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas.....	.33
5.10 Parámetros generales.....	.34
6 ANEXO I: CÁLCULO PEGE PARA LA PES 05-2024.....	.35
6.1 Resumen.....	.35
6.2 Hipótesis.....	.35
6.3 Oddface PIG.....	.36
6.4 Resultados.....	.36
6.5 Referencias.....	.38



7 GLOSARIO.....	. 39
ÍNDICE DE FIGURAS.....	. 43
ÍNDICE DE TABLAS.....	. 43

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.....	10
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 <i>MJJ/2024</i> (CPTEC/INPE, <i>abril</i> de 2024).....	16
Figura 12: Modelos de previsión del Niño/Niña.....	17
Figura 13: Previsión Niño/Niña.....	18
Figura 14: Precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril.....	19
Figura 15: Mantenciones programados del 27/04/2024 al 03/01/2025.....	25
Figura 16: Programa indicativo para el período 04/01/2025 al 02/01/2026.....	26
Figura 17: Programa indicativo para el período 03/01/2026 al 01/01/2027.....	27
Figura 18: Expansión resultante en MW por fecha.....	36
Figura 19 Comparación del plan de instalación resultante con el último plan elaborado.....	37

Índice de tablas

Tabla 1: Balance energético en el período <i>01/05/24</i> al <i>31/10/24</i>	4
Tabla 2: Nuevos parámetros del modelo SimSEE de SG.....	13



Tabla 3: Demandas planas a considerar para la PES.....	13
Tabla 4: Energía real y proyectada de los años 2022 a 2052.....	14
Tabla 5: Representación de la Falla.....	14
Tabla 6: Precio de combustibles derivados.....	19
Tabla 7: Disponibilidad de las unidades térmicas.....	20
Tabla 8: Costos Variables de las unidades térmicas.....	20
Tabla 9: Centrales de generación eólica.....	21
Tabla 10: Centrales de generación solar fotovoltaica.....	22
Tabla 11: Incorporaciones de centrales de generación solar fotovoltaica.....	22
Tabla 12: Mantenimientos adicionales.....	28
Tabla 13: Continuación mantenimientos adicionales.....	29
Tabla 14: Parámetros del actor Generador Térmico Combinado generando con Gasoil.....	32
Tabla 15: Parámetros derating considerados para CTR, PTA16 y PTA78.....	32
<i>Tabla 16: Controles de cota para las centrales hidroeléctricas.....</i>	<i>33</i>
Tabla 17: Parámetros en SimSEE para considerar controles de crecida de las centrales hidroeléctricas.....	33
Tabla 18: Precio promedio de cada tecnología llevado a dólares constantes.....	35