



Programación Estacional (PES) Noviembre 2024 - Abril 2025

ADME

09/12/2024

Montevideo - Uruguay

ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Autores:

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

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

Responsable: Ruben Chaer

Versiones:

Fecha	Autores	Motivo
04-12-2024	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Milena Gurin, Carolina Rodriguez y Santiago Machado.	Creación del informe.
09-12-2024	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Milena Gurin, Carolina Rodriguez y Santiago Machado.	Versión final del informe. Se pone en vista de los Agentes.
16-12-2024	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Milena Gurin, Carolina Rodriguez y Santiago Machado.	Se agregan números de paginas. Se modifica la Tabla 2, se corrigen los comentarios de Radar. Figuraba en los comentarios que ingresaba en el 2024, se corrige al año 2026.
14-02-2025	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Milena Gurin, Carolina Rodriguez y Santiago Machado.	Se corrige en la Tabla 7 la potencia máxima total de las turbinas de gas del Ciclo Combinado.



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 01/11/2024 al 30/04/2025.

1. Las perspectivas climáticas prevén que el fenómeno ENSO se mantenga en condición de La Niña con probabilidad mayor a 60% hasta el trimestre de Enero-Febrero-Marzo pasando luego a condiciones de neutralidad en el trimestre Febrero-Marzo-Abril (50% de probabilidad). Esta perspectiva de neutro se mantiene como condición dominante hasta el fin de la previsión considerada (trimestre Junio-Julio-Agosto de 2025). De acuerdo a esta previsión, las precipitaciones en el verano próximo podrían estar por debajo de lo normal.
2. Se estima que la demanda a nivel de generación para el año 2025 será de 11956 GWh, lo que representa un crecimiento de 0.4 % 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 12325 GWh (crecimiento de 0.7%).
3. La demanda total estimada en el Período Estacional, con confianza 90 %, es de 5885 GWh \pm 1.5 %.
4. El valor esperado del Costo Marginal en el período estacional es de 54.8 USD/MWh.
5. La operación del lago de Rincón de Bonete en el período estacional mantiene la cota por encima de los 73.8 m y por debajo de 80.4 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 0.004 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 8.

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 01/11/2024 al 30/04/2025.

Fuente	Generación acumulada [GWh]	% de la Generación total
Hidráulica	2792	41.1
Térmica	194	2.8
Biomasa	1042	15.3
Eólica	2487	36.6
Solar	283	4.2
Falla	0	0.0
Importación Argentina	0	0.0
Importación Brasil	3	0.0
Generación Total	6801	100.0
Excedentes Vertimiento	281	
Exportación Argentina	635	
Exportación Brasil	0	
Demanda	5885	

Tabla 1: Balance energético en el período 01/11/24 al 30/04/25.

La demanda estimada es de 5885.0 GWh \pm 1.5 % 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 01/11/2024 y el 31/12/2025.

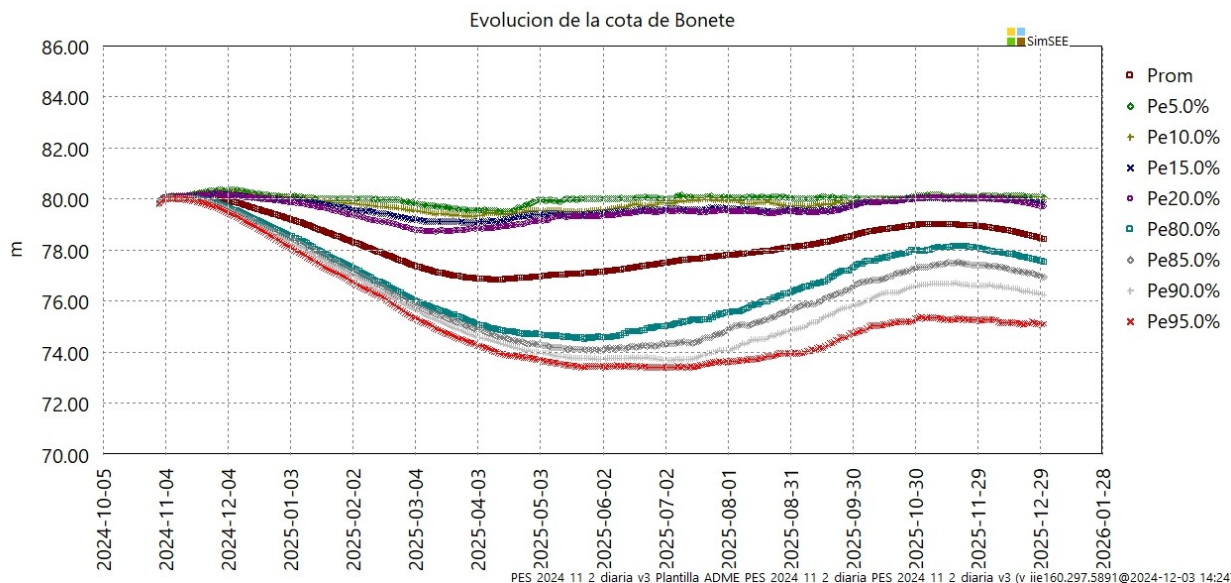


Figura 1: Evolución de la cota de Bonete.

En el Período Estacional la cota del lago de Rincón del Bonete se mantiene por encima de los 73.8 m y por debajo de 80.4 m en ambos casos con probabilidad 95%. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 76.9 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 01/11/2024 y el 31/12/2025.

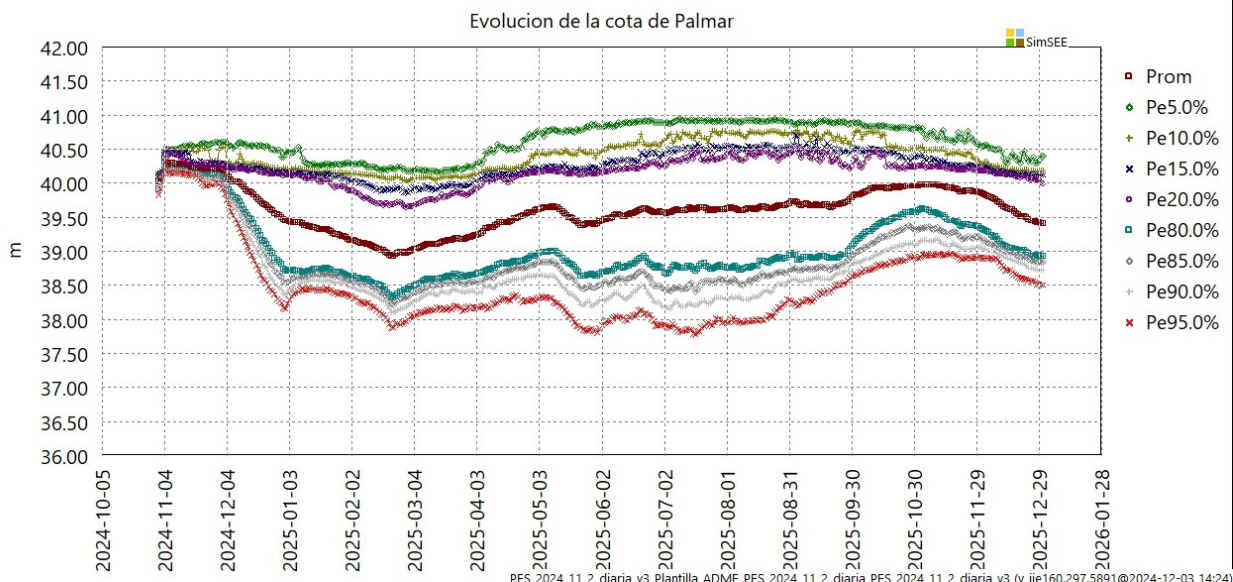


Figura 2: Evolución de la cota de Palmar.

En el Período Estacional la cota del lago de Palmar se mantiene por encima de los 37.9 m y por debajo de 40.7 m, en ambos casos con probabilidad 95 %. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 39.6 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 01/11/2024 y el 31/12/2025.

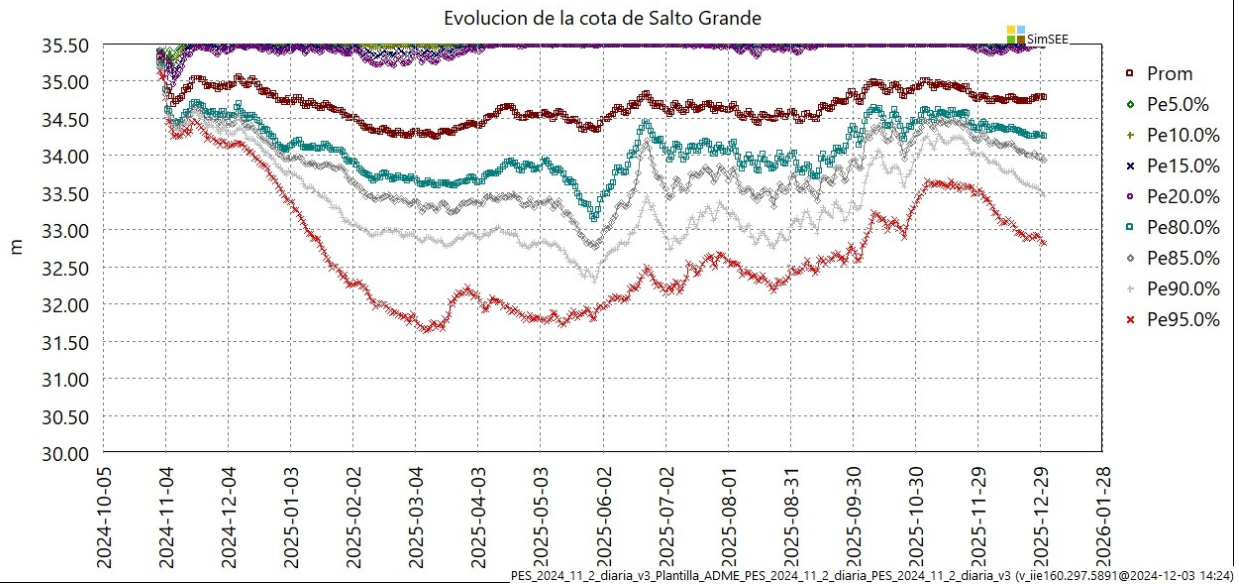


Figura 3: Evolución de la cota vista por Uruguay de Salto Grande.

En el Período Estacional la cota vista por Uruguay del lago de Salto Grande se mantiene por encima de los 31.6 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 34.5 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 01/11/2024 y el 31/12/2025.

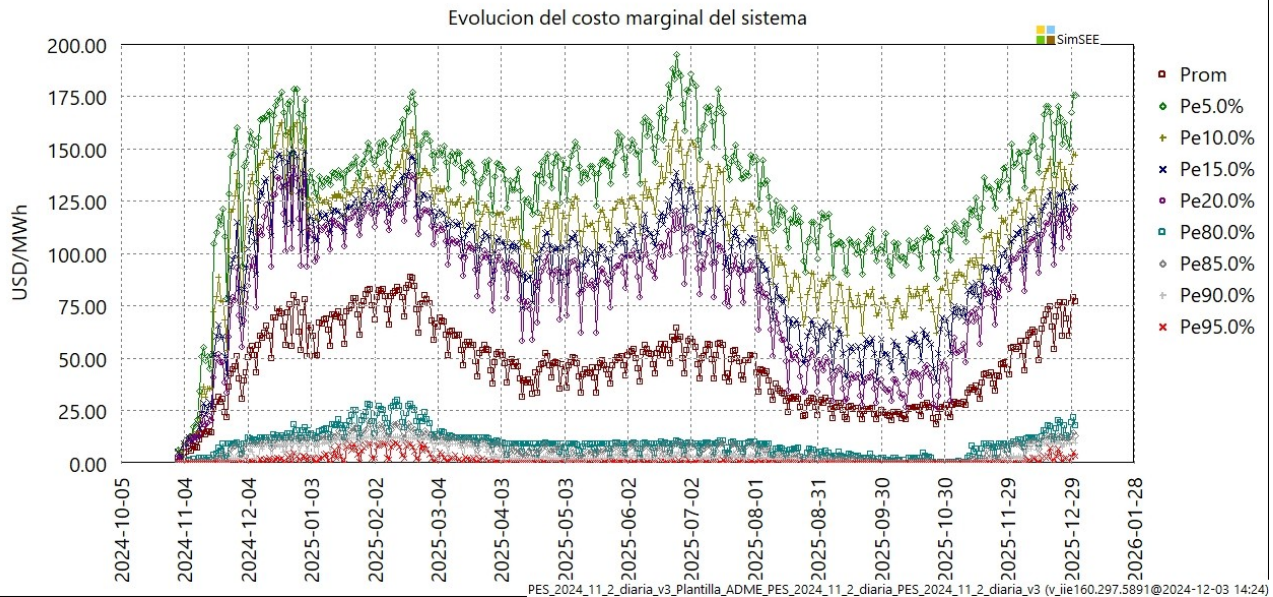


Figura 4: Evolución del Costo Marginal del Sistema.

El Costo Marginal esperado en el Período Estacional es de 54.8 USD/MWh. El mismo se mantiene por encima de los 0.1 USD/MWh y por debajo de 178.4 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 01/11/2024 y el 31/12/2025.

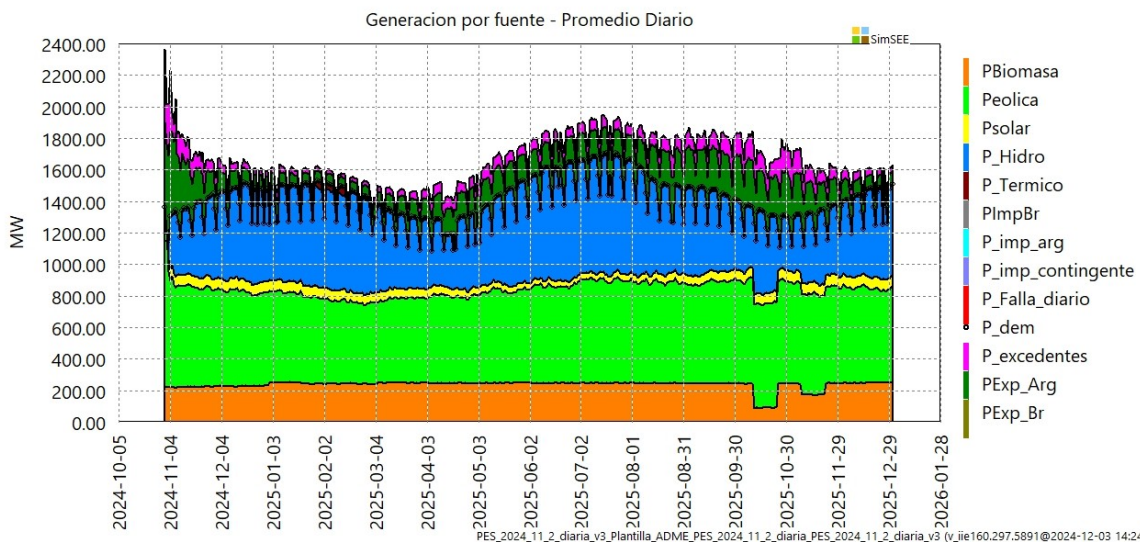


Figura 5: Generación por fuente.

Pueden observarse los mantenimientos de UPM2 y de Montes del Plata en octubre 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 01/11/2024 y el 31/12/2025.

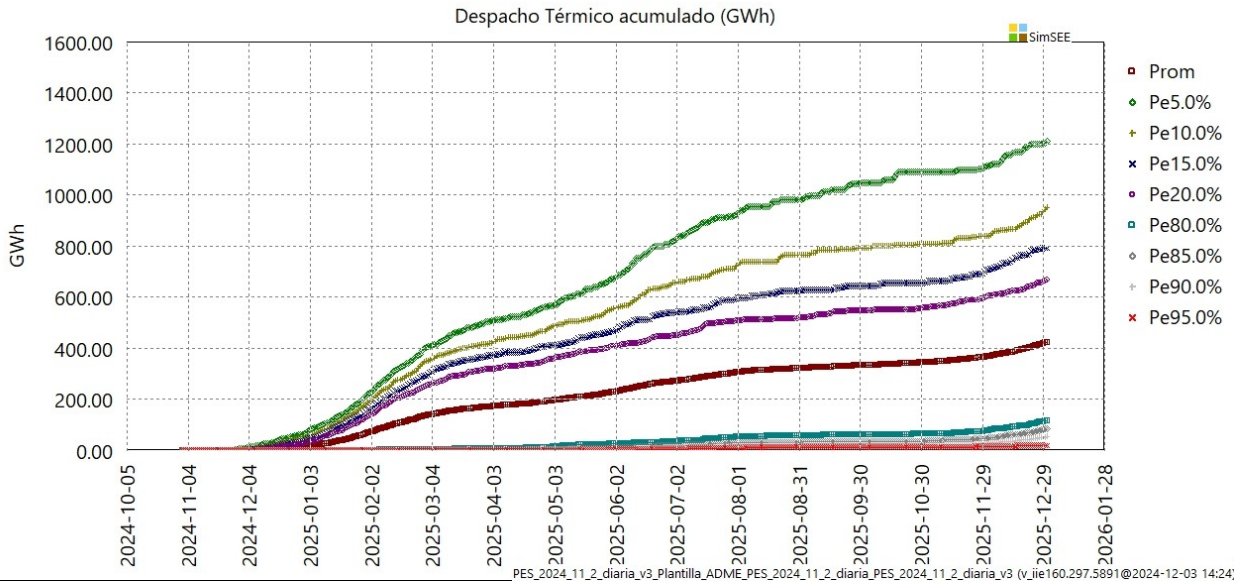


Figura 6: Despacho térmico acumulado.

En el Período Estacional el despacho térmico acumulado esperado es de 193.7 GWh, con un rango de variación comprendido entre 2.6 GWh y 477.0 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 01/11/2024 y el 31/12/2025.

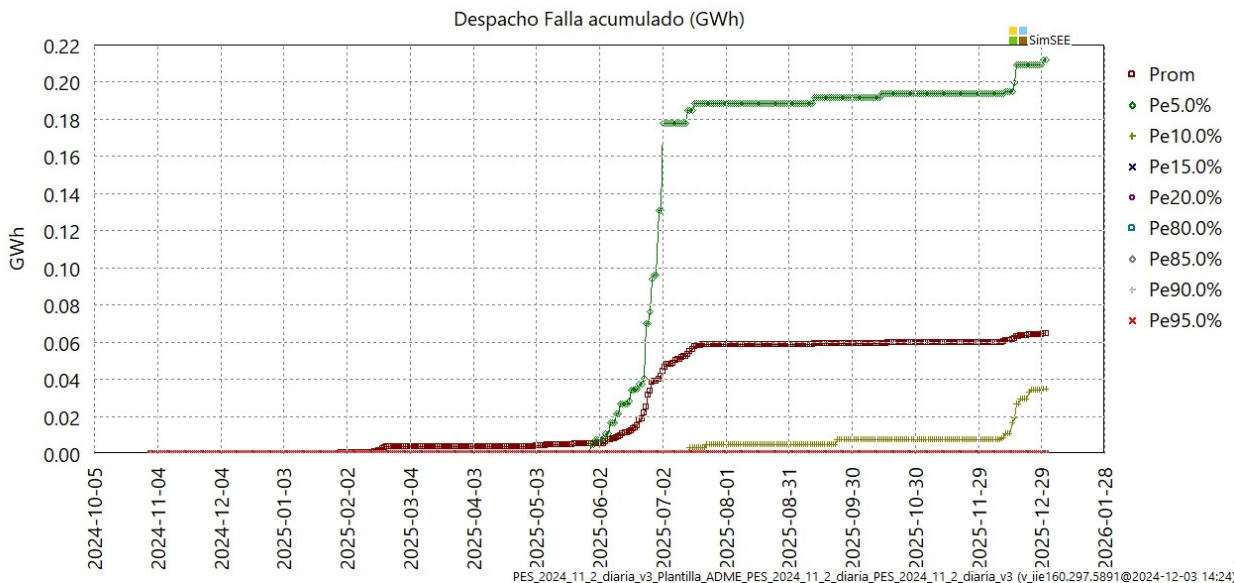


Figura 7: Despacho falla acumulado.



En el Período Estacional el despacho de falla acumulado en valor esperado es de 0.004 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 01/11/2024 y el 31/12/2025.

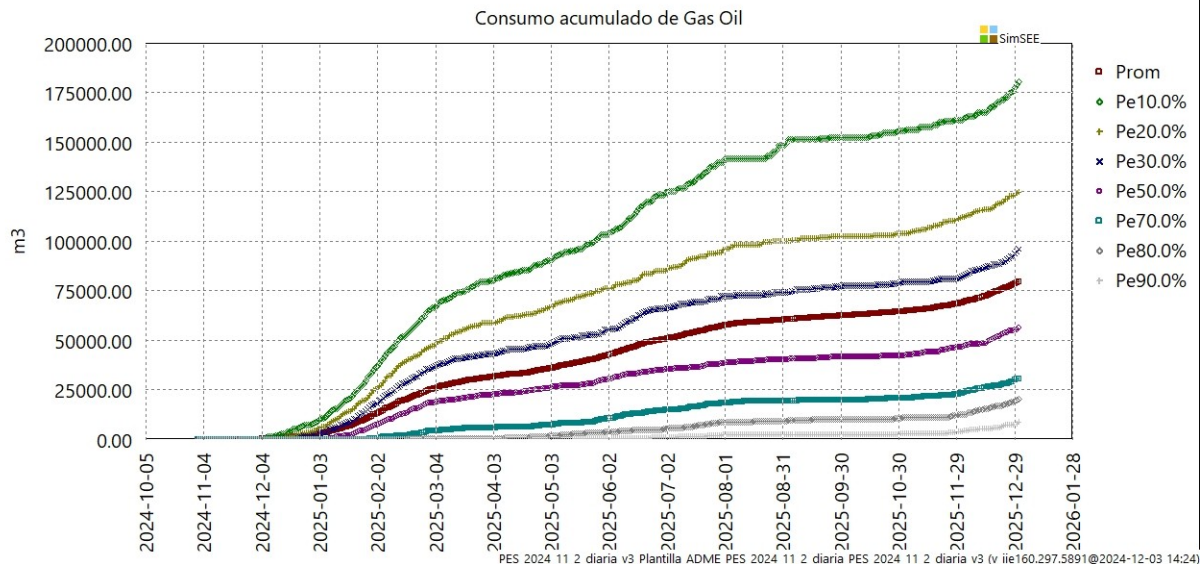


Figura 8: Consumo acumulado de GO.

En el Período Estacional el consumo esperado de Gasoil es de 35515.9 m³, con un rango de variación comprendido entre 160.8 m³ y 89986.1 m³ con una confianza de 80 %.

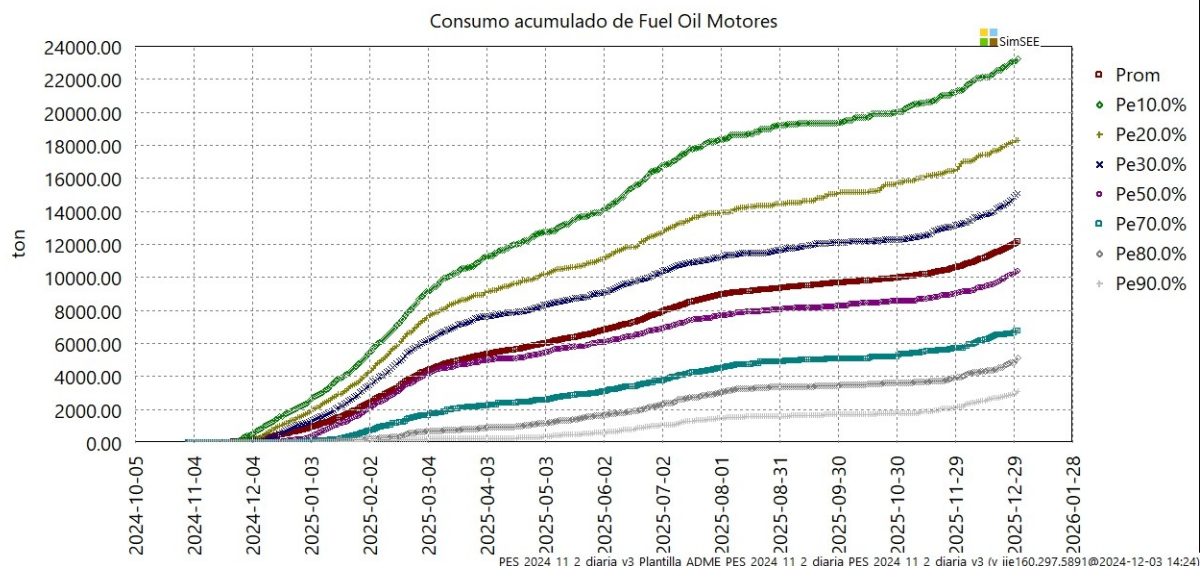


Figura 9: Consumo acumulado de FOMO.

El consumo esperado de Fueloil Motores es de 5932.7 t, con un rango de variación comprendido entre 315.7 t y 12505.1 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 49.2 USD/MWh en el período comprendido entre el 01/11/2024 y el 31/10/2025.

4 Hipótesis y metodología

Se presenta en esta sección las hipótesis y metodología utilizada para realizar la PES en el período Noviembre 2024 – Abril 2025.

Las hipótesis de esta PES se cerraron el día 18/10/2024 con la información de Demanda enviada por la Subgerencia de Mercado de UTE.

Posteriormente se calculó el Plan de Equilibrio de largo plazo y luego 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 previo el día 28/11/2024.

4.1 Principales hipótesis

- Se toman las siguientes tasas de crecimiento para la demanda base: 3.7%, 0.4%, 2.3%, 2.5%, y 2.1% para los años 2024, 2025, 2026, 2027 y 2028 respectivamente.
- Los precios de combustibles son los vigentes para los meses de Noviembre y Diciembre de 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 la Programación Estacional pasada.
- A partir de Diciembre se utilizan los nuevos parámetros en el actor PTB (Ciclo Combinado) cuyo cálculo se detalla en el Anexo II. En el mismo Anexo se detallan los parámetros utilizados en las salas SimSEE que determinan el consumo específico de las unidades térmicas a Gas Oil y Fuel Oil.
- Se actualizan los mantenimientos de acuerdo a la última información disponible al 24/10/2024.
- 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 octubre de 2024.
- 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.

4.2 Demanda y Falla

4.2.1 11Previsión de demanda

Demanda Base:

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

Movilidad Eléctrica:

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.



Se toman los valores de movilidad eléctrica acordados en el grupo de demanda en octubre de 2024, los cuales se corresponden con el escenario incondicional enviados por la DNE hasta el 2030. 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	MW	Fecha inicio	Comentarios
H2U	3.0	1/1/2026	Toma 3 MW planos
Radar	48	1/1/2026	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	15	1/1/2026	consume en algunas horas (total de 1800 MWh por mes)

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

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	11.912	3.7%	8	315	-	12.235	4.1%
2025	11.956	0.4%	34	335	-	12.325	0.7%
2026	12.234	2.3%	63	676	-	12.973	5.3%
2027	12.540	2.5%	88	966	-	13.594	4.8%
2028	12.797	2.1%	114	969	-	13.880	2.1%
2029	13.077	2.2%	149	966	-	14.192	2.2%
2030**	13.313	1.8%	185	966	-	14.463	1.9%
2031	13.552	1.8%	229	966	-	14.747	2.0%
2032	13.796	1.8%	282	969	-	15.047	2.0%
2033	14.044	1.8%	341	966	-	15.351	2.0%
2034	14.297	1.8%	409	966	-	15.673	2.1%
2035	14.555	1.8%	489	966	-	16.009	2.1%
2036	14.817	1.8%	583	969	-	16.368	2.2%
2037	15.083	1.8%	691	966	-	16.741	2.3%
2038	15.355	1.8%	817	966	-	17.138	2.4%
2039	15.631	1.8%	962	966	-	17.560	2.5%
2040	15.912	1.8%	1.124	969	-	18.005	2.5%
2041	16.199	1.8%	1.296	966	-	18.461	2.5%
2042	16.490	1.8%	1.482	966	-	18.939	2.6%
2043	16.787	1.8%	1.682	966	-	19.436	2.6%
2044	17.089	1.8%	1.891	969	-	19.950	2.6%
2045	17.397	1.8%	2.120	966	-	20.483	2.7%
2046	17.710	1.8%	2.358	966	-	21.035	2.7%
2047	18.029	1.8%	2.589	966	-	21.585	2.6%
2048	18.354	1.8%	2.844	969	-	22.166	2.7%
2049	18.684	1.8%	3.125	966	-	22.775	2.7%
2050	19.020	1.8%	3.432	966	-	23.419	2.8%
2051	19.363	1.8%	3.769	966	-	24.097	2.9%
2052	19.711	1.8%	4.149	969	-	24.829	3.0%

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 Noviembre.

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 2	10537	244
Entre 2 y 7	25910	600
Entre 7 y 14.5	103639	2400
Entre 14.5 y 100	172732	4000

Tabla 4: Representación de la Falla para Noviembre

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

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 2	10148	235
Entre 2 y 7	25910	600
Entre 7 y 14.5	103639	2400
Entre 14.5 y 100	172732	4000

Tabla 5: Representación de la Falla para Diciembre

Se considera un tipo de cambio de 43.183 \$/USD según BCU dólar billete al 02/12/2024.

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 Afluente 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/>

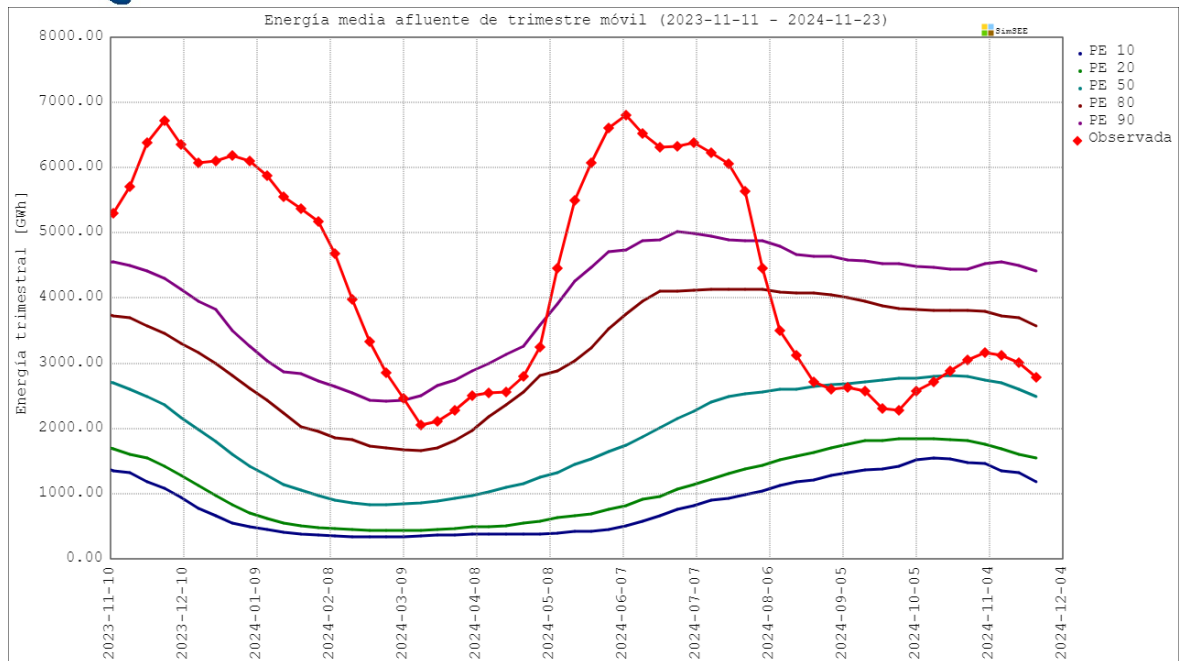


Figura 10: Energía Hidráulica Afluente promedio móvil trimestral del último año móvil.

Se observa que a partir de Mayo de 2024 la situación hidrológica comienza a mejorar, alcanzando a principios de Junio de 2024 valores superiores a 6500 GWh, los cuales se sitúan por encima de la PE 90% histórica para la época. En los últimos meses de 2024 se observa que el valor de energía trimestral es del orden del 3000 GWh.

4.3.2 Previsión climática NDE 2024 (Fuente CPTEC)

En la Figura 11 se muestra la previsión probabilística de precipitaciones (CPTEC/INPE, octubre de 2024⁴) en tres categorías para el trimestre noviembre - diciembre 2024 - enero de 2025.

⁴https://ftp.cptec.inpe.br/clima/nota_tecnica/2024/Nota_Tecnica_NDJ2024.pdf

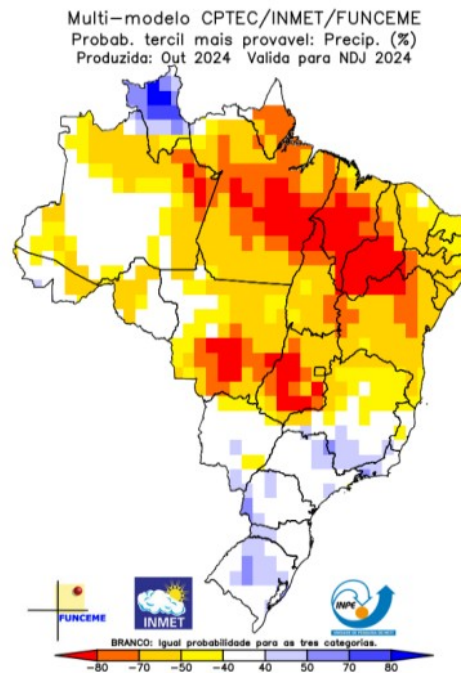


Figura 11: Previsión climática para NDE/2024 (CPTEC/INPE, octubre de 2024).

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 se muestra que las precipitaciones pueden presentar volúmenes que varían entre rango normal y por encima de lo normal en algunos sectores.

4.3.3 Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, noviembre 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.

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



Model Predictions of ENSO from Nov 2024

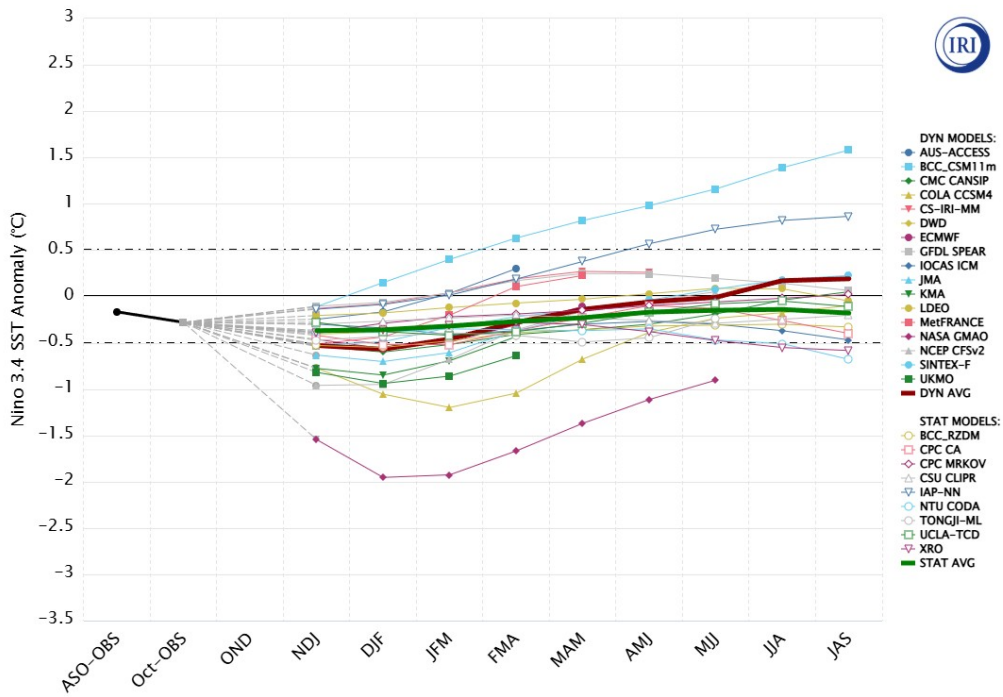


Figura 12: Modelos de previsión del Niño/Niña.

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 a 1.5. Si se consideran las curvas roja y verde de trazo continuo como los valores esperados, se observa que las estimaciones parten en noviembre de valores cercanos a -0.5 y terminan en abril en 0. Se puede concluir que la previsión del IN34 tiene un sesgo hacia condiciones de la Niña en el primer trimestre del año, pasando luego a condiciones de neutro.



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 Agosto del 2025.

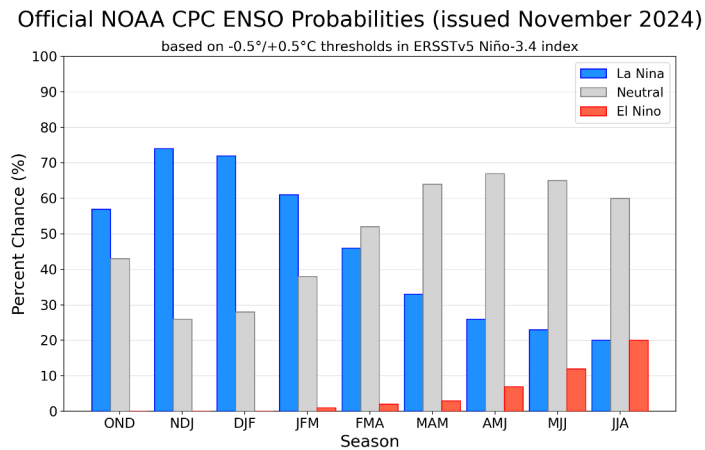


Figura 13: Previsión Niño/Niña.

Se observa que, para el período de estudio, el pronóstico muestra una mayor probabilidad de ocurrencia de la Niña hasta el primer trimestre del año 2025.

En resumen, ambas Figuras 12 y 13 indican prevalencia de Niña y luego Neutral para los próximos meses.

4.3.4 Perspectivas climáticas Salto Grande

Según el informe “Perspectivas_Climáticas_2024_11” realizado por Salto Grande⁶ se espera que para diciembre continúe la condición Neutra del océano Pacífico ecuatorial, con una alta probabilidad de transición a condiciones Niña débil a lo largo próximo trimestre (asociado a lluvias inferiores a lo histórico en la cuenca).

La perspectiva trimestral de precipitación (trimestre NDE 2024-25), prevé valores normales en las subcuencas Alta y Media, e inferiores a lo normal en la subcuenca Inmediata.

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

Se utilizan los precios de combustibles vigentes de Noviembre y Diciembre 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 octubre de 2024.

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

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

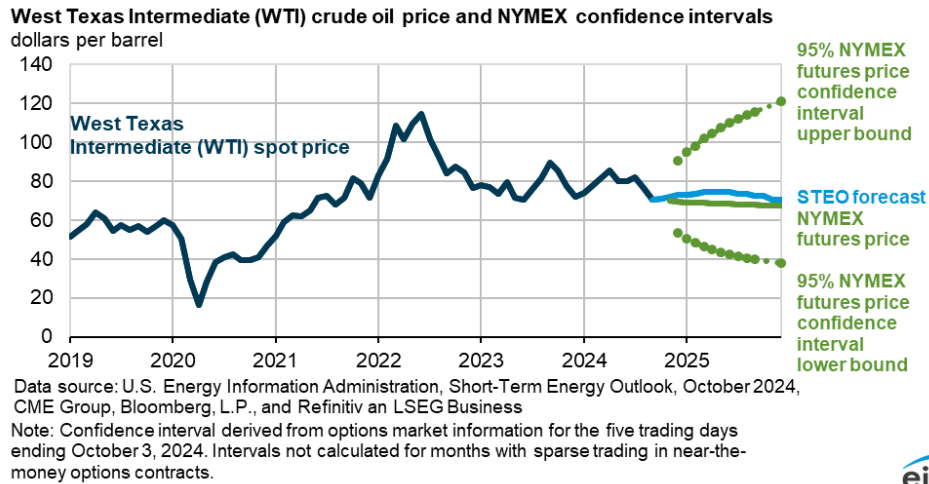


Figura 14: Precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril

A partir de la Figura 14 se puede observar que el valor esperado del pronóstico tiene una tendencia a la baja, llegando a los 70.5 USD/barril sobre el final del año 2025. La previsión tiene una dispersión grande, con un máximo del orden de 105 USD/barril y un mínimo de aproximadamente 45 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 05-11-2024 para Noviembre y desde el 03-12-2024 para Diciembre.

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):	70.89	NOVIEMBRE VIGENTES DESDE EL 05-11-2024	
Combustibles	U\$/m3	Densidad kg/l	U\$/T
Gasoil	640.11	0.834	767.65
REF WTI (US\$/Barril):	70.10	DICIEMBRE VIGENTES DESDE EL 03-12-2024	
Combustibles	U\$/m3	Densidad kg/l	U\$/T
Gasoil	617.73	0.834	740.81

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 TG	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 % a partir del 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.									
** Indisponible, sin acta de habilitación a la fecha.									

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.

Liderdat se modela indisponible. Se está esperando su acta de habilitación.

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 los 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 trasmisión descontando los consumos propios⁷.

COSTOS VARIABLES NOVIEMBRE 2024 VIGENTES DESDE EL 05-11-2024

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	123.1	13.3	136.4	136.4
PTA 1-6	227.0	351.5	174.3	10.8	185.1	280.6
CTR	280.8	599.1	215.6	5.9	221.5	465.8
PTA 7 y 8	258.5	413.3	198.42	6.4	204.8	323.7
PTB - CA - GO	257.3	570.0	197.5	5.5	203.0	443.1
PTB - CC - GO	175.7	200.0	134.8	4.2	139.0	157.7

COSTOS VARIABLES DICIEMBRE 2024 VIGENTES DESDE EL 03-12-2024

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	118.8	13.3	132.1	132.1
PTA 1-6	227.0	351.5	168.1	10.8	178.9	271.2
CTR	280.8	599.1	208.0	5.9	213.9	449.7
PTA 7 y 8	258.5	413.3	191.48	6.4	197.9	312.6
PTB - CA - GO	257.3	570.0	190.6	5.5	196.1	427.8
PTB - CC - GO	176.2	197.6	130.5	4.2	134.6	150.5

Tabla 9: 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).



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 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 (<i>ver Nota 1</i>)	70.0
CARACOLES 1 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMB	UTE	10.0
CARACOLES 2 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMB	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 (<i>ver Nota 2</i>)	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 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]
PTFB	UTE	01-06-2026	25
Melo	UTE	01-01-2027	75

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).

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 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
R del Este S.A:	PE. Maldonado II	<p><u>Comentario del comunicado:</u> Se trata del mantenimiento anual de subestación que implica un día de parada de aproximadamente 8 hs.</p> <p><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 trata del mantenimiento anual de subestación que implica un día de parada de aproximadamente 8 hs.</p> <p><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>
Dank S.A.	Dank	<p><u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 43 y 44. Año 2025: Nada marcado. Año 2026: Nada marcado. Año 2027: Nada marcado. Año 2028: Nada marcado.</p>
Lanas Trinidad S.A.	Lanas Trinidad	<p><u>Comentario del comunicado:</u> Parada de fin de año 2024, semana 52 y 53 y semana 1 de 2025. Semana Santa de 2025 (seman 15). Hasta ahí podemos llegar.</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 52 y 53. Año 2025: Semanas 1 y 15. Año 2026: Nada marcado. Año 2027: Nada marcado. Año 2028: Nada marcado.</p>
Fingano S.A.	PE Carape I	<p><u>Comentario del comunicado:</u> Prevista 1 jornada de indisponibilidad en las primeras semanas de febrero debido al mantenimiento anual de subestación. La fecha exacta de este mantenimiento será fijada aproximadamente 30 días antes de la estimación.</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Nada marcado. Año 2025: Semana 6 Año 2026: Semana 6 Año 2027: Semana 6 Año 2028: Semana 6</p>
Vengano S.A.	PE Carape II	<p><u>Comentario del comunicado:</u> Prevista 1 jornada de indisponibilidad en las primeras semanas de febrero debido al mantenimiento anual de subestación. La fecha exacta de este mantenimiento será fijada aproximadamente 30 días antes de la estimación.</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Nada marcado. Año 2025: Semana 6 Año 2026: Semana 6 Año 2027: Semana 6 Año 2028: Semana 6</p>

Tabla 13: Mantenimientos adicionales



Luz de Río S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> Sin mantenimientos mayores programados previstos <u>Marca en el formulario PAM:</u> Nada marcado.
Luz de Mar S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> Sin mantenimientos mayores programados previstos <u>Marca en el formulario PAM:</u> Nada marcado.
Luz de Loma S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> Sin mantenimientos mayores programados previstos <u>Marca en el formulario PAM:</u> Nada marcado.
Generación Eólica Minas S.A.	PE Minas I	<u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Nada marcado.
Polesine S.A.	PE Florida I	<u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Nada marcado.
Glymont S.A.	PE Florida II	<u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Nada marcado.
Alto Cielo S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> En semana 42 se prevé parada general por calibración SMEC mayor y mantenimiento de los centros de transformación. <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semana 42 Año 2025: Semana 42 Año 2026: Semana 42 Año 2027: Semana 42 Año 2028: Semana 42
Jacinta Solar Farm S.R.L.		<u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Nada marcado.

Tabla 14: Continuación mantenimientos adicionales.

4.11 Red de Trasmisión.

Por Conversora Melo:

- Segunda quincena de Diciembre, 3 días de trabajo por ONS.

Por Conversora Rivera

- Mantenimiento del 14/10/2024 al 10/12/2024.

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 iie160_297 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: 28/10/2024 - 01/05/2026

Fecha de optimización sala paso semanal: 28/10/2024 - 01/01/2035

Fecha de la simulación sala paso diario: 28/10/2024 - 01/01/2026

Fecha guarda de simulación sala paso diario: 01/11/2024

5.4 Estado inicial del Sistema (al 28/10/2024)

Cota inicial del lago de Bonete: 79.63 m.

Cota inicial del lago de Palmar: 40.27 m.

Cota vista inicial del lago de SG UY: 37.14 m.

Aportes semanales: Bonete = 978 m³/s, Palmar = 371 m³/s, SG UY= 3384 m³/s.

Valores trimestrales del iN3.4 (a partir del trimestre NDJ): -0.533 -0.565 -0.463 -0.282 -0.137 -0.065 -0.007 0.173 0.186

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. El detalle del cálculo para los nuevos parámetros considerados a partir del mes de Diciembre (Tabla 16) se detalla en el Anexo II.



Noviembre	Gas Oil	
Parámetros	TG (total 2)	TV
Pmin (MW)	30	47
Pmax (MW)	182	170
cv mín. Tec (USD/MWh)	437.6	49.2
cv incr. (USD/MWh)	146.1	0
cv no comb (USD/MWh)	5.5	1.54
factor de potencia (TV/TG)	0.5168	
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 Noviembre

Diciembre	Gas Oil	
Parámetros	TG (total 2)	TV
Pmin (MW)	80.5	54.2
Pmax (MW)	182	190
cv mín. Tec (USD/MWh)	245.8	26
cv incr. (USD/MWh)	141.0	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 Diciembre.

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.

	Cota Mínima (m)	Penalidad (MUSD/(m-día))	
		Noviembre	Diciembre
Bonete	72.3	0.961	0.929
Palmar	37	0.334	0.323
SG	32	0.447	0.432

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 2024 es de 0.109 MUSD/Hm³, mientras que para el año 2025 es de 0.124 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 20 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 Noviembre 2024

Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Versiones:

Fecha	Autores	Motivo
7/11/2024	Ruben Chaer	Creación del informe.

6.1 Resumen

Se parte de la sala SimSEE *PES_2024_11_2_semanal_PE_F150y1000* con la eólica y solar existente, con comercio internacional cerrado, con 250 MW de biomasa, el sistema hidroeléctrico actual y eliminando todas las térmicas. 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.

Los 250 MW de biomasa se modelaron con una central de 10 unidades de 25 MW con un factor de disponibilidad de 0.85 y un tiempo medio de reparación de 72 horas.

Con la sala *PES_2024_11_2_semanal_PE_F150y1000* se utilizó la aplicación Tractorcito para obtener una Política de Operación Razonable de Largo Plazo. Se configuró con una estructura: TANNAT (12th, 1th) con entradas de series temporales correspondientes a un potencia y los primeros cinco armónicos del ciclo anual.

Se considera generación eólica, solar y turbinas de Gas Oil de 60 MW como tecnologías posibles de expansión y se utiliza el Oddface para encontrar la expansión a utilizar en la Programación Estacional noviembre 2024.

Los resultados obtenidos muestran que el plan de expansión propuesto no contempla la instalación de turbinas de Gasoil, enfocándose exclusivamente en la generación eólica desde mayo de 2026 hasta 2027, con una capacidad inicial de 221 MW en mayo de 2026. La incorporación de generación solar está prevista para mayo del año 2029, con una capacidad de 161 MW. En ese mismo mes, se proyecta la instalación de 867 MW adicionales de generación eólica.

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 160.297.

6.3.2 Horizonte de expansión

En la Figura 18 se muestra el panel "Variables Globales" del editor de SimSEE correspondiente a la Sala de paso semanal usada para la optimización del PEG.

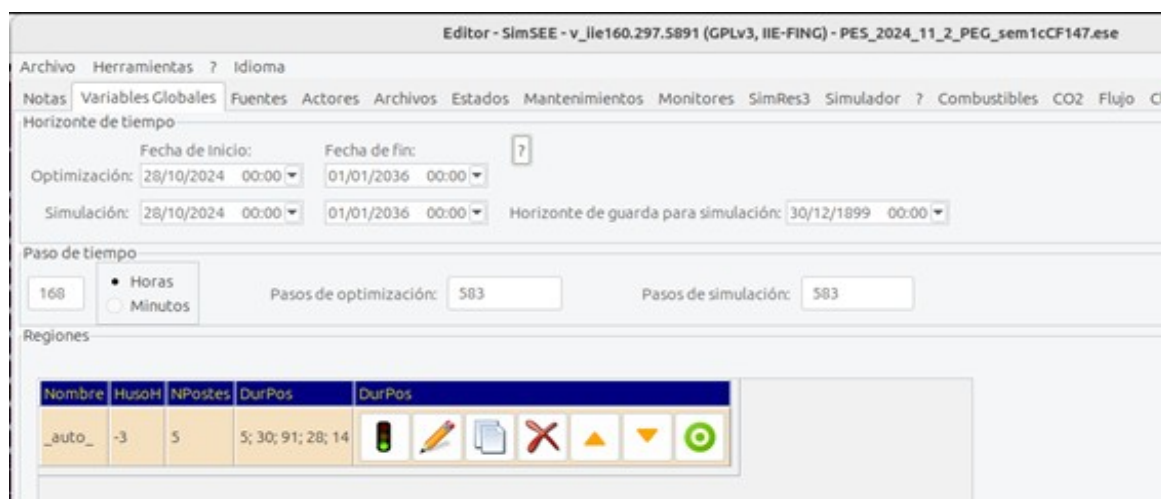


Figura 18: Configuración del horizonte de simulación

6.3.3 Opciones de expansión

Las tecnologías de expansión consideradas son Eólica y Solar y Turbinas de Ciclo abierto.

La Tabla 19 muestra la configuración de las opciones de inversión en OddFace y su relación con la sala SimSEE.



Actor SimSEE	MW/u	Factor UG/UI	MW/UI	US\$/MW-h	Máx. Uis/año
solar_amp	1.28	40	51.2	8.07	20
eolica_amp	0.90	55	49.5	16.37	20
TG60	60.00	1	60.0	12.00	2

Tabla 19: Configuración de las opciones de inversión en OddFace

Los costos de las tecnologías de la Tabla 19 se configuraron como pagos por potencia puesta a disposición (de la Central, no considerando el recurso) para las tres opciones de expansión en los actores de la Sala SimSEE. No se consideró ningún tipo de decaimiento en el precio de las tecnologías.

Se consideraron 10 etapas de decisión de expansión, anuales, con los ingresos comenzando el 1/5/2026.

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 que se muestran en la Figura 19 alimentados por una fuente de potencia (en lugar de viento) que representa la producción esperada del conjunto de parques de cada una de las tecnologías distribuidas en el territorio nacional. Estas fuentes de potencias corresponden a los bornes de un modelo estocástico CEGH (peolsol). Las pendientes de las curvas fueron ajustadas para representar en lo posible la respuesta real observada y esperada de la generación eólica y solar. De estas curvas, se deduce que cada unidad de generación eólica tiene una potencia instalada de 0,9 MW y cada unidad de generación solar tiene 1,28 MW. Por esta razón, a los efectos de tomar decisiones en módulos cercanos a los 50 W es se configuró en OddFace los factores Unidades de Generación / Unidades de Inversión (UG/UI) que se muestran en la Tabla 19. De lo anterior, las Unidades de Inversión son entonces por centrales de 51,2 MW para la solar y de 49,5 MW para la eólica.

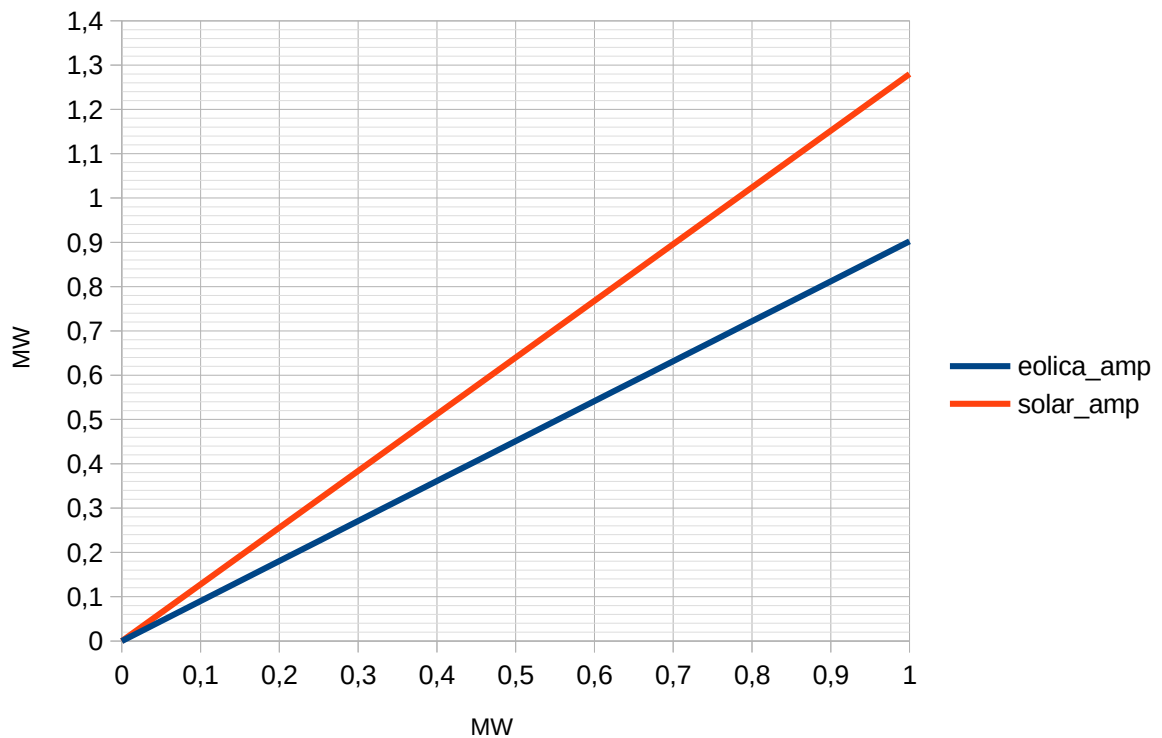


Figura 19: Curvas de respuesta línea consideradas en el modelado en SimSEE de los actores solar_amp y eolica_amp

6.4 Obtención de una Política de Operación Razonable de Largo Plazo (PORLP)

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 eliminando todas las térmicas del sistema, considerando la biomasa existente (250 MW), la eólica y solar existente y el sistema hidroeléctrico 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 la sala SimSEE *PES_2024_11_2_semanal_PE_F150y1000* con la eólica y solar existente, con comercio internacional cerrado, con 250 MW de biomasa, el sistema hidroeléctrico actual y eliminando todas las térmicas. 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.



Los 250 MW de biomasa se modelaron con una central de 10 unidades de 25 MW con un factor de disponibilidad de 0.85 y un tiempo medio de reparación de 72 horas.

Con la sala *PES_2024_11_2_semanal_PE_F150y1000* se utilizó la aplicación Tractorcito para obtener una PORLP. Se configuró con una estructura: TANNAT (12th, 1th) con entradas de series temporales correspondientes a un potencia y los primeros cinco armónicos del ciclo anual.

La Figura 20 muestra la evolución del valor esperado del costo futuro de la operación con la iteración del bucle de aprendizaje. La vertical roja marca la iteración 147 que fue la seleccionada para usar su política de operación en la optimización de la expansión del PEG. Se seleccionó dicha iteración simplemente por considerar que las reducciones posteriores del costo futuro no son relevantes para el nivel de precisión buscado del PEG.

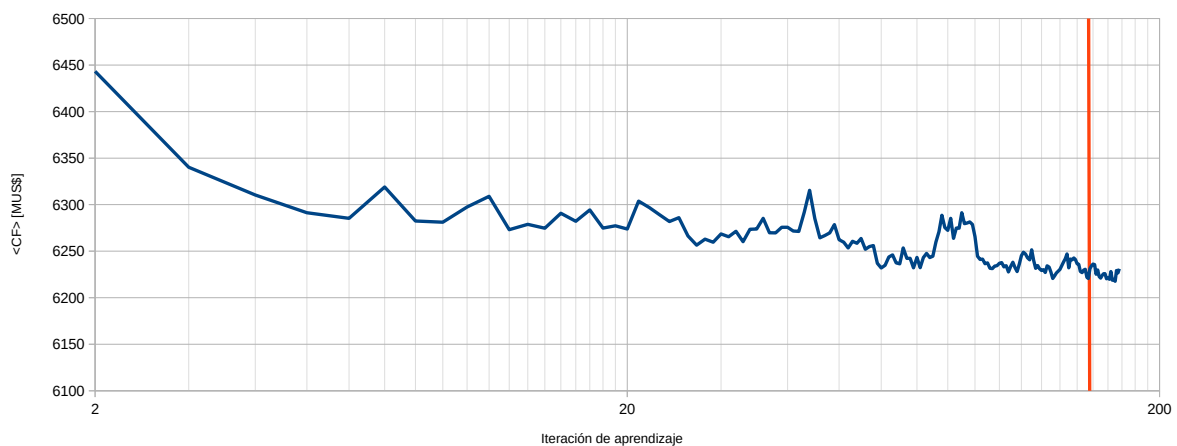


Figura 20: Evolución del aprendizaje de la PORLP

Con el costo futuro de la iteración 147, (CF_147.bin) se configuró la sala *PES_2024_11_2_PEG_sem1cCF147* con las opciones de expansión y con la representación usada en las salas MP para el resto del sistema. Se considera en esta sala el comercio internacional cerrado.

Con esa sala se inició una optimización OddFace.

6.5 Resultados

La expansión seleccionada a partir de la optimización Oddface es la que se detalla en la Figura 21.



Solar		Eólica		TG60	
Fecha	P [MW]	Fecha	P [MW]	Fecha	P [MW]
0/1/1900	1	0/1/1900	1	0/1/1900	0
1/5/2026	1	1/5/2026	221	1/5/2026	0
1/5/2027	1	1/5/2027	647	1/5/2027	0
30/4/2028	1	30/4/2028	647	30/4/2028	0
1/5/2029	161	1/5/2029	867	1/5/2029	0
1/5/2030	161	1/5/2030	867	1/5/2030	0
1/5/2031	161	1/5/2031	867	1/5/2031	0
30/4/2032	276	30/4/2032	867	30/4/2032	0
1/5/2033	276	1/5/2033	1307	1/5/2033	0
1/5/2034	276	1/5/2034	1307	1/5/2034	0
1/5/2035	276	1/5/2035	1417	1/5/2035	0

Figura 21: Expansión resultante en MW por fecha.

El plan de expansión hallado no contempla la instalación de turbinas de gasoil, priorizando la generación eólica a partir de mayo de 2026 y la generación solar desde mayo de 2029. Se prevé la incorporación adicional de generación eólica en los años 2027, 2029, 2033 y 2035, mientras que vuelve a instalar generación solar solamente en el año 2032.



7 Anexo II: Cálculo de los consumos específicos y parámetros que modelan en SimSEE el consumo de combustible de las unidades térmicas a Gas-Oil y Fuel-Oil.

Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Versiones:

Fecha	Autores	Motivo
09/09/24	Felipe Palacio, Pablo Soubes.	Creación del informe.
30/9/24	Felipe Palacio, Pablo Soubes.	Actualización luego de reunión con UTE-Térmica el 25/9/24. Se corrigen bugs menores del modelo y calculan los consumos específicos en los puntos de operación acordados con el Generador. En PTI 1-6, PTA 7-8 y Motores CB no se calculan los consumos específicos en los mínimos técnicos porque según el generador no es posible despacharlos parcialmente.
1/10/24	Felipe Palacio, Pablo Soubes.	Se modifican CVNC del Ciclo Combinado según tabla enviada por Térmica-UTE.
4/10/24	Felipe Palacio, Pablo Soubes.	Se agrega la sección "Parámetros a ingresar en SimSEE".
7/11/24	Felipe Palacio, Pablo Soubes.	Se recalculan los parámetros del Ciclo Combinado considerando un nuevo modelo para el acople termodinámico (PTV/PTG) entre las unidades TV y TG.
27/11/24	Felipe Palacio, Pablo Soubes.	Se corrige el CVNC del Ciclo Combinado según actualización del generador.



7.1 Resumen ejecutivo.

En el presente documento se detalla el procedimiento de cálculo de los parámetros que modelan en SimSEE el consumo específico de las unidades térmicas a Gas-Oil y Fuel-Oil. Se acuerda con UTE-Generación los valores de consumos específicos y parámetros SimSEE que se muestran en este anexo, pero no la metodología de cálculo de los mismos. Se seguirá trabajando en conjunto con UTE-Generación para acordar una metodología de cálculo antes del 31/3/2025.

Los datos utilizados para el cálculo de los parámetros SimSEE y consumos específicos fueron proporcionados por UTE-Generación.

En la Tabla 20 se muestran los consumos específicos obtenidos para cada central y punto de funcionamiento.

Central	Punto de Operación	Potencia [MW]	consumo específico [kg/MWh]
PTA 1-6	Mín. Téc	-	-
	Pleno	45	227.0
PTI 7-8	Mín. Téc	-	-
	Pleno	25.0	258.5
CTR	Mín. Téc	20.0	599.1
	Pleno	100.0	280.8
MCB	Mín. Téc	-	-
	Pleno	10.0	213.2
PTB - CA - GO	Mín. Téc	30.0	570.0
	Pleno	170.0	257.3
PTB - CC - GO	Mín. Téc	280.0 (TG1: 80.5, TG2: 80.5, TV: 119.0)	197.6
	Pleno	510.0 (TG1: 165.2, TG2: 165.2, TV: 179.6)	171.7
PTB - CC 1TG +1TV - GO	Mín. Téc	138.0 (TG1: 83.8, TV: 54.2)	212.0
	Pleno	245.0 (TG1: 162.6, TG2: 0, TV: 82.4)	180.6

Tabla 20: Consumos específicos calculados para cada central.



7.2 Hipótesis.

En la Tabla 21 se muestra la información considerada para el cálculo de los parámetros.

Central	Pmin [MW]	Pmáx [MW]	Ppleno@Verano [MW]	Frec. datos Consumo [min]	Frec. datos Potencia Generada [min]	Fecha Inicial Datos	Fecha final Datos	Costo Variable No Combustible [USD/MWh]	Observaciones
PTA 1-6	No aplica	40.0 – 50.0	45,0	1440	1	01/01/21	31/12/2023	10,8	Se descartan datos de la U3 anteriores al 1/10/22.
PTI 7-8	No aplica	23.5 – 27.5	25,0		60	01/01/16	31/12/2023	6,4	Se descartan datos anteriores al 1/1/21 debido al empeoramiento progresivo del rendimiento de las unidades.
CTR	20.0	90.0 – 113.5	100,0		60	01/01/11	31/12/2023	5,9	-
MCB	No aplica	9.5 – 10.5	10,0		60	01/01/14	31/12/2023	13,3	-
PTB - CA -GO	30.0	170.0 – 182.0	170,0	15	15	01/01/21	31/12/2021	5,5	-
PTB - CC - GO	280.0 (TG1: 82.5, TG2: 82.5, TV: 115.0)	490.0 – 554.0	510.0 (TG1: 164.0, TG2: 164.0, TV: 182.0)					4,2	-
PTB – 1TG +1TV - GO	138.0 (TG1: 84.0, TV: 54.0)	245.0 – 273.0	245.0 (TG1: 162.0, TG2: 0, TV: 83.0)					4,1	-

Tabla 21: Información considerada para el cálculo de los parámetros.

Las máximas potencias que pueden entregar las unidades dependen de la temperatura ambiente y presión atmosférica, así como también de la degradación de los componentes del turbocompresor producto de sus horas equivalentes de funcionamiento.

Se utilizaron datos horarios de temperatura del 2011 al 2023 obtenidos de un re-análisis (ERA 5) para la estación Las Brujas. Estos datos fueron re-muestreados según la frecuencia de datos de potencia disponible en cada central.



7.3 Metodología.

7.3.1 Filtrado de Datos

Para cada central se cuenta con datos de potencia inyectada por las unidades P y consumo de combustible C .

Para cada unidad se clasifican los datos en función de los siguientes criterios. Las referencias para los límites de los rangos corresponden a los valores de la Tabla 21.

- Unidades On:
 - TG: $P_{Min}^{TG} \leq P \leq P_{Max}^{TG}$
 - TV: $P_{Min}^{TV} \leq P \leq P_{Max}^{TV}$. P_{Min}^{TV} depende de la cantidad de unidades TG prendidas y $P_{Max}^{TV} = 190 MW$.
- Unidades Off: $0 \leq P < 0.001$
- Unidades en Arranque:
 - TG: $0.001 \leq P < P_{Min}^{TG}$
 - TV: $0.001 \leq P < P_{Min}^{TV}$
- Unidades a Pleno: Para que una unidad se considere a pleno se debe cumplir que su potencia sea superior al rango mínimo de funcionamiento a pleno y que el porcentaje de variación entre muestras consecutivas sea inferior a una tolerancia definida en 3 %.
- Consumo_ok: Se considera que un dato de consumo es válido si cumple alguna de las siguientes condiciones:
 - $C > 0$ y $P > 0$
 - $|(C)| < 10$ y $P = 0$

Filtrado General: Se consideran aquellos datos donde cada una de las unidades se encuentran en estado ON o OFF. De esta forma, se excluyen los datos correspondientes a arranques de unidades o por fuera del rango de funcionamiento de las unidades.

Filtrado parámetros de-rating por temperatura: al menos 1 unidad debe encontrarse despachada a pleno.

Filtrado parámetros consumo y factor de potencia: todas las unidades deben presentar un consumo válido.

7.3.2 Parámetros derating temperatura

Se modela la dependencia de la Potencia máxima generable por las unidades TG con la temperatura ambiente según la ec. 2.

$$P_{TG}^{Max}(T) = P_{TG}^{Max} \min(1, PD(T)) \quad (2)$$



Siendo:

- P_{TG}^{Max} : Potencia máxima nominal de las unidades Turbo Gas.
- $PD(T)=a \times T^2 + b \times T + c$: Polinomio de 2do grado que modela el derating de la potencia máxima entregable por las TG en función de la temperatura ambiente.

Optimización de los parámetros:

A través de la función *curve_fit* (*Scipy, Python*) se calculan los parámetros (a, b, c) que minimizan la función objetivo que se define como la suma de los errores cuadráticos entre la estimación de la potencia máxima disponible $P_{TG}^{Max}(a, b, c)$ y la real P_{TG}^{Max} . Se calcula P_{TG}^{Max} a partir del promedio de la generación de las unidades despachadas a pleno.

$$f_{Objetivo} = \sum_{i=1}^{NDatosVálidos} (P_{TG}^{Max}(a, b, c) - P_{TG}^{Max})^2 \quad ec.(3)$$

7.3.3 Parámetros consumo específico y factor de potencia

Se modela el consumo de combustible C (kg/h) de la centrales según se muestra en la ec. 4.

$$C = C_{TG}^0 N_{TG}^{ON} + C_{TG}^{inc} P_{TG} + C_{TV}^0 N_{TV}^{ON} + C_{TV}^{inc} P_{TV} \quad ec.(4) \text{ Modelado consumo de combustible en.}$$

Parámetros del modelo:

- $C_{TG}^0, C_{TV}^0 [kg/h]$: Consumo de combustible por cada unidad TG y TV despachada, que no depende de la potencia generada.
- $C_{TG}^{inc}, C_{TV}^{inc} [kg/MW]$: Consumo de combustible de las unidades TG y TV que depende de la potencia generada.

En el caso del Ciclo Combinado, además se calibran los parámetros de la función que estima el factor de potencia fp de la central. El fp se define como el cociente entre la potencia máxima generable por la TV y la potencia total generada por las unidades TG. En la ec. 5 se muestra la dependencia considerada para la potencia máxima generable por la TV en función de la potencia generada por las unidades TG.



$$P_{TVT}^{Max} = [(\alpha c_{TG} - P_{TG}) - \beta] \eta$$

ec.(5) Potencia máxima generable por las unidades TV en función de la potencia generada por las unidades TG.

$$P_{TV}^{Max} = \min(P_{TVT}^{Max}, N_{TV}^{ON} P_{TV}^{MaxNom})$$

Siendo:

- P_{TVT}^{Max} : Potencia máxima generable por las unidades TV a partir de la energía química disponible de las unidades TG.
- P_{TV}^{Max} : Potencia máxima generable por las unidades TV, limitando P_{TVT}^{Max} con la potencia nominal de chapa de las unidades TV.
- P_{TG} : Potencia generada por las unidades TG.
- c_{TG} : Consumo de combustible de las unidades TG en por unidad del consumo de 1 TG a P_{TG}^{Max} . Se puede expresar también como el cociente entre el costo de combustible de las unidades TG y el costo del combustible cuando se despacha 1 unidad TG a P_{TG}^{Max} .

$$c_{TG} = \frac{C_{TG}^0 NTG_{ON} + C_{TG}^{inc} P_{TG}}{C_{TG}^0 + C_{TG}^{inc} P_{TG}^{Max}}$$

ec.(6) Consumo de combustible de las unidades TG en por unidad del consumo de 1 TG a P_{TG}^{Max} .

Parámetros del modelo:

- $\alpha [MW]$: Potencia química total generada por la combustión de 1 unidad TG.
- $\beta [MW], \eta [p.u.]$: Parámetros que modelan la disipación térmica del circuito, fricción en las calderas y tubos, bombas, condensador, etc.

Datos de entrada de ambos modelos:

- $N_{TG}^{ON}, N_{TV}^{ON} [u]$: Cantidad de unidades TG y TV despachadas.
- $P_{TG}, P_{TV} [MW]$: Potencia total inyectada por las unidades TG y TV.
- NTG_{ON} : Cantidad de unidades TG despachadas.
- $C_{TG} [kg/h]$: Consumo de combustible de las unidades TG.

Optimización de los parámetros:

A través de la función *curve_fit* (*Scipy, Python*) se calculan los parámetros ($C_{TG}^0, C_{TV}^0, C_{TG}^{inc}, C_{TV}^{inc}, \alpha, \beta, \eta$) que minimizan la función objetivo que se define como la



suma de los errores cuadráticos entre la estimación de ambas variables (\tilde{C}, \tilde{fp}) y los datos reales (C, fp).

$$f_{\text{Objetivo}} = \sum_{i=1}^{NDatosVálidos} (\tilde{C}(C_0^{TG}, C_0^{TV}, C_{inc}^{TG}, C_{inc}^{TV}) - C)^2 + (\tilde{fp}(fp_0, fp_{TG}) - fp)^2 \quad \text{ec.(7)}$$

7.4 Resultados

En las siguientes tablas se muestran los parámetros calibrados, consumos específicos para cada punto de funcionamiento de las unidades generadoras y bondad de los ajustes obtenidos. Adicionalmente, se presentan los gráficos donde se comparan los resultados obtenidos por los modelos y los datos observados.

7.4.1 Ciclo Combinado

Consumo	CO_TG [kg/h]	11389.993
	cvIncTG [kg/MWh]	190.323
	CO_TV [kg/h]	1904.798
	cvIncTV [kg/MWh]	0.000
	alfa [MW]	571.889
	beta [MW]	49.564
	eta [p.u.]	0.263
Derating por temp.	Pmax [MW]	182
	Temperatura [°C]	0; 17; 37
	Pmax(T)/Pmax [p.u.]	0.987; 0.954; 0.828
Resultados	ce [kg/MWh] @ CA a pleno	257.32
	ce [kg/MWh] @ CA mín técnico	569.99
	ce [kg/MWh] @ medio CC a pleno	180.58
	ce [kg/MWh] @ medio CC mín. técnico	211.95
	ce [kg/MWh] @ CC a pleno	171.68
	ce [kg/MWh] @ CC mín. técnico	197.61

Tabla 22: Parámetros calibrados y consumos específicos Ciclo Combinado.



Consumo	Cantidad de datos	14708
	MBE [kg/h]	7.8483
	MBE [%]	0.0104
	RMSE [kg/h]	4067.9799
	RMSE [%]	5.4155
factor de Potencia	Cantidad de datos	14294
	MBE [p.u.]	0.0002
	MBE [%]	0.0409
	RMSE [p.u.]	0.0126
	RMSE [%]	2.2531
Derating por temp.	Cantidad de datos	8019
	MBE [MW]	0.0000
	MBE [%]	0.0000
	RMSE [MW]	1.7525
	RMSE [%]	0.9994

Tabla 23: Ajuste modelo Ciclo Combinado.

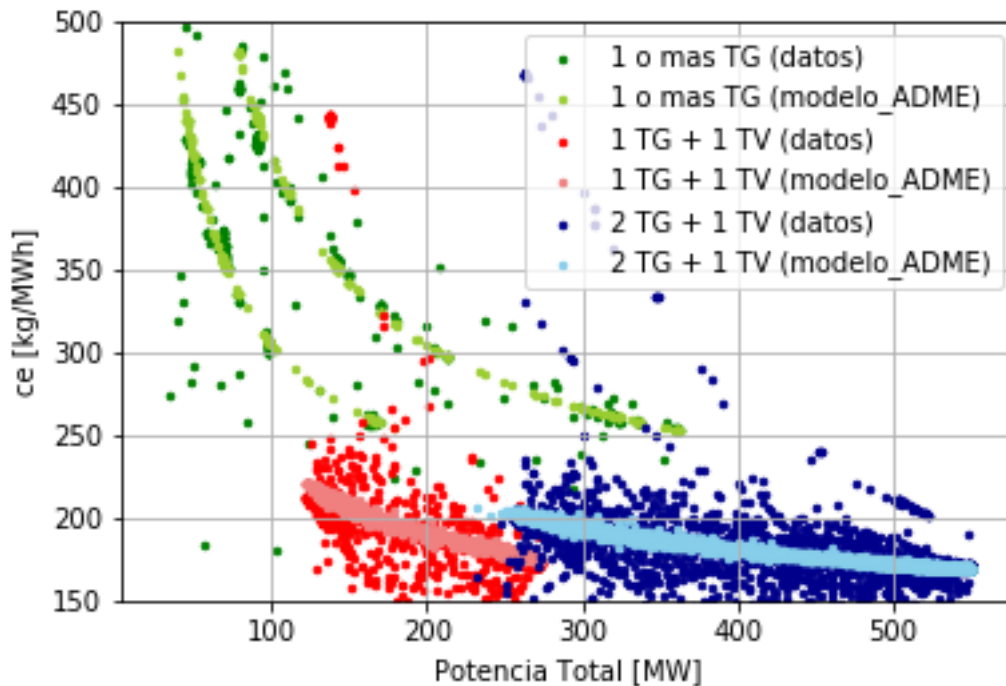


Figura 22: Consumo específico modelo vs real Ciclo Combinado.

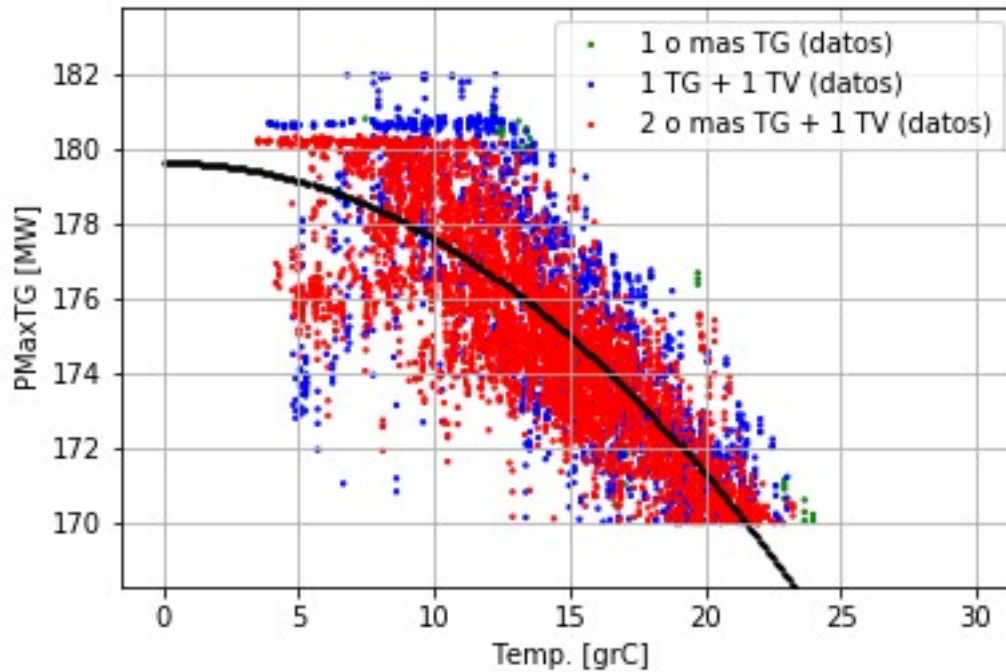


Figura 23: Potencia máxima generable modelo vs real Ciclo Combinado.

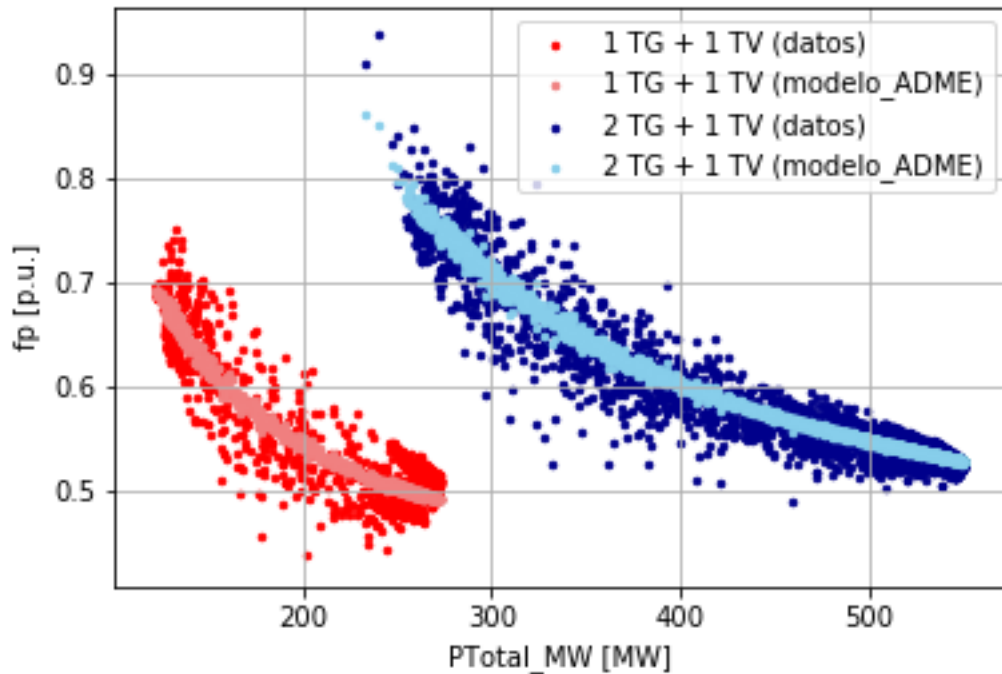


Figura 24: Factor de potencia modelo vs real Ciclo Combinado

7.4.2 Punta del Tigre 1-6

Consumo	CO_TG [kg/h]	2801.35
	cvIncTG [kg/MWh]	164.71
	ce [kg/MWh] @ a pleno	226.96
	ce [kg/MWh] @ mín técnico	-
Derating por temp.	Pmax [MW]	50
	Temperatura [°C]	0; 17; 37
	Pmax(T)/Pmax [p.u.]	1.000; 0.933; 0.845

Tabla 24: Parámetros calibrados y consumos específicos Punta del Tigre 1-6.



Consumo	Cantidad de datos	131143
	MBE [kg/h]	-8.0194
	MBE [%]	-0.0204
	RMSE [kg/h]	282.9242
	RMSE [%]	0.7193
Derating por temp.	Cantidad de datos	142791
	MBE [MW]	0.0000
	MBE [%]	0.0000
	RMSE [MW]	1.1795
	RMSE [%]	2.5867

Tabla 25: Ajuste modelo PTA 1-6.

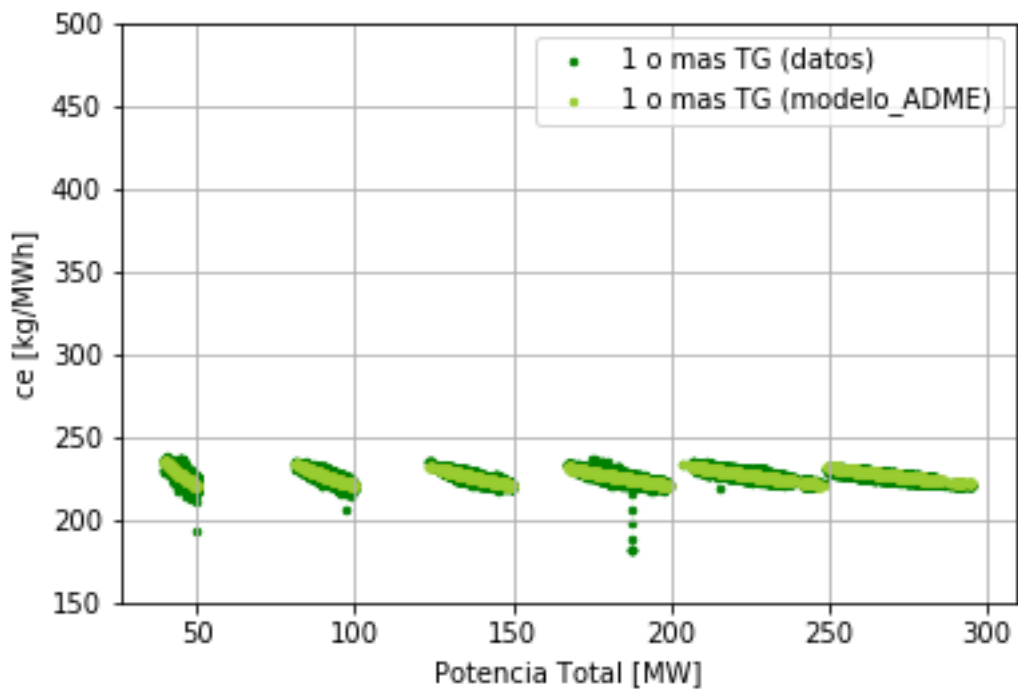


Figura 25: Consumo específico modelo vs real Punta del Tigre 1-6.

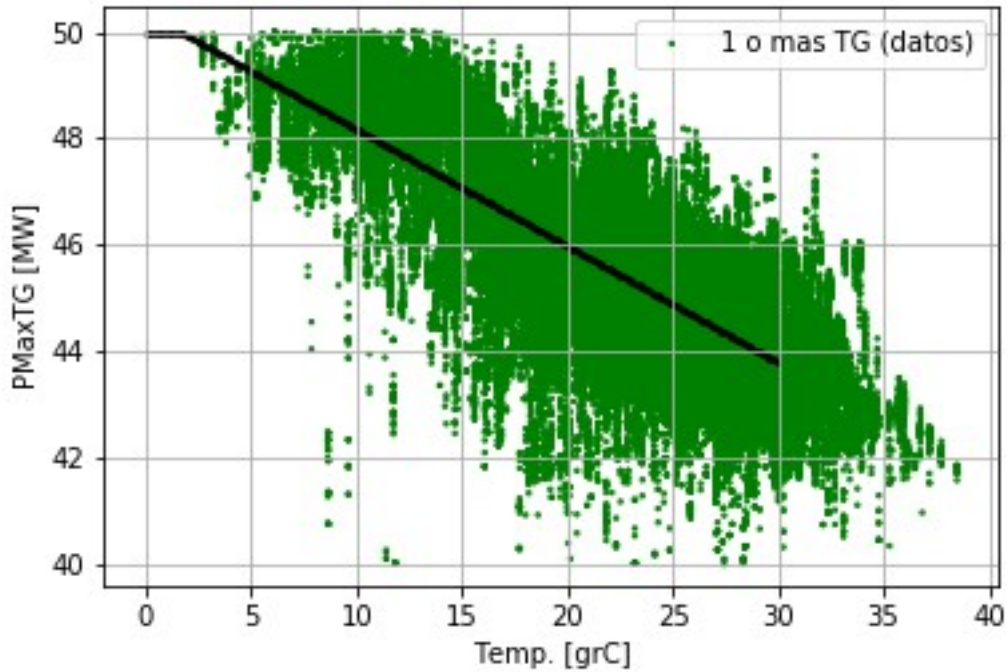


Figura 26: Potencia máxima generable modelo vs real Punta del Tigre 1-6.

7.4.3 Punta del Tigre 7-8

Consumo	C0_TG [kg/h]	2579.46
	cvIncTG [kg/MWh]	155.31
	ce [kg/MWh] @ a pleno	258.49
	ce [kg/MWh] @ mín. Técnico	-
Derating por temp.	Pmax [MW]	27.5
	Temperatura [°C]	0; 17; 37
	Pmax(T)/Pmax [p.u.]	0.881; 0.867; 0.850

Tabla 26: Parámetros calibrados y consumos específicos Punta del Tigre 7-8.



Consumo	Cantidad de datos	126
	MBE [kg/h]	-44.1533
	MBE [%]	-1.7497
	RMSE [kg/h]	592.0917
	RMSE [%]	23.4627
Derating por temp.	Cantidad de datos	176
	MBE [MW]	0.0000
	MBE [%]	0.0000
	RMSE [MW]	0.1362
	RMSE [%]	0.5705

Tabla 27: Ajuste modelo PTA 7-8.

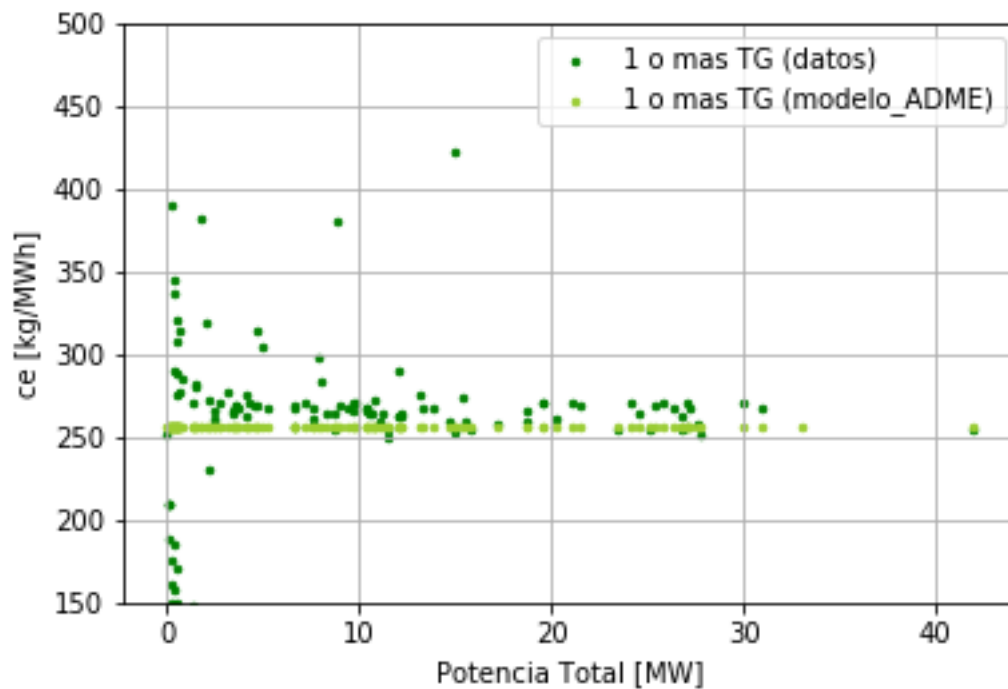


Figura 27: Consumo específico modelo vs real Punta del Tigre 7-8.

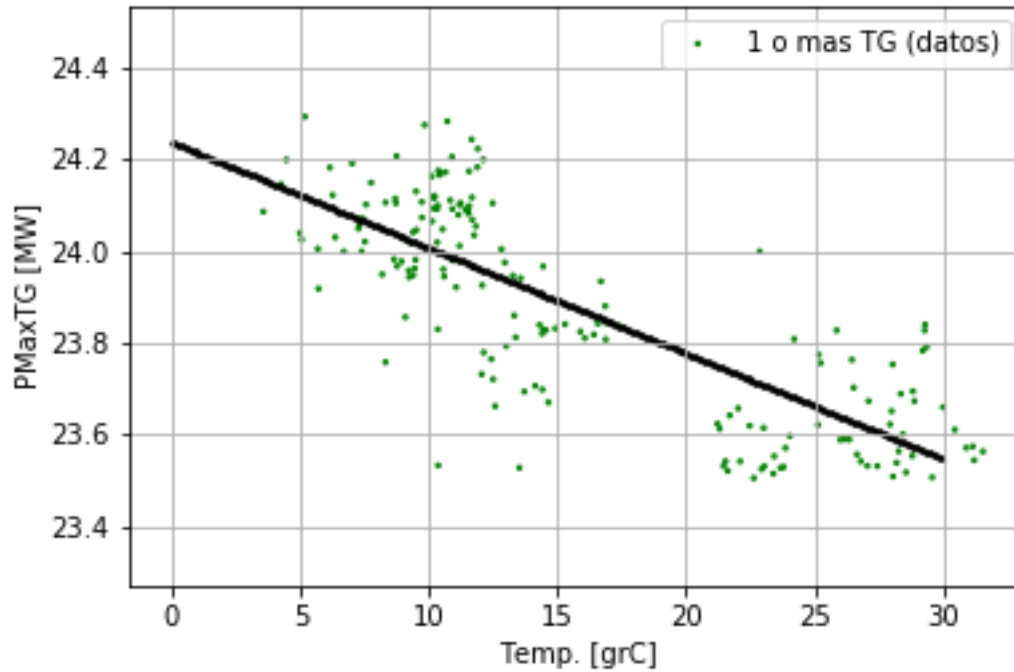


Figura 28: Potencia máxima generable modelo vs real Punta del Tigre 7-8.

7.4.4 Central Térmica de Respaldo

Consumo	CO_TG [kg/h]	7959.85
	cvIncTG [kg/MWh]	201.15
	ce [kg/MWh] @ a pleno	280.75
	ce [kg/MWh] @ mín técnico	599.14
Derating por temp.	Pmax [MW]	113.5
	Temperatura [°C]	0; 17; 37
	Pmax(T)/Pmax [p.u.]	0.958; 0.86; 0.744

Tabla 28: Parámetros calibrados y consumos específicos CTR.



Consumo	Cantidad de datos	555
	MBE [kg/h]	63.8033
	MBE [%]	0.2612
	RMSE [kg/h]	499.0825
	RMSE [%]	2.0431
Derating por temp.	Cantidad de datos	7619
	MBE [MW]	0.0000
	MBE [%]	0.0000
	RMSE [MW]	2.0029
	RMSE [%]	2.0754

Tabla 29: Ajuste modelo CTR.

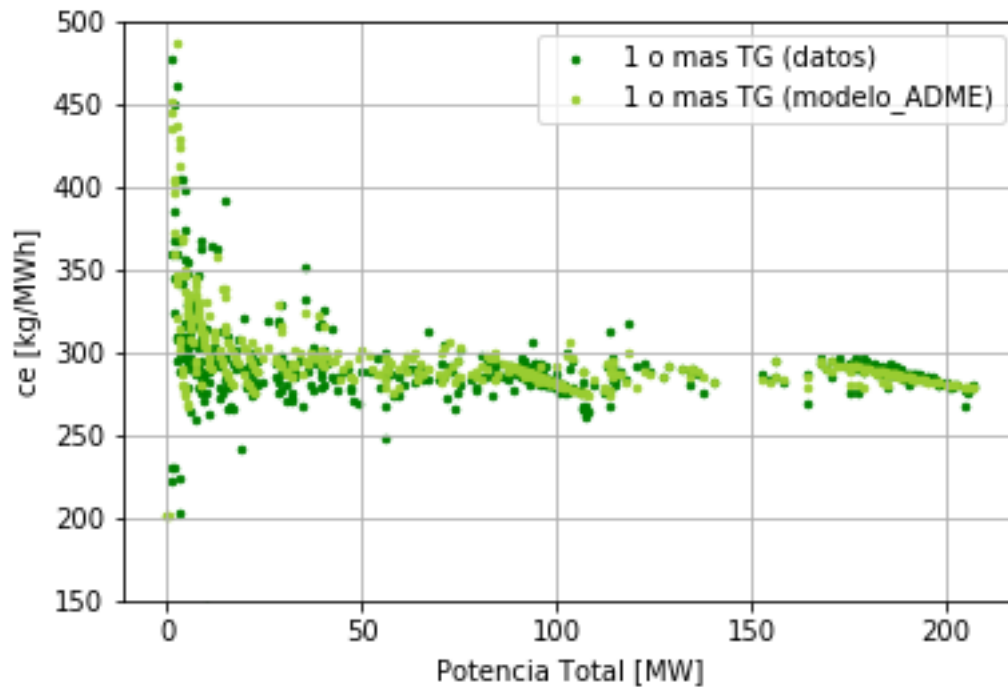


Figura 29: Consumo específico modelo vs real CTR.

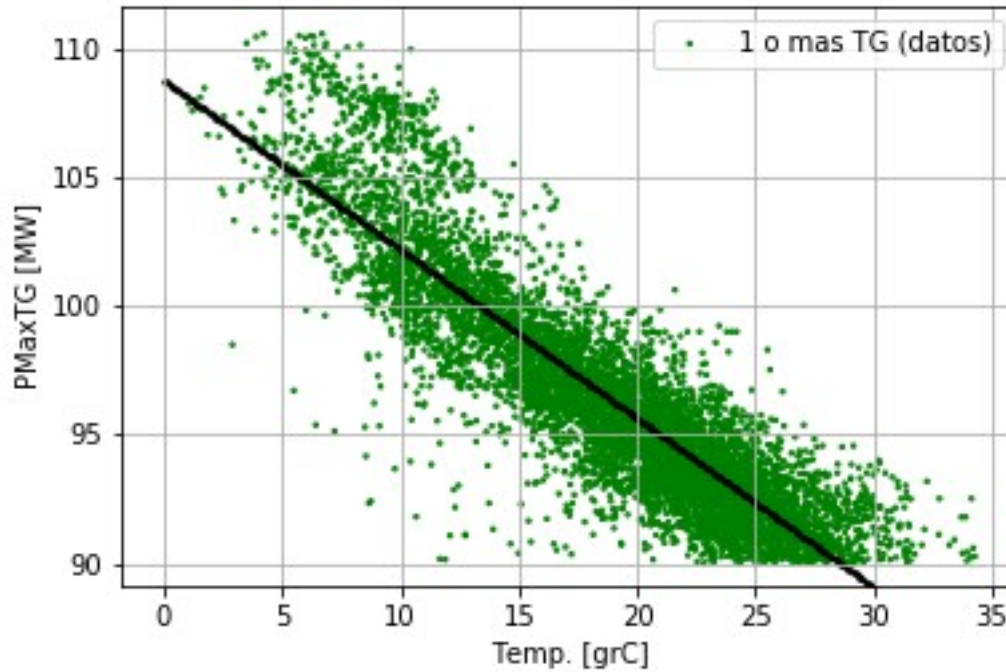


Figura 30: Potencia máxima generable modelo vs real CTR.

7.4.5 Motores Central Batlle

Consumo	C0_TG [kg/h]	1302.13
	cvIncTG [kg/MWh]	83.01
	ce [kg/MWh] @ a pleno	213.23
	ce [kg/MWh] @ mín técnico	-
Derating por temp.	Pmax [MW]	10.5
	Temperatura [°C]	0; 17; 37
	Pmax(T)/Pmax [p.u.]	0.978; 0.971; 0.948

Tabla 30: Parámetros calibrados y consumos específicos Motores CB.



Consumo	Cantidad de datos	1407
	MBE [kg/h]	-275.1462
	MBE [%]	-3.5056
	RMSE [kg/h]	3731.3753
	RMSE [%]	47.5412
Derating por temp.	Cantidad de datos	5502
	MBE [MW]	0.0000
	MBE [%]	0.0000
	RMSE [MW]	0.0736
	RMSE [%]	0.7240

Tabla 31: Ajuste modelo Motores CB.

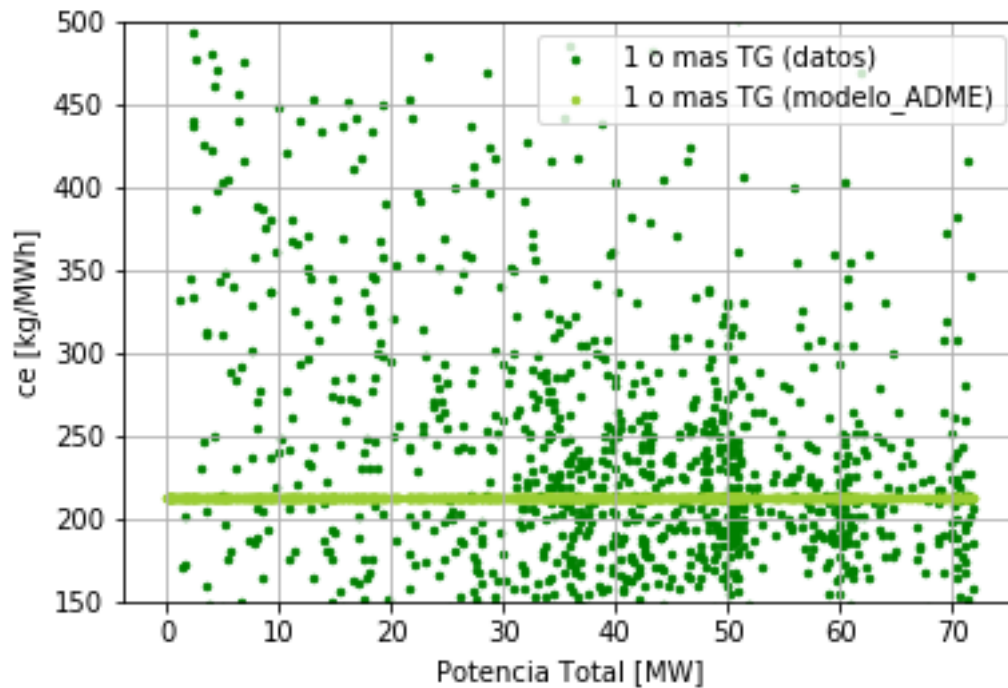


Figura 31: Consumo específico modelo vs real Motores CB.

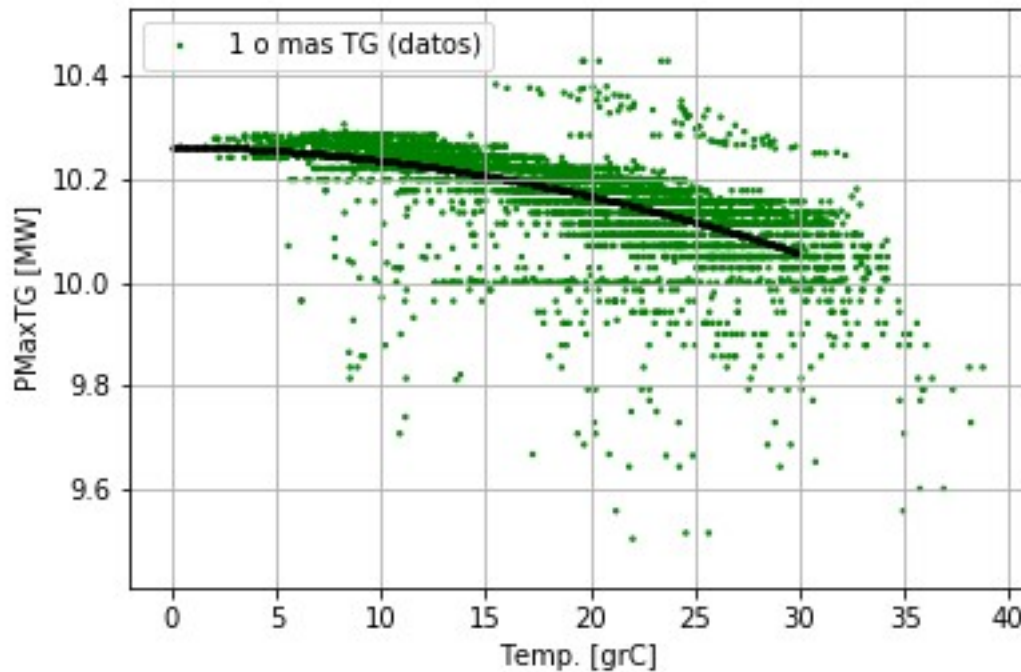


Figura 32: Potencia máxima generable modelo vs real Motores CB.

7.5 Parámetros a ingresar en SimSEE

A continuación se detallan los parámetros a introducir en el modelo SimSEE a partir de los parámetros y potencias detalladas en las secciones anteriores.

Parámetros técnicos CC: Se debe activar el checkbox “Usar modelo fp(consumoTG,NTG)” e introducir los valores alfa, beta y eta calculados.

Derating por temperatura: Se debe activar el checkbox “Activar derating por temperatura” y cargar los valores de temperatura y potencia en p.u. calculados. El derating en p.u. toma como base la Pmax de las TGs, el cual debe cargarse según lo considerando para el cálculo de derating. En el formulario del actor se debe seleccionar la fuente y borne con la temperatura que se quiere considerar como entrada al polinomio de derating.

1. **PminTV [MW]:** Se debe considerar la potencia despachada por la TV cuando el CC opera en ciclo cerrado con solo 1 TG, operando en el mínimo técnico.
2. **PminTG [MW]:** Se debe considerar la potencia despachada por las TGs cuando operan en ciclo cerrado con 2 TG, operando en el mínimo técnico.
3. **PmaxTV [MW]:** Se debe introducir la potencia nominal máxima de chapa (190 MW).

$$4. \text{ CvMinTecTG [USD/MWh]: } cvMinTec^{TG} = \frac{(C_{TG}^0 + C_{TG}^{inc} P_{TG}^{min})}{P_{TG}^{min}} \frac{precio_{GO}}{\rho_{comb}} \cdot PMin^{TG}$$

corresponde al valor considerado en 2.

$$5. \text{ cvIncTG [USD/MWh]: } cvInc^{TG} = C_{TG}^{inc} \frac{precio_{GO}}{\rho_{comb}}$$



6. **cvMinTecTV [USD/MWh]:**
$$cv_{TG}^{MinTec} = \frac{(C_{TV}^0 + C_{TV}^{inc} P_{TV}^{Min})}{P_{TV}^{Min}} \frac{precio_{GO}}{\rho_{comb}}$$

7. **cvIncTV [USD/MWh]:**
$$cv_{TV}^{inc} = C_{TV}^{inc} \frac{precio_{GO}}{\rho_{comb}}$$

8. Costos variables no combustibles. Para las unidades TG se debe considerar el costo variable no combustible del ciclo combinado operando en ciclo abierto.

$$CVNC_{TG} = CVNC_{CA}$$

En el caso de las unidades TV, se debe calcular el $CVNC_{TV}$ para que el costo variable no combustible del ciclo combinado cerrado operando a pleno $CVNC_{CC}$ coincida con el valor declarado por el generador. Como solo se puede especificar un valor no combustible por tipo de unidad, se debe calcular $CVNC_{TV}$ promediando los valores declarados por el generador en ambos modos de operación. El $CVNC_{CC}$ puede calcularse a partir de los CVNC de cada tipo de unidad según la siguiente ecuación.

$$CVNC_{TV}(PTG, NTG) = \frac{CVNC_{CC}[P_{TG} + P_{TV}(PTG, NTG)] - CVNC_{TG}P_{TG}}{P_{TV}(PTG, NTG)}$$

Para calcular un valor representativo del $CVNC_{TV}$ se deben promediar los valores obtenidos para medio ciclo y ciclo completo cerrado.

$$CVNC_{TV} = \frac{[CVNC_{TV}(PTGMax, 1) + CVNC_{TV}(2PTGMax, 2)]}{2}$$

Siendo:

- ρ_{comb} : Densidad del combustible en kg/m³.
- $precio_{GO}$: Precio del combustible en USD/m³.



8 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.....	4
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.....	6
3.7 Despacho promedio.....	7
3.8 Despacho térmico.....	8
3.9 Despacho falla.....	8
3.10 Consumos previstos de combustibles.....	9
3.11 Valorización de la Demanda al Costo Marginal.....	10
4 HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA.....	10
4.1 Principales hipótesis.....	10
4.2 Demanda y Falla.....	11
4.2.1 11Previsión de demanda.....	11
4.2.2 Representación de la falla.....	13
4.3 Situación hidrológica y Clima.....	13
4.3.1 Energía Hidráulica Afluente Trimestral (EHAT).....	13
4.3.2 Previsión climática NDE 2024 (Fuente CPTEC).....	14
4.3.3 Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, noviembre de 2024). 15	
4.3.4 Perspectivas climáticas Salto Grande.....	17
4.4 Precios de los combustibles y costos variables de las unidades térmicas.....	17
4.5 Centrales generadoras térmicas.....	19
4.6 Centrales generadoras de fuente eólica.....	21



4.7 Centrales generadoras de fuente solar fotovoltaica.....	.21
4.8 Intercambios de Energía.....	.22
4.9 Mantenimientos programados de generación.....	.24
4.10 Programa indicativo de mantenimientos para los siguientes 36 meses.....	.25
4.11 Red de Trasmisión.....	.28
Por Conversora Melo:.....	.28
Por Conversora Rivera.....	.28
4.12 Generación forzada.....	.28
5 MODELO.....	.29
5.1 Versión SimSEE.....	.29
5.2 Salas SimSEE.....	.29
5.3 Horizontes de tiempo.....	.29
5.4 Estado inicial del Sistema (al 28/10/2024).....	.29
5.5 Demanda.....	.29
5.6 Modelado de las Unidades de Falla.....	.29
5.6.1 Modelado del Ciclo Combinado.....	.29
5.7 Controles de Cota y erogados mínimos de los embalses.....	.30
5.8 Factores de planta de Generadores Eólicos y Solares Fotovoltaicos.....	.31
5.9 Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas.....	.31
5.10 Parámetros generales.....	.31
6 ANEXO I: PLAN DE EQUILIBRIO DE LA GENERACIÓN PARA PROGRAMACIÓN ESTACIONAL NOVIEMBRE 2024.....	.32
6.1 Resumen.....	.32
6.2 Introducción.....	.32
6.3 Parámetros principales.....	.33
6.3.1 Versión de SimSEE.....	.33
6.3.2 Horizonte de expansión.....	.33
6.3.3 Opciones de expansión.....	.33
6.4 Obtención de una Política de Operación Razonable de Largo Plazo (PORLP).....	.35
6.5 Resultados.....	.36



7 ANEXO II: CÁLCULO DE LOS CONSUMOS ESPECÍFICOS Y PARÁMETROS QUE MODELAN EN SIMSEE EL CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS UNIDADES TÉRMICAS A GAS-OIL Y FUEL-OIL.....	.38
7.1 Resumen ejecutivo.....	.39
7.2 Hipótesis.....	.40
7.3 Metodología.....	.41
7.3.1 Filtrado de Datos.....	.41
7.3.2 Parámetros derating temperatura.....	.41
7.3.3 Parámetros consumo específico y factor de potencia.....	.42
7.4 Resultados.....	.44
7.4.1 Ciclo Combinado.....	.44
7.4.2 Punta del Tigre 1-6.....	.47
7.4.3 Punta del Tigre 7-8.....	.49
7.4.4 Central Térmica de Respaldo.....	.51
7.4.5 Motores Central Battle.....	.53
7.5 Parámetros a ingresar en SimSEE.....	.55
8 GLOSARIO.....	.57
ÍNDICE DE FIGURAS.....	.61
ÍNDICE DE TABLAS.....	.62

Índice de figuras

Figura 1: Evolución de la cota de Bonete.....	.5
Figura 2: Evolución de la cota de Palmar.....	.5
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.....	.7
Figura 6: Despacho térmico acumulado.....	.8
Figura 7: Despacho falla acumulado.....	.8
Figura 8: Consumo acumulado de GO.....	.9
Figura 9: Consumo acumulado de FOMO.....	.9
Figura 10: Energía Hidráulica Afluente promedio móvil trimestral del último año móvil.....	.14
Figura 11: Previsión climática para NDE/2024 (CPTEC/INPE, octubre de 2024).....	.15



Figura 12: Modelos de previsión del Niño/Niña.....	16
<i>Figura 13: Previsión Niño/Niña.....</i>	17
Figura 14: Precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril.....	18
<i>Figura 15: Mantenimientos programados del 26/10/2024 al 02/01/2026.....</i>	24
Figura 16: Programa indicativo para el período 02/01/2026 al 01/01/2027.....	25
Figura 17: Programa indicativo para el período 02/01/2027 al 31/12/2027.....	26
Figura 18: Configuración del horizonte de simulación.....	33
Figura 19: Curvas de respuesta línea consideradas en el modelado en SimSEE de los actores solar_amp y eolica_amp.....	35
Figura 20: Evolución del aprendizaje de la PORLP.....	36
Figura 21: Expansión resultante en MW por fecha.....	37
Figura 22: Consumo específico modelo vs real Ciclo Combinado.....	45
Figura 23: Potencia máxima generable modelo vs real Ciclo Combinado.....	46
Figura 24: Factor de potencia modelo vs real Ciclo Combinado.....	47
Figura 25: Consumo específico modelo vs real Punta del Tigre 1-6.....	48
Figura 26: Potencia máxima generable modelo vs real Punta del Tigre 1-6.....	49
Figura 27: Consumo específico modelo vs real Punta del Tigre 7-8.....	50
Figura 28: Potencia máxima generable modelo vs real Punta del Tigre 7-8.....	51
Figura 29: Consumo específico modelo vs real CTR.....	52
Figura 30: Potencia máxima generable modelo vs real CTR.....	53
Figura 31: Consumo específico <i>modelo vs real Motores CB</i>	54
Figura 32: <i>Potencia máxima generable modelo vs real Motores CB</i>	55

Índice de tablas

Tabla 1: Balance energético en el período 01/11/24 al 30/04/25.....	4
Tabla 2: Demandas planas adicionales a considerar para la PES.....	12
Tabla 3: Energía real y proyectada de los años 2022 a 2052.....	12
Tabla 4: Representación de la Falla para Noviembre.....	13
Tabla 5: Representación de la Falla para Diciembre.....	13
Tabla 6: Precio de combustibles derivados.....	18
Tabla 7: Disponibilidad de las unidades térmicas.....	19
Tabla 8: Tiempo Medio de Reparación (TMR) recibidos.....	20
Tabla 9: Costos Variables de las unidades térmicas.....	20
Tabla 10: Centrales de generación eólica.....	21



Tabla 11: Centrales de generación solar fotovoltaica.....	22
Tabla 12: Incorporaciones de centrales de generación solar fotovoltaica.....	22
Tabla 13: Mantenimientos adicionales.....	27
Tabla 14: Continuación mantenimientos adicionales.....	28
Tabla 15: Parámetros del actor Generador Térmico Combinado generando con Gasoil para el mes de Noviembre.....	30
Tabla 16: Parámetros del actor Generador Térmico Combinado generando con Gasoil para el mes de Diciembre.....	30
<i>Tabla 17: Controles de cota para las centrales hidroeléctricas.....</i>	<i>30</i>
Tabla 18: Parámetros en SimSEE para considerar controles de crecida de las centrales hidroeléctricas.....	31
Tabla 19: Configuración de las opciones de inversión en OddFace.....	34
Tabla 20: Consumos específicos calculados para cada central.....	39
Tabla 21: Información <i>considerada para el cálculo de los parámetros</i>	40
Tabla 22: Parámetros calibrados y <i>consumos específicos Ciclo Combinado</i>	44
Tabla 23: Ajuste modelo Ciclo Combinado.....	45
Tabla 24: Parámetros calibrados y consumos específicos <i>Punta del Tigre 1-6</i>	47
Tabla 25: Ajuste modelo <i>PTA 1-6</i>	48
Tabla 26: Parámetros calibrados y consumos específicos <i>Punta del Tigre 7-8</i>	49
Tabla 27: Ajuste modelo <i>PTA 7-8</i>	50
Tabla 28: Parámetros calibrados y consumos específicos <i>CTR</i>	51
Tabla 29: Ajuste modelo <i>CTR</i>	52
Tabla 30: Parámetros calibrados y consumos específicos <i>Motores CB</i>	53
Tabla 31: Ajuste modelo <i>Motores CB</i>	54