



# Programación Estacional (PES) Mayo - Octubre 2023

**ADME**

**12/06/2023**

**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
12-06-2023	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Valentina Groposo, Milena Gurin, Carolina Rodriguez y Santiago Machado.	Creación del informe y puesta en vista a los Agentes del MMEE.
12-07-2023	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Valentina Groposo, Milena Gurin, Carolina Rodriguez y Santiago Machado.	Se publica el informe aprobado por el Directorio de ADME.



# 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 29/04/2023 al 03/11/2023.

1. Las perspectivas climáticas prevén que el fenómeno ENSO pase a condiciones de El Niño, condicionando para el trimestre Oct-Nov-Dic que las precipitaciones estén por encima de lo normal. Para el trimestre May-Jun-Jul se esperan que las precipitaciones se encuentren dentro de los promedios históricos.
2. Se estima que la demanda a nivel de generación para el año 2023 será de 11872 GWh, lo que significa un crecimiento de 3.6 % respecto de la demanda del año 2022. Este valor no incluye demandas de nuevos proyectos ni consumo de UPM1.
3. La demanda estimada en el Período Estacional, con confianza 90 % es de 6656.7 GWh  $\pm$  1.8 %.
4. El valor esperado del Costo Marginal en el período estacional es de 61.8 USD/MWh.
5. La operación del lago de Rincón de Bonete en el período estacional es tal que la cota se mantiene por encima de los 72.9 m y por debajo de 80.7 m en ambos casos con probabilidad de 95%.
6. El despacho de Falla acumulado con probabilidad de excedencia del 5 % es 1.1 GWh y el valor esperado es 0.2 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 de Rincón de 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 29/04/2023 al 03/11/2023.

Fuente	Generación acumulada [GWh]	% de la Generación total
Hidráulica	3583,8	44,6
Térmica	242,4	3,0
Biomasa	933,7	11,6
Eólica	2944,1	36,6
Solar	216,3	2,7
Falla	0,2	0,0
Importación Argentina	0,5	0,0
Importación Brasil	122,8	1,5
<b>Generación Total</b>	<b>8043,8</b>	<b>100,0</b>
Excedentes Vertimiento	428,3	
Exportación Argentina	958,8	
Exportación Brasil	0,0	
<b>Demanda</b>	<b>6656,7</b>	

Tabla 1: Balance energético en el período 29/04/23 al 03/11/23.

La demanda estimada es de 6656.7 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 29/04/2023 y el 03/05/2024.

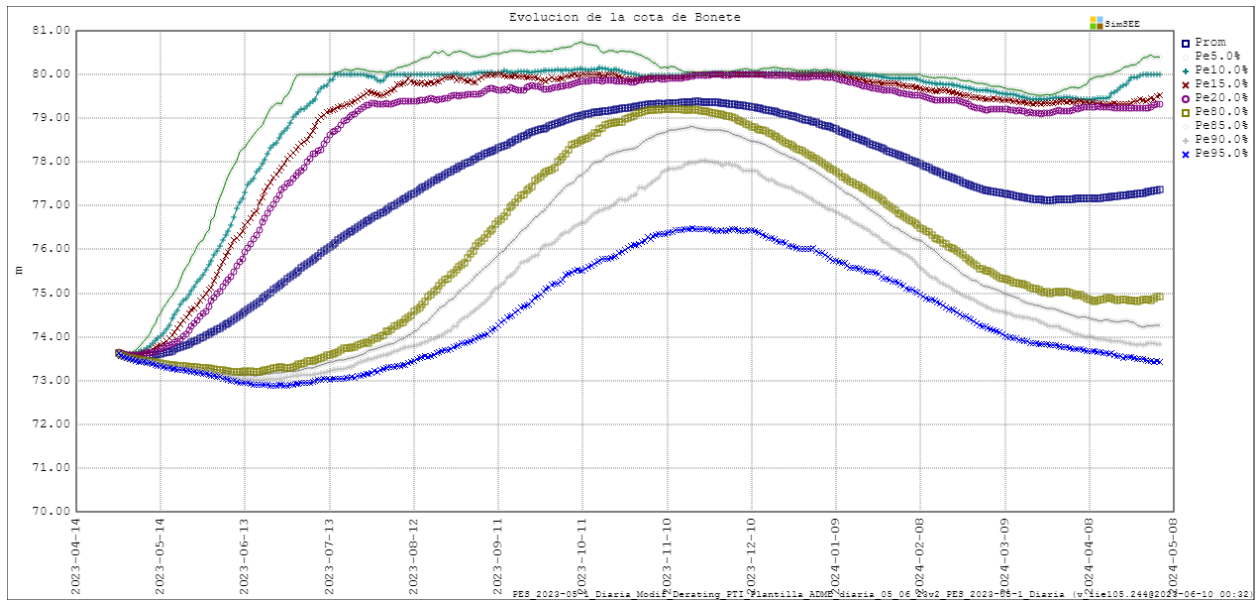


Figura 1: Evolución de la cota de Bonete.

En el Período Estacional la cota del lago de Rincón de Bonete se mantiene por encima de los 72.9 m y por debajo de 80.7 m ambas con probabilidad 95%. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 79.3 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 29/04/2023 y el 03/05/2024.

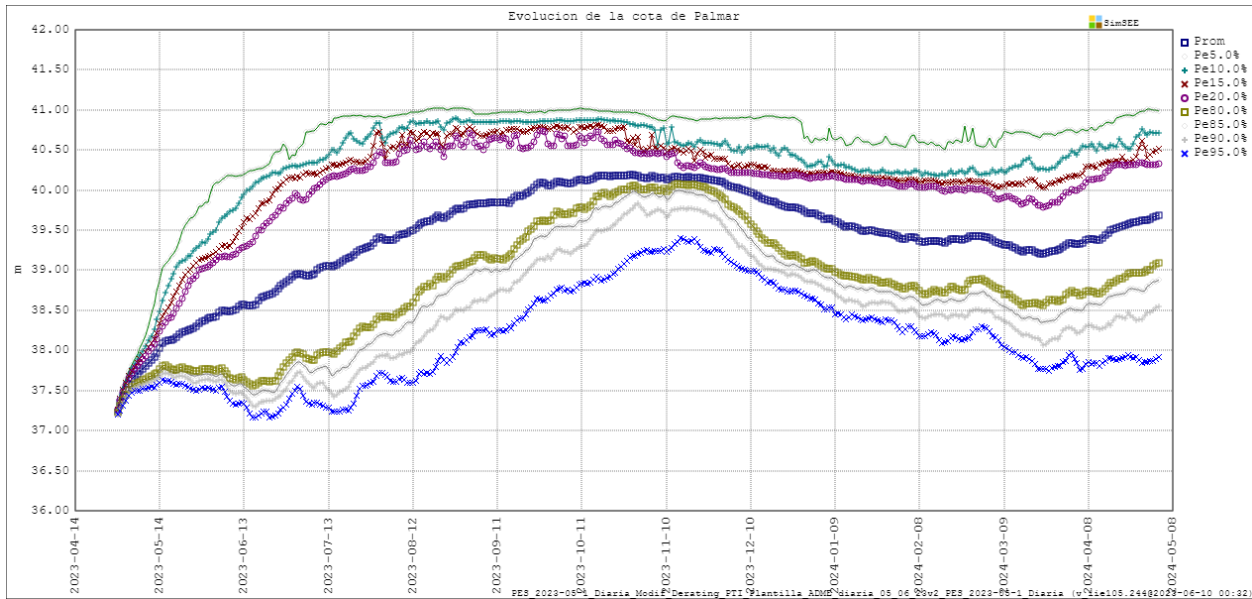


Figura 2: Evolución de la cota de Palmar.

En el Período Estacional la cota del lago de Palmar se mantiene por encima de los 37.2 m y por debajo de 41.0 m, ambas cotas con probabilidad 95 %. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 40.2 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 29/04/2023 y el 03/05/2024.

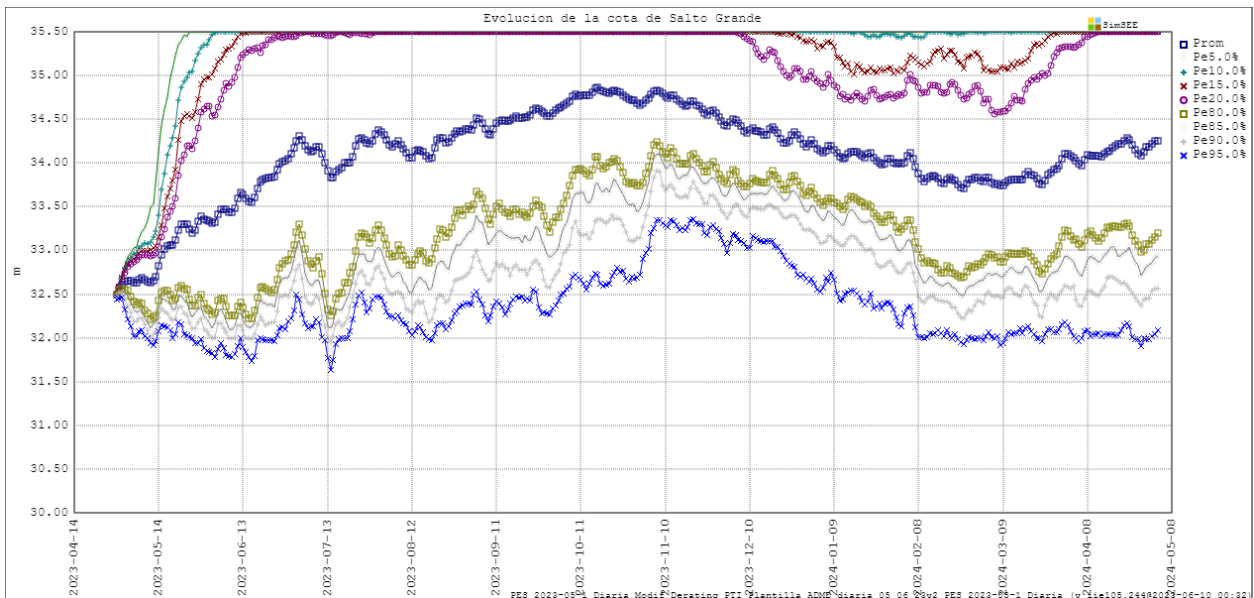


Figura 3: Evolución de la cota vista por Uruguay de Salto Grande.



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, ambas cotas con probabilidad de excedencia 95 %. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 34.7 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 29/04/2023 y el 03/05/2024.

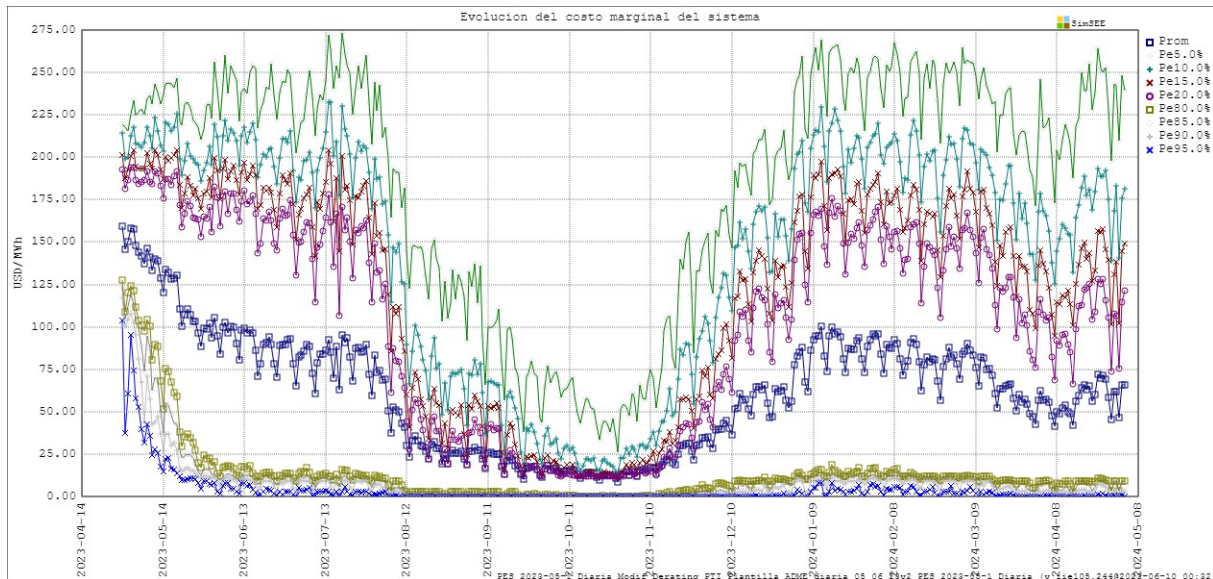


Figura 4: Evolución del Costo Marginal del Sistema.

En el Período Estacional el Costo Marginal esperado es de 61.8 USD/MWh y se mantiene por encima de los 0.1 USD/MWh y por debajo de 276.1 USD/MWh 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 29/04/2023 y el 03/05/2024.



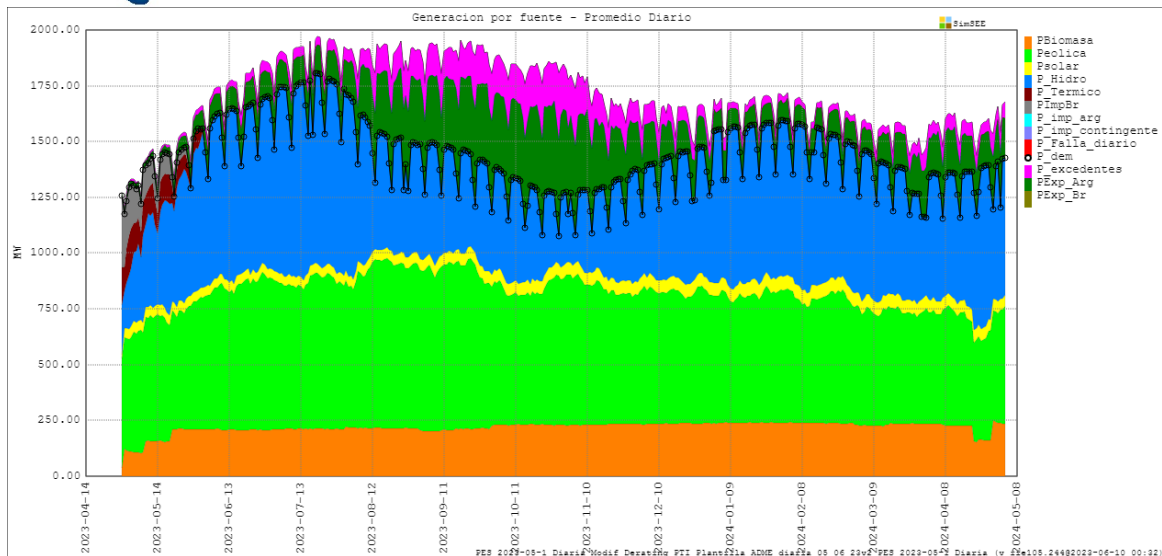


Figura 5: Generación por fuente.

Se observa el incremento gradual en la generación de UPM2 a partir en el inicio del período estudio.

### 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 29/04/2023 y el 03/05/2024.

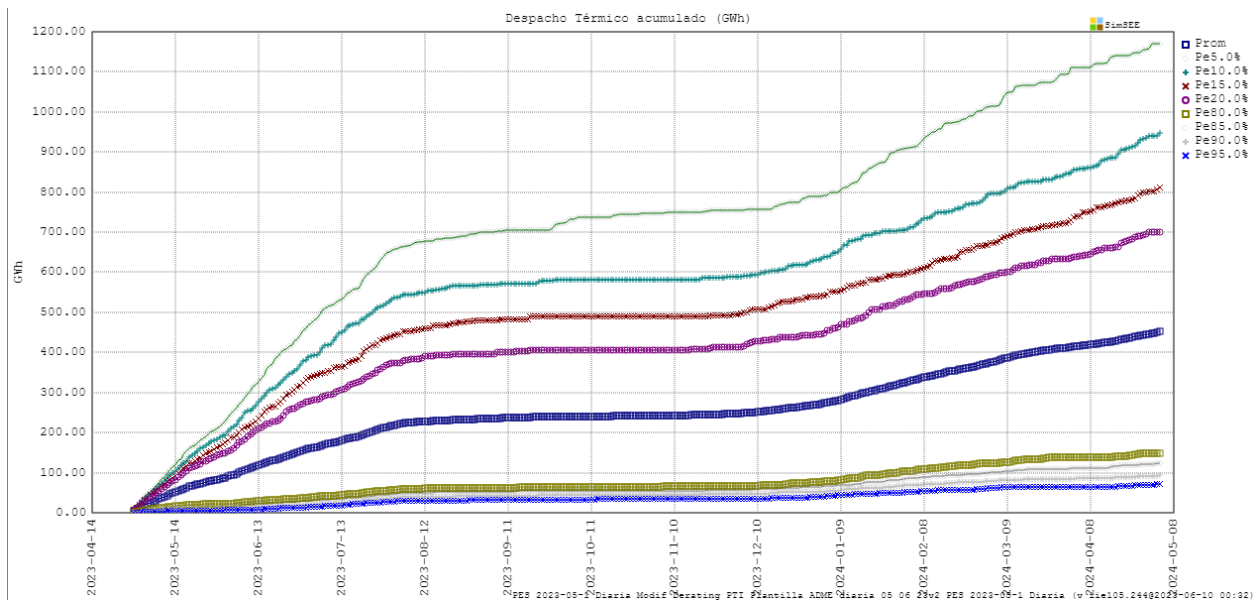


Figura 6: Despacho térmico acumulado.

En el Período Estacional el despacho térmico esperado es de 242.2 GWh, con un rango de variación comprendido entre 45.0 GWh y 579,3 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 29/04/2023 y el 03/05/2024.

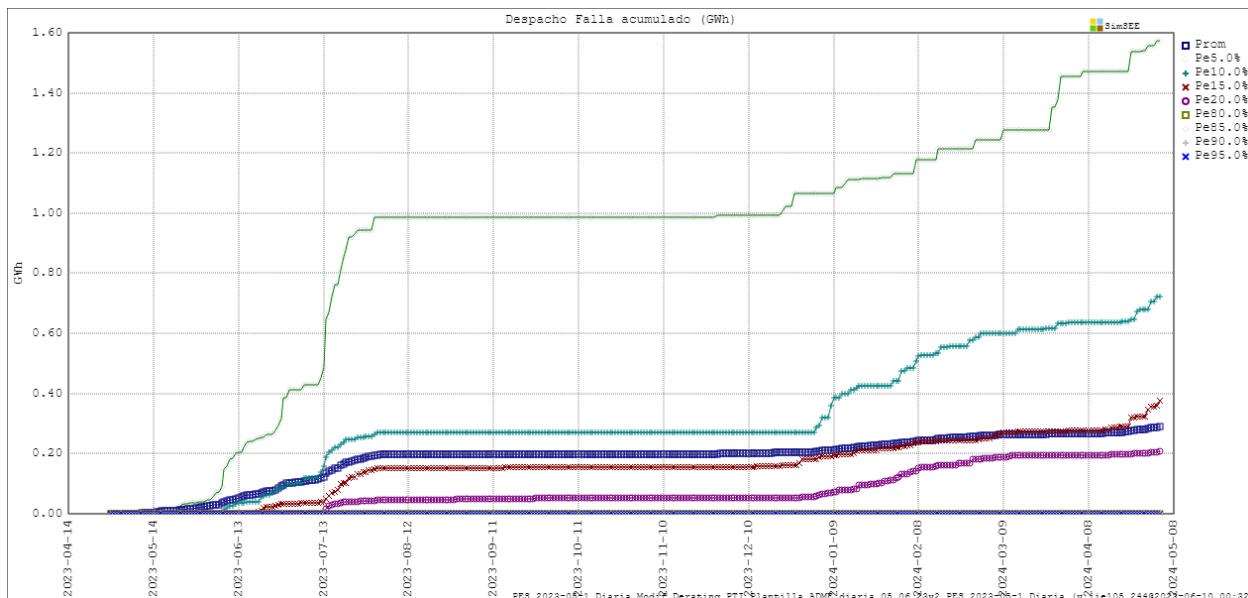


Figura 7: Despacho falla acumulado.

En el Período Estacional el despacho de falla esperado es de 0.2 GWh. El despacho de Falla acumulado con probabilidad de excedencia del 5 % es 1.1 GWh.

### 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 29/04/2023 y el 03/05/2024.

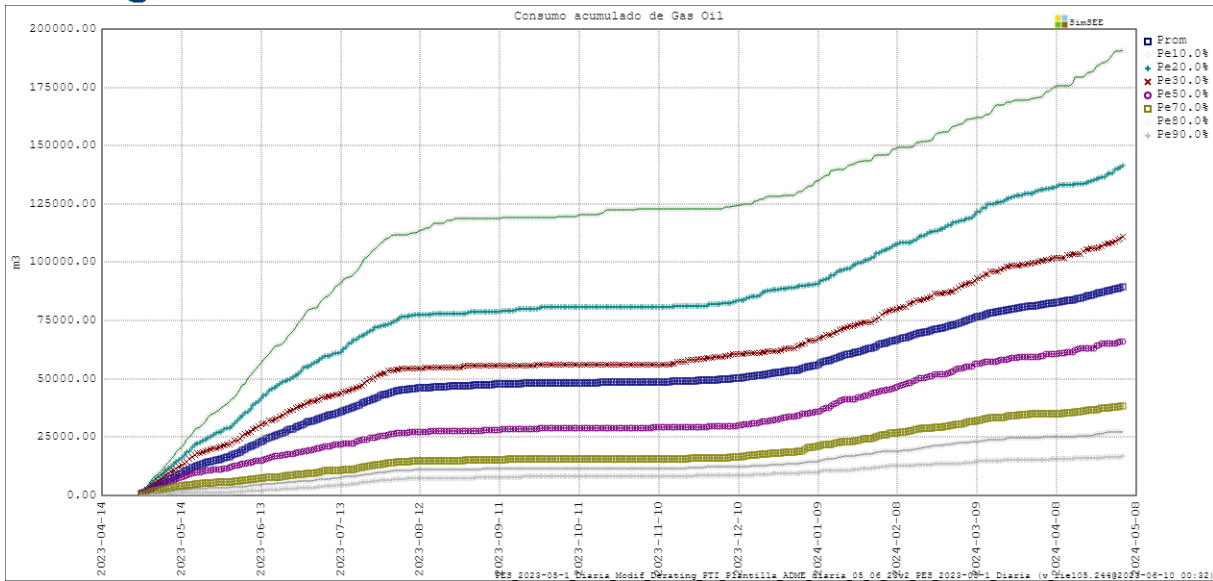


Figura 8: Consumo acumulado de GO.

En el Período Estacional el consumo esperado de Gasoil es de 48651.1 m<sup>3</sup>, con un rango de variación comprendido entre 8168.1 m<sup>3</sup> y 122320.6 m<sup>3</sup> con una confianza de 80 %.

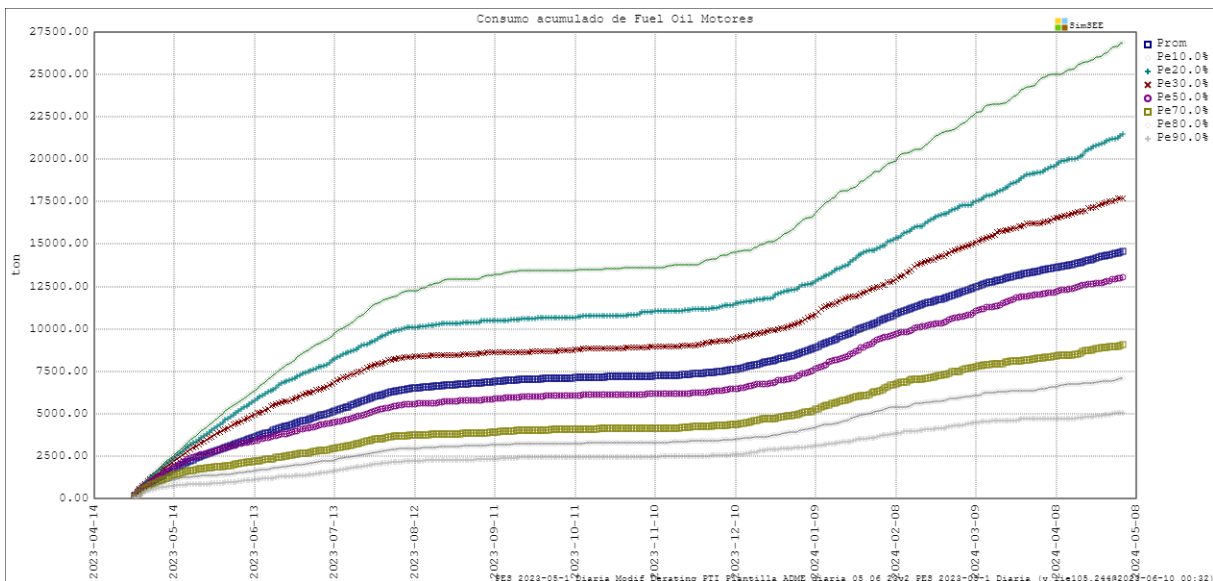


Figura 9: Consumo acumulado de FOMO.

Dentro del mismo período el consumo esperado de Fueloil Motores es de 7208.3 t, con un rango de variación comprendido entre 2474.1 t y 13619.8 t con una confianza de 80 %.



### 3.11 Valorización de la Demanda al Costo Marginal

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

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

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

ec. 1: Cálculo de la valorización de la demanda al Costo Marginal.

Siendo:

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

La valorización de la demanda al Costo Marginal es de 66.3 USD/MWh en el período comprendido entre el 29/04/2023 y el 28/04/2024.



## 4 Hipótesis y metodología

Se presenta en esta sección las hipótesis y metodología utilizada para realizar la PES en el período Mayo - Octubre 2023.

Las hipótesis de esta PES se cerraron el día 03/05/2023. Posteriormente, se llevó a cabo una revisión del plan de expansión, la calibración de las penalidades asociadas a la disminución de las cotas por debajo de los valores mínimos considerados en las centrales hidroeléctricas y del incumplimiento del caudal mínimo de 80 m<sup>3</sup>/s en Bonete (Decreto 54/022).

### 4.1 Principales hipótesis

- Se toman las siguientes tasas de crecimiento para la demanda base: 3.6%, 2.4%, 2.0%, 2.1%, 2.1% y 1.8% para los años 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 y 2028 respectivamente.
- UPM2 se considera en servicio desde el 09/05/2023.
- Se actualizan los precios de los combustibles según los vigentes desde el 03/05/2023.
- Se utiliza el sintetizador de aportes CEGH "iN34BPScmgsArBr\_compuesto\_DIARIO" creado en marzo 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 actualizan los mantenimientos de acuerdo a la última información disponible al 24/04/2023.
- Se mantiene el criterio de indexación de los costos variables de las unidades térmicas usado en las PES anteriores.
- Se agrega el modelado de la dependencia de la potencia máxima disponible de las centrales PTI 1-6 y Ciclo Combinado con la temperatura ambiente.
- Los erogados mínimos requeridos en las centrales hidroeléctricas de Salto Grande y Palmar, de 450<sup>1</sup> y 120<sup>2</sup> m<sup>3</sup>/s respectivamente. Se exige que el erogado mínimo en ambos casos se cumpla por paso de tiempo.
- Se actualizan las tendencias de la fuente de indexación del precio del petróleo de corto plazo con datos de la EIA de abril de 2023.

---

<sup>1</sup> Se representa solo la mitad uruguaya de la Central, por eso el caudal a erogar es 450 y no 900 m<sup>3</sup>/s. Cuando la Central no regula frecuencia el erogado mínimo es de 600 m<sup>3</sup>/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.

<sup>2</sup> 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.



- No se modela disponibilidad de GN en todo el periodo de optimización.
- No se representan limitaciones en el abastecimiento de combustibles líquidos durante el período de tiempo a considerar.

## **4.2 Demanda y Falla**

### **4.2.1 Previsión de demanda**

Para los primeros años de optimización (2023-2027) se utilizará la previsión de demanda de UTE-Distribuidor (actualizada en marzo 2023) con hipótesis de incorporación del proyecto de Movilidad Eléctrica. Para los años posteriores (2028 - 2052) se considera la tasa de crecimiento de largo plazo del 1.8% proporcionada por la DNE.

Adicionalmente se incorpora una demanda plana con el fin de representar nuevos proyectos que puedan ir apareciendo y que no se espera tengan la curva diaria de la demanda “tradicional”. Dicha demanda se modela según el siguiente detalle:

- comienza con 22.5 MW desde el 01-07-2023.
- asciende a 45 MW desde el 15-07-2023.
- asciende a 100 MW en 2024.
- asciende a 150 MW en 2025 .

Se modela además el consumo de UPM1 que representan 45 MW adicionales hasta el 31/07/2023.

En la Tabla 2 se muestra la energía real y proyectada del año 2020 al año 2052.



AÑO	Demanda base con mov. eléc. [GWh]	Tasa Demanda Base	Demanda nuevos proyectos [GWh]	Demanda adicional UPM [GWh]	Demanda total [GWh]	Tasas Demanda Total
2020	10.969	-	0	-	10.969	-
2021	11.202	2.1%	0	-	11.202	2.1%
2022	11.464	2.3%	0	-	11.464	2.3%
2023	11.872	3.6%	191	229	12.291	7.2%
2024	12.152	2.4%	878	0	13.031	6.0%
2025	12.399	2.0%	1.314	0	13.713	5.2%
2026	12.665	2.1%	1.314	0	13.979	1.9%
2027	12.928	2.1%	1.314	0	14.242	1.9%
2028	13.161	1.8%	1.318	0	14.479	1.7%
2029	13.398	1.8%	1.314	0	14.712	1.6%
2030	13.639	1.8%	1.314	0	14.953	1.6%
2031	13.885	1.8%	1.314	0	15.199	1.6%
2032	14.135	1.8%	1.318	0	15.452	1.7%
2033	14.389	1.8%	1.314	0	15.703	1.6%
2034	14.648	1.8%	1.314	0	15.962	1.6%
2035	14.912	1.8%	1.314	0	16.226	1.7%
2036	15.180	1.8%	1.318	0	16.498	1.7%
2037	15.453	1.8%	1.314	0	16.767	1.6%
2038	15.731	1.8%	1.314	0	17.045	1.7%
2039	16.015	1.8%	1.314	0	17.329	1.7%
2040	16.303	1.8%	1.318	0	17.620	1.7%
2041	16.596	1.8%	1.314	0	17.910	1.6%
2042	16.895	1.8%	1.314	0	18.209	1.7%
2043	17.199	1.8%	1.314	0	18.513	1.7%
2044	17.509	1.8%	1.318	0	18.826	1.7%
2045	17.824	1.8%	1.314	0	19.138	1.7%
2046	18.145	1.8%	1.314	0	19.459	1.7%
2047	18.471	1.8%	1.314	0	19.785	1.7%
2048	18.804	1.8%	1.318	0	20.121	1.7%
2049	19.142	1.8%	1.314	0	20.456	1.7%
2050	19.487	1.8%	1.314	0	20.801	1.7%
2051	19.838	1.8%	1.314	0	21.152	1.7%
2052	20.195	1.8%	1.318	0	21.512	1.7%

Tabla 2: Energía real y proyectada de los años 2020 a 2052.

#### 4.2.2 Representación de la falla

En la Tabla 3 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	12915	333
Entre 2 y 7	23269	600
Entre 7 y 14.5	93079	2400
Entre 14.5 y 100	155132	4000

Tabla 3: Representación de la Falla.

Se considera un tipo de cambio de 38.783 \$/USD según BCU dólar billete al 30/04/2023.

#### 4.3 Situación hidrológica y Clima

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



### 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.<sup>3</sup>

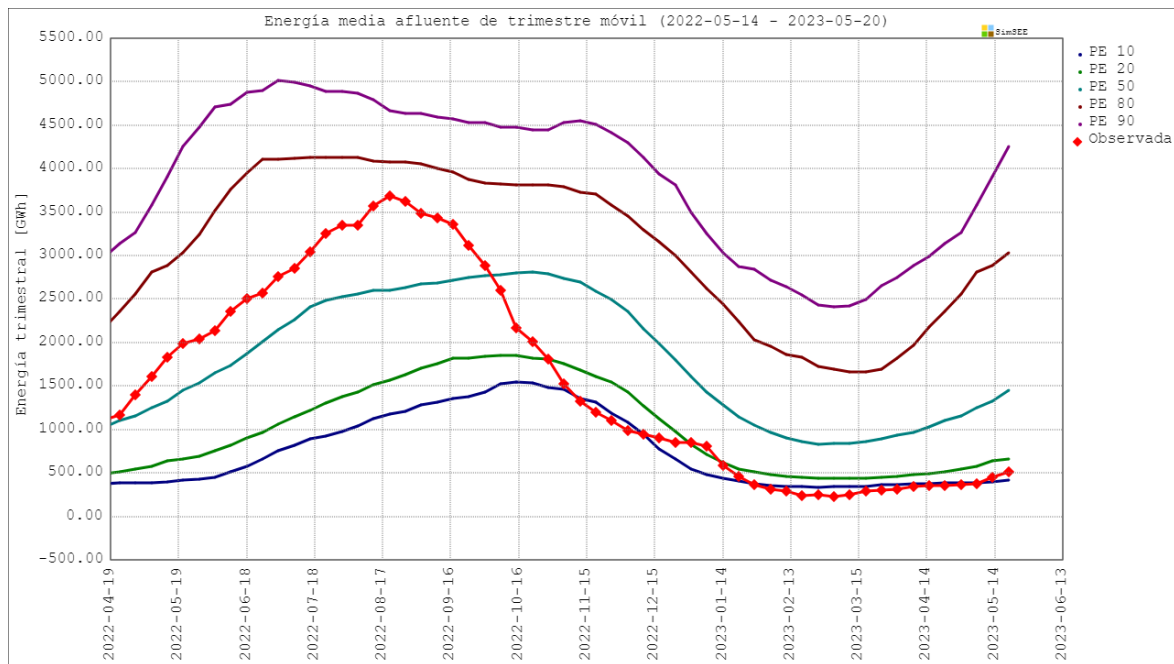


Figura 10: Energía Hidráulica Afluyente promedio móvil trimestral del último año móvil.

Se observa que a mediados de mayo el sistema se encuentra con una hidraulicidad por debajo de la PE20% histórica para la época, del orden de los 500 GWh en el último trimestre móvil.

### 4.3.2 Previsión climática junio-agosto 2023 (Fuente CPTEC)

En la Figura 11 se muestra la previsión probabilística de precipitaciones (CPTEC/INPE, mayo 2023<sup>4</sup>) en tres categorías para el trimestre junio - julio - agosto de 2023.

<sup>3</sup> <https://adme.com.uy/>

<sup>4</sup> [http://clima1.cptec.inpe.br/~rclima1/pdf\\_notatecnica/Nota\\_Tecnica.pdf](http://clima1.cptec.inpe.br/~rclima1/pdf_notatecnica/Nota_Tecnica.pdf)



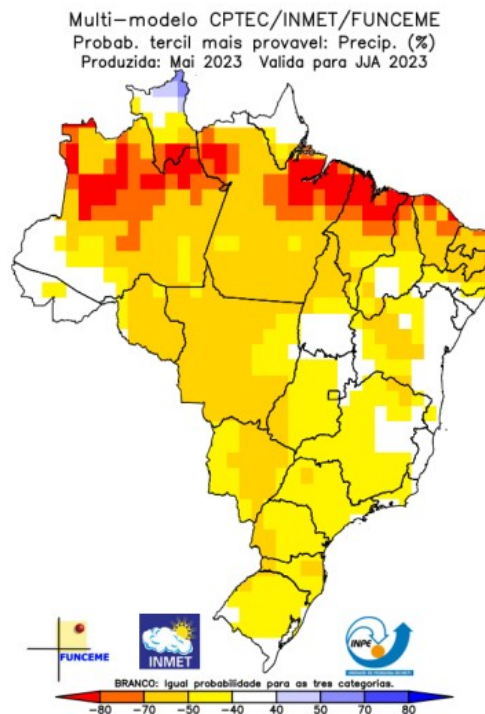


Figura 11: Previsión climática para JJA/2023 (CPTec/INPE, mayo de 2023).

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 inferiores a lo normal es el más probable.

#### 4.3.3 Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, mayo de 2023<sup>5</sup>)

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

<sup>5</sup>[https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/current/?enso\\_tab=enso-cpc\\_plume](https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/current/?enso_tab=enso-cpc_plume)

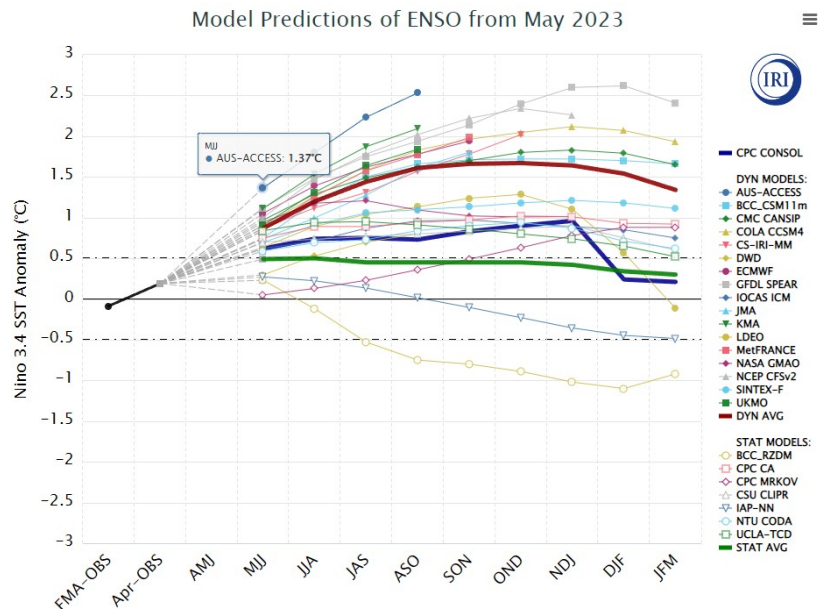


Figura 12: Modelos de previsión del Niño/Niña.

A partir de la Figura 12 se observa que, para el período de estudio el ensemble de pronósticos muestra una dispersión en el rango -1 a 2.5. Si se consideran las curvas roja y verde de trazo continuo como los valores esperados, se observa que las estimaciones parten en mayo de valores entre 0,5 y 1 y terminan en octubre en valores similares. Se puede concluir que la previsión del IN34 tiene un sesgo hacia condiciones de Niño en el próximo trimestre, manteniéndose hasta fin de año.



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 Diciembre del 2023.

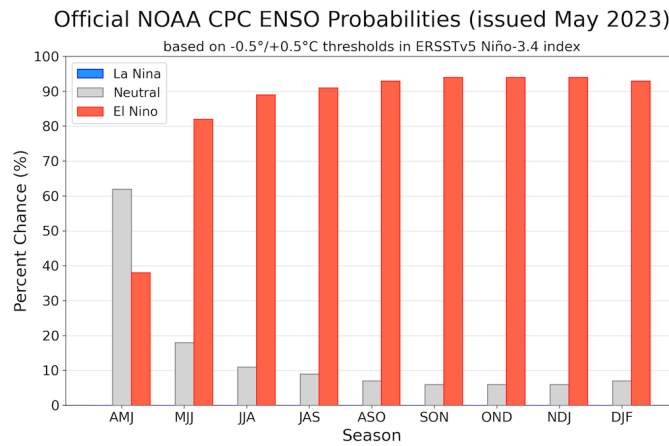


Figura 13: Previsión Niño/Niña.

A partir de la Figura 13 se observa que, para el período de estudio el pronóstico muestra más probabilidad de ocurrencia del Niño.

En resumen, ambas Figuras 12 y 13 indican prevalencia de El Niño para los próximos meses, las que se mantienen hasta primavera inclusive.

#### 4.3.4 Perspectivas climáticas Salto Grande

Según el informe “Perspectivas\_Climáticas\_2023\_05” realizado por Salto Grande<sup>6</sup> se espera que a lo largo del próximo trimestre se de una transición hacia condiciones Niño en el océano Pacífico ecuatorial, con probabilidades superiores al 80%. Para el segundo semestre del año es altamente probable (90%) que se den condiciones de “El Niño”; con altas probabilidades (80%) de que sea Moderado y con probabilidades medias (50% de probabilidad) de que sea Intenso. Más allá de que posiblemente se desarrollen condiciones de “El Niño” a lo largo del próximo trimestre, se debe tener en cuenta que la incidencia en favorecer las altas precipitaciones en la cuenca de aporte a Salto Grande es principalmente durante las estaciones de primavera y verano. Por lo tanto, no se espera incidencia de dicho fenómeno en las lluvias del próximo trimestre May-Jun-Jul.

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

Se utilizan los precios de combustibles vigentes al 03/05/2023 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 2023.

En la Figura 14 se muestran los precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril desde marzo de 2023 hasta fines de 2024.

<sup>6</sup><https://sgdrive.saltogrande.org/s/4cPtX7Aoymn9D8K>

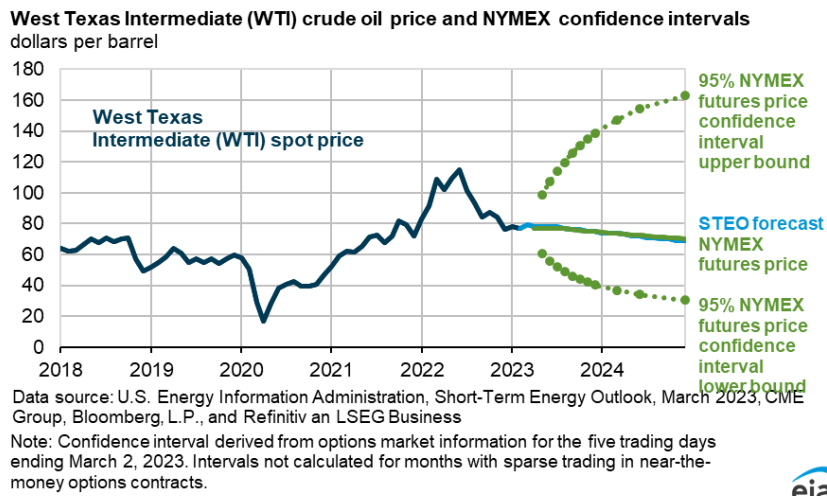


Figura 14: Precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril

A partir de la Figura 14 se puede observar que el valor esperado del pronóstico tiene una tendencia a la baja, llegando a los 75 USD/barril hacia fines del 2023. La previsión tiene una dispersión grande, con un máximo del orden de 130 USD/barril y un mínimo de aproximadamente 40 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 03-05-2023.

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

En la Tabla 3 se muestran los precios de los combustibles.

<b>REF WTI (US\$/Barril):</b>		<b>78.8</b>	
<b>Combustibles</b>	<b>U\$/m3</b>	<b>Densidad kg/l</b>	<b>U\$/T</b>
<b>Gasoil</b>	<b>852.7</b>	<b>0.833</b>	<b>1023.6</b>
<b>Fueloil Motores</b>	<b>653.1</b>	<b>0.985</b>	<b>663.1</b>

Tabla 3: Precio de combustibles derivados.



#### 4.5 Centrales térmicas en base a combustibles fósiles

En la Tabla 4 se muestran los valores de disponibilidad fortuita para las centrales térmicas. Los valores surgen de promediar los valores considerados en la Garantía de Suministro 2023 con los de la PES Noviembre 2022. En el caso del Ciclo Combinado cerrado (CC 2 TG + TV) los valores se calculan según las disponibilidades obtenidas de las TG y TV y del resto de parámetros del CC.

	Motores	CTR	PTA16	PTA78	CC 1 TG	CC TV	CC 2 TG + TV
Coefficiente Disponibilidad	81.7%	80.6%	86.1%	85.6%	90.0%	77.5%	83.2%
Disponibilidad desde 1/1/2027	79.2%	78.1%	83.6%	83.1%	90.0%	77.5%	83.2%

Tabla 4: Disponibilidad de las unidades térmicas

En la Tabla 5 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 propios<sup>7</sup>.

Unidad	C.E. a pleno g/kWh	C.E. en mín tec g/kWh	Precio del Combustible U\$/ton	Variable Combustible U\$/MWh	Variable No Combustible U\$/MWh	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
C.Battle Motores	208.1	208.1	663.1	138.0	12.5	150.5	150.5
PTA 1-6	230.2	356.8	1023.6	235.5	11.5	247.0	376.7
CTR	288.7	591.9	1023.6	295.4	7.3	302.7	613.1
PTA 7 y 8	258.0	348.3	1023.6	264.0	9.1	273.1	365.6
PTB - CA - GO	259.5	337.4	1023.6	265.5	5.1	270.6	350.4
PTB - CC - GO	173.2	219.4	1023.6	177.2	6.3	183.5	230.9

Tabla 5: Costos Variables de las unidades térmicas.

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

#### 4.6 Centrales en base al recurso eólico.

En la Tabla 6 se muestran las centrales de generación eólica con su potencia autorizada a inyectar a la red de UTE.

<sup>7</sup>Para 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).



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 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 (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
<b>TOTAL</b>		<b>1476.7</b>
<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 6: Centrales de generación eólica.

#### 4.7 Centrales en base al recurso solar fotovoltaico.

En la Tabla 7 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 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	CERNEAL S.A.	1
VINGANO	VINGANO S.A.	1
YARNEL	YARNEL S.A.	9.5
<b>TOTAL</b>		<b>238.8</b>

Tabla 7: Centrales de generación solar fotovoltaica.

En la Tabla 8 se muestran las incorporaciones futuras de centrales de generación solar fotovoltaica.

Central Generadora	Agente Generador	Fecha de incorporacion	Potencia (MW)
Punta del Tigre	UTE	15-01-2024	26

Tabla 8: Incorporaciones de centrales de generación solar fotovoltaica.

#### 4.8 Centrales térmicas en base a Biomasa

En la Tabla 9 se puede observar los parámetros considerados para las centrales de generación de fuente biomasa.





Generador	Potencia Efectiva [MW]	f.d. fortuita	TMR [horas]
Uruply	5	0.3	0
UPM	25	0.5	72
Fenirol	9.5	0.93	72
Bioener	10	0.77	72
Montes del Plata	100	0.74	72
Galofer	12.5	0.73	72
Dank	4.4	0.68	72
Alur	3.1	1.00	0
Lanas Trinidad	0.3	0.36	0
Las Rosas	0.2	1.00	0
Liderdat	2.45	0.82	0

Tabla 9: Modelado generadores fuente biomasa

Los valores de la Tabla 9 corresponden a una aproximación en base su generación a los efectos de simular la energía disponible de cada recurso en el período estacional y no son válidos como determinantes de la disponibilidad real de las respectivas centrales de generación. 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 los generadores que figuran con factor de disponibilidad f.d.=1 la potencia disponible se determina a partir de los valores históricos de generación entregada a la red (excluyendo los períodos de mantenimiento declarados). Para los generadores Dank, Liderdat, Galofer, Bioener y Fenirol la potencia disponible queda determinada por los valores calculados en estudios anteriores.

En la Tabla 10 se presenta el cronograma de incorporación de potencias y disponibilidades para UPM2, junto con los mantenimientos previstos.

		días	días mant.	días neto	MW	fd	
9/5/2023	19/5/2023	10		10	180	0.3	
20/5/2023	30/6/2023	41		41	180	0.6	
1/7/2023	30/9/2023	91		90	190	0.6	
1/10/2023	31/3/2024	182		183	190	0.7	
1/4/2024	31/3/2025	364	10	356	220	0.6	10 días mantenimiento octubre 2024
1/4/2025	31/3/2026	364		365	220	0.75	
1/4/2026	31/3/2027	364	10	355	220	0.8	10 días mantenimiento abril 2026
Futuro					220	0.8	10 días mantenimiento cada 18 meses

Tabla 10: Cronograma de entrada de UPM2.



#### **4.9 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**

Hasta el 01/06/23 se modela la importación ocasional de Brasil con una potencia máxima de 500 MW, disponibilidad fortuita de 50 % y un precio de 130 USD/MWh.

A partir del 02/06/23 se modela una importación con una potencia máxima de 300 MW con una disponibilidad fortuita de 70 %. Se utiliza el CEGH “iN34BPScmgsArBr\_compuesto\_DIARIO” 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 BR) 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 11 y 12 se muestran los mantenimientos adicionales a los presentados en las figuras anteriores.

Generador	Central generadora	Observaciones
Uruply S.A.	Lumin	<u>Comentario del comunicado:</u> En el año 2023 la primera parada de mantenimiento sera entre el 1/05 y 09/05 (estimada) y la segunda por 8-10 días en noviembre. Para el resto de los años, el objetivo es tener una parada de 5-6 días en mayo y una de 10-11 días en noviembre <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2023: Semana 19; Semanas 45 y 46 Año 2024: Semana 19; Semanas 45 y 46 Año 2025: Semana 18; Semanas 44 y 45 Año 2026: Semana 18; Semanas 44 y 45 Año 2027: Semana 18; Semanas 44 y 45
Celulosa y Energía Punta Pereira S.A.		<u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2023: Semanas 16 y 17
Luz de Loma S.A.		Sin mantenimientos programados
Luz de Río S.A.		Sin mantenimientos programados
Luz de Mar S.A.		Sin mantenimientos programados
Bioener		<u>Comentario del comunicado:</u> En principio consideramos mantenimientos de tres semanas de duración a comienzos de setiembre. Esta planificación prodrá cambiar en función de las necesidades de UTE (coordinación con DNC). <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2023: Semanas 36 a 38 Año 2024: Semanas 37 a 39 Año 2025: Semanas 36 a 38 Año 2026: Semanas 36 a 38 Año 2027: Semanas 36 a 38
R del Sur S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> Mantenimiento de la subestación aprox. 8 horas de un día en octubre de cada año. <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2023: Semana 42 Año 2024: Semana 42 Año 2025: Semana 42 Año 2026: Semana 42 Año 2027: Semana 42
R del Este S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> Mantenimiento de la subestación aprox. 8 horas de un día en octubre de cada año. <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2023: Semana 42 Año 2024: Semana 42 Año 2025: Semana 42 Año 2026: Semana 42 Año 2027: Semana 42
Ladaner S.A.		<u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2023: Semana 11 Año 2024: Semana 11 Año 2025: Semana 10 Año 2026: Semana 10 Año 2027: Semana 10
Agua Leguas S.A.	P.E. Peralta I	<u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2023: Semana 12
Agua Leguas S.A.	P.E. Peralta II	<u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2023: Semana 12
Estrellada S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> Mantenimiento Anual de SSEE .Parada 12 hs 29-3-2023 de 7:30 hs a 19:30 hs <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2023: Semana 13

Tabla 11: Mantenimientos adicionales



Generador	Central generadora	Observaciones
Glymont S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> Les cuento que los mantenimientos se hacen por turbina, los únicos días que resultan en indisponibilidad total son los que se hace mantenimientos de Sub-Estación, en consecuencia determinar una semana de parada sería sobredimensionar dichas paradas.
Generación Eólica Minas S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> Les cuento que los mantenimientos se hacen por turbina, los únicos días que resultan en indisponibilidad total son los que se hace mantenimientos de Sub-Estación, en consecuencia determinar una semana de parada sería sobredimensionar dichas paradas.
Ploesine S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> Les cuento que los mantenimientos se hacen por turbina, los únicos días que resultan en indisponibilidad total son los que se hace mantenimientos de Sub-Estación, en consecuencia determinar una semana de parada sería sobredimensionar dichas paradas.
Fingano S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> SEMANA 10: Mantenimiento anual de subestación.  2024: Calibración SMEC  2026: Ensayos periodicos 5 años.  <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2023: Semana 10 Año 2024: Semana 10 Año 2025: Semana 10 Año 2026: Semana 10 Año 2027: Semana 10
Vengano S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> SEMANA 10: Mantenimiento anual de subestación.  2024: Calibración SMEC  2026: Ensayos periodicos 5 años.  <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2023: Semana 10 Año 2024: Semana 10 Año 2025: Semana 10 Año 2026: Semana 10 Año 2027: Semana 10
Alto Cielo S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> SEMANA 18_2023: Mantenimiento anual BoP Electrico.  <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2023: Semana 18 Año 2024: Semana 12 Año 2025: Semana 12 Año 2026: Semana 12 Año 2027: Semana 12
Dicano S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> Se prevé para la fecha indicada una parada por mantenimiento de subestación <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2023: Semana 27
Fenima S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> Se prevé para la fecha indicada una no producción por mantenimiento de subestación principal <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2023: Semana 28
Petilcoran S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> Se prevé para la fecha indicada una no producción por mantenimiento de subestación principal <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2023: Semana 29
Giacote S.A.	P.F. Arapey Solar	<u>Comentario del comunicado:</u> Se prevé para la fecha indicada una no producción por mantenimiento de subestación principal <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2023: Semana 31
Giacote S.A.	P.F. Menafra Solar	<u>Comentario del comunicado:</u> Se prevé para la fecha indicada una no producción por mantenimiento de subestación principal <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2023: Semana 32
Raditon S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> Se prevé para la fecha indicada una no producción por mantenimiento de subestación principal <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2023: Semana 30

Tabla 12: Continuación mantenimientos adicionales.





#### **4.12 Red de Trasmisión.**

Está planificado un trabajo sobre la convertora de Melo (CME) para el mes de setiembre de 2023 que indispondrá la misma en ambos sentidos entre el 04-09-2023 al 08-09-2023 inclusive. Para minimizar la indisponibilidad, se realizarán dos trabajos en forma simultánea: Bianuales de Reactor de la línea Melo-Candiota, sección línea Melo-Candiota, seccionadores derivación reactor de línea, seccionadores y modificación al control de la Convertora vinculado al recierre monofásico de la línea ME5-SC5 . Se estima que en 2024 se realicen otros trabajos que indispongan el intercambio durante los meses de Setiembre (del 9 al 13/09) y del mes de noviembre (del 4 al 8/11), sin fecha planificada. Para los años 2025 y 2026 se repiten los trabajos del 2023 y 2024.

En la Convertora de Rivera (CRI) se planifican trabajos para realizar reparaciones en los transformadores convertidores: en el mes de Octubre del 2/10 al 13/10 y del 23/10 al 27/10/23, y en Noviembre del 6/11 al 17/11 y del 27/11 al 01/12/23. En principio los trabajos no serían consecutivos.

Según lo informado por Obras de Trasmisión para el año 2023, habrá una serie de indisponibilidades en el circuito PA5-MA5 Palmar 500kV - Montevideo A 500 kV, del 1 de abril al 10 de mayo (6 cortes de 8 horas durante los fines de semana y 1 corte continuo de 6 días en la semana del 17 de abril o la siguiente). Del 10 de Agosto al 15 de Noviembre (corte final de 8 horas de duración los fines de semana y durante las 48 horas posteriores a cada corte las líneas se energizan pero se continuará trabajando para la puesta en servicio). Estos trabajos no indispondrían generación, pero sí puede existir la necesidad de generación forzada de unidades térmicas para control de tensión.

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

#### **4.13 Generación forzada.**

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



## 5 Modelo

### 5.1 Versión SimSEE

Se utiliza la versión iie105\_244 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: 29/04/2023 - 04/08/2024

Fecha de optimización sala paso semanal: 06/05/2023 - 31/12/2035

Fecha de la simulación sala paso diario: 29/04/2023 - 04/05/2024

Fecha guarda de simulación sala paso diario: 29/04/2023

### 5.4 Estado inicial del Sistema

Cota inicial del lago de Bonete: 73.66 m.

Cota inicial del lago de Palmar: 37.17 m.

Cota vista inicial del lago de SG UY: 32.47 m.

Aportes: Bonete = 97 m<sup>3</sup>/s, Palmar = 46 m<sup>3</sup>/s, SG UY= 569 m<sup>3</sup>/s.

Valores trimestrales del iN3.4 (a partir del trimestre AMJ): 0.46; 0.785; 1.098; 1.328; 1.406; 1.481; 1.547; 1.473; 1.386.

### 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 13 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]	345.3	19.4
cv incr. [USD/MWh]	224.4	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 13: Parámetros del actor Generador Térmico Combinado generando con Gasoil.

En la Sección 6 se detalla el cálculo de los parámetros de derating.

### 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 14.

	Cota Mínima (m)	Penalidad (MUSD/(m-día))
<b>Bonete</b>	72.3	1.315
<b>Palmar</b>	37	0.458
<b>SG</b>	32	0.611

Tabla 14: 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 m<sup>3</sup>/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 m<sup>3</sup>/s con una penalización por incumplimiento de 0.24 MUSD/Hm<sup>3</sup> para 2023 y 0.31 MUSD/Hm<sup>3</sup> para 2024. 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 0.5 MUSD/(m.día), sin indexación.



En la Tabla 15 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 <sup>3</sup> /s]	0; 1990; 4510	0; 10045.45; 20091	0; 13455; 26910

Tabla 15: 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: 21.7%
- Factor de planta Eólica: 41%

## 5.9 Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas

Se utilizan los sintetizadores CEGH “iN34BPScmgsArBr\_compuesto\_DIARIO.txt ” y “iN34BPScmgsArBr\_compuesto\_SEMANAL.txt” (marzo 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: Modelado del derating por temperatura en PTI 1-6 y el Ciclo Combinado

En SimSEE se modela la dependencia de la Potencia máxima generable por el Ciclo Combinado y Punta del Tigre 1-6 con la temperatura ambiente según las siguientes ecuaciones:

- PTI 1-6 (actor “Térmico básico”):  
$$P_{PTI}^{Max}(T) = P_{TG}^{Max}(T) = N_{TG} \times P_{TG}^{Max} \times \min(1, PolDerating(T))$$
- Ciclo Combinado (actor “Ciclo Combinado”):  
$$P_{CC}^{Max}(T) = P_{TG}^{Max}(T) + \min(fp \times P_{TG}^{Max}(T), N_{TV} \times P_{TV}^{Max})$$

Siendo:

- $P_{TG}^{Max}$  ,  $P_{TV}^{Max}$  : Potencia máxima nominal de las unidades Turbo Gas y Turbo Vapor.
- $N_{TG}$  ,  $N_{TV}$  : Unidades disponibles Turbo Gas y Turbo Vapor.
- $PolDerating(T) = a \times T^2 + b \times T + c$  : Polinomio de 2do grado que modela el derating de la potencia máxima entregable por las TG en función de la temperatura ambiente. Los coeficientes del polinomio se calculan para ajustarse a los puntos de Temperatura y Potencia en p.u. ingresados en el formulario del actor.
- $f_p$  : Factor de potencia (TV/TG) que modela la disponibilidad de potencia en las TV en función de la generación de las unidades TG.

Para la calibración de los parámetros se utilizaron datos quinceminutales de potencia inyectada al SIN por las centrales y temperatura ambiente del año 2021, minimizando el error cuadrático medio entre la potencia máxima estimada por el modelo y la observada. En el caso del Ciclo Combinado, aparte de los coeficientes del polinomio, se calibró el factor de potencia y se actualizaron las potencias máximas de las unidades TG y TV, dada su influencia en la potencia máxima entregable por la central. En el caso de PTI 1-6 se actualizó a 45 MW la potencia máxima nominal de las TG de acuerdo a lo informado por el fabricante el 30/5/23, y se topearon los datos de potencia inyectada de las unidades en ese mismo valor. Solo se consideraron los datos en los que la potencia generada por las unidades fueran superior al rango inferior de funcionamiento a pleno de las unidades, de acuerdo a lo informado por los generadores.

En la Tabla 16 se muestran los Parámetros SimSEE modificados para la incorporación del derating por temperatura.



Parámetros actores SimSEE	Ciclo Combinado	Punta del Tigre 1-6
Puntos Temp. [°C]	0.00; 17.00; 37.00	0.00; 17.00; 37.00
Puntos P. [p.u.]	1.06; 0.96; 0.90	1.02; 0.99; 0.95
Pmax TG [MW]	180	45
Pmax TV [MW]	190	-
Factor de Potencia PTV/PTG [p.u]	0.5083	-

Tabla 16: Parámetros modificados para la incorporación del derating por temperatura.

En las Figuras 18 y 19 se grafican los datos de potencia máxima y estimación del modelo SimSEE en función de la temperatura ambiente con los parámetros anteriores. En el caso del Ciclo Combinado se pueden observar 4 curvas bien diferenciadas que comenzando desde arriba muestran el ajuste del modelo con el CC operando en ciclo cerrado (2 TG + 1 TV), 2 TG, medio ciclo cerrado (1 TG + 1 TV) y 1 TG respectivamente.

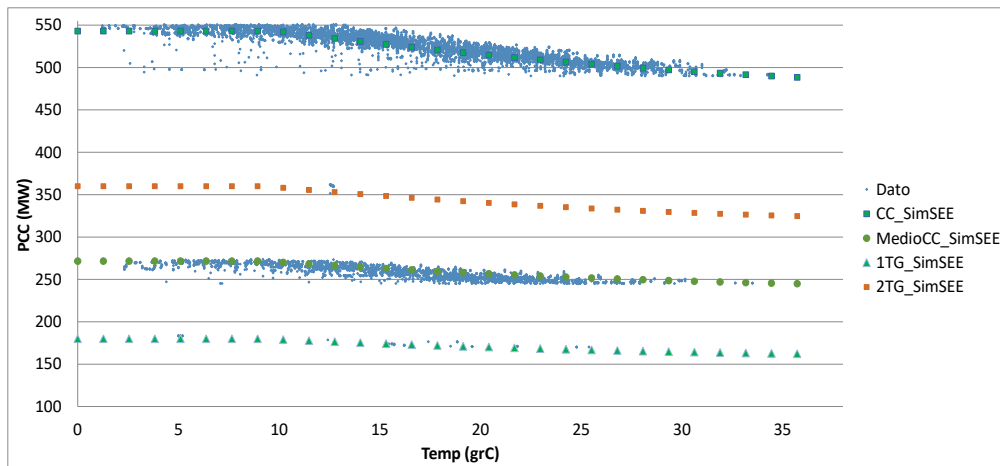


Figura 18: Potencia máxima dato y estimación del modelo SimSEE en función de la temperatura ambiente (Ciclo Combinado).

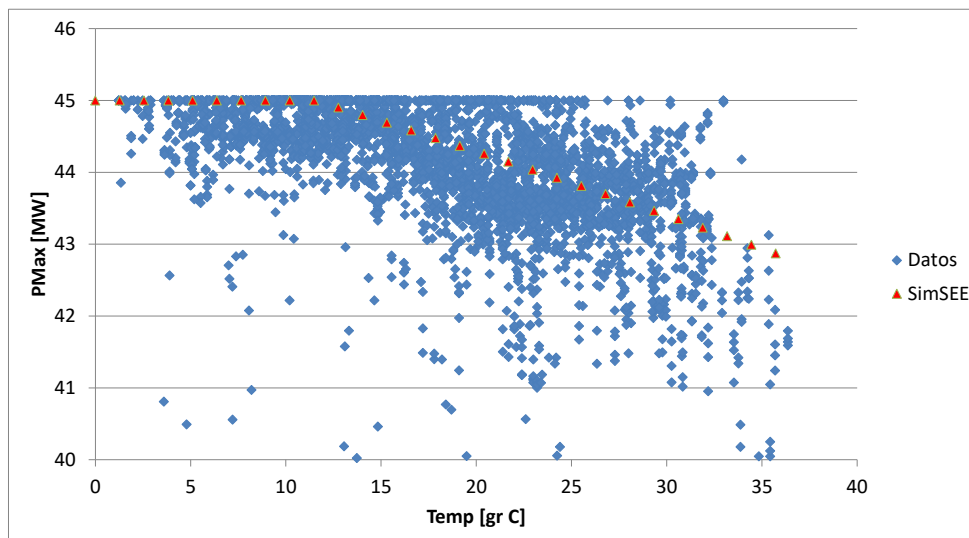


Figura 19: Potencia máxima dato y estimación del modelo SimSEE en función de la temperatura ambiente (PTI 1-6).



## 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

<b>1 RESUMEN EJECUTIVO.....</b>	<b>2</b>
<b>2 INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>3</b>
<b>3 RESULTADOS.....</b>	<b>4</b>
3.1 Valores del agua.....	4
3.2 Balance energético.....	4
3.3 Evolución de la cota de Bonete.....	5
3.4 Evolución de la cota de Palmar.....	5
3.5 Evolución de la cota de Salto Grande.....	6
3.6 Costo Marginal del Sistema.....	7
3.7 Despacho promedio.....	7
3.8 Despacho térmico.....	8
3.9 Despacho falla.....	9
3.10 Consumos previstos de combustibles.....	9
3.11 Valorización de la Demanda al Costo Marginal.....	11
<b>4 HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA.....</b>	<b>12</b>
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.....	14
4.3.1 Energía Hidráulica Afluyente Trimestral (EHAT).....	15
4.3.2 Previsión climática junio-agosto 2023 (Fuente CPTEC).....	15
4.3.3 Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, mayo de 2023).....	16
4.3.4 Perspectivas climáticas Salto Grande.....	18
4.4 Precios de los combustibles y costos variables de las unidades térmicas.....	18
4.5 Centrales térmicas en base a combustibles fósiles.....	20
4.6 Centrales en base al recurso eólico.....	20



4.7 Centrales en base al recurso solar fotovoltaico.....	21
4.8 Centrales térmicas en base a Biomasa.....	22
4.9 Intercambios de Energía.....	24
4.10 Mantenimientos programados de generación.....	25
4.11 Programa indicativo de mantenimientos para los siguientes 36 meses.....	26
4.12 Red de Trasmisión.....	30
4.13 Generación forzada.....	30
<b>5 MODELO.....</b>	<b>31</b>
5.1 Versión SimSEE.....	31
5.2 Salas SimSEE.....	31
5.3 Horizontes de tiempo.....	31
5.4 Estado inicial del Sistema.....	31
5.5 Demanda.....	31
5.6 Modelado de las Unidades de Falla.....	31
5.6.1 Modelado del Ciclo Combinado.....	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.....	33
<b>6 ANEXO I: MODELADO DEL DERATING POR TEMPERATURA EN PTI 1-6 Y EL CICLO COMBINADO.....</b>	<b>34</b>
<b>7 GLOSARIO.....</b>	<b>37</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>41</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS.....</b>	<b>41</b>



## 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 JJA/2023 (CPTEC/INPE, mayo de 2023).....	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: Mantenimientos programados del 06/05/2023 al 04/05/2024.....	25
Figura 16: Programa indicativo para el período 04/05/2024 al 03/05/2025.....	26
Figura 17: Programa indicativo para el período 03/05/2025 al 02/01/2027.....	27
Figura 18: Potencia máxima dato y estimación del modelo SimSEE en función de la temperatura ambiente (Ciclo Combinado).....	35
Figura 19: Potencia máxima dato y estimación del modelo SimSEE en función de la temperatura ambiente (PTI 1-6).....	36

## Índice de tablas

Tabla 1: Balance energético en el período 29/04/23 al 03/11/23.....	4
Tabla 2: Energía real y proyectada de los años 2020 a 2052.....	14
Tabla 3: Precio de combustibles derivados.....	19
Tabla 4: Disponibilidad de las unidades térmicas.....	20
Tabla 5: Costos Variables de las unidades térmicas.....	20
Tabla 6: Centrales de generación eólica.....	21
Tabla 7: Centrales de generación solar fotovoltaica.....	22
Tabla 8: Incorporaciones de centrales de generación solar fotovoltaica.....	22



Tabla 9: Modelado generadores fuente biomasa.....	23
Tabla 10: Cronograma de entrada de UPM2.....	23
Tabla 11: Mantenimientos adicionales.....	28
Tabla 12: Continuación mantenimientos adicionales.....	29
Tabla 13: Parámetros del actor Generador Térmico Combinado generando con Gasoil.....	32
Tabla 14: Controles de cota para las centrales hidroeléctricas.....	32
Tabla 15: Parámetros en SimSEE para considerar controles de crecida de las centrales hidroeléctricas.....	33
Tabla 16: Parámetros modificados para la incorporación del derating por temperatura.....	35