



Programación Estacional (PES) Noviembre 2023 - Abril 2024

ADME

13/11/2023

Montevideo - Uruguay

ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Autores:

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

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

Responsible: Ruben Chaer

Versiones:

| Fecha | Autores | Motivo |
|------------|---|--|
| 13-11-2023 | María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Valentina Groposo, Milena Gurin, Carolina Rodriguez y Santiago Machado. | Creación del informe. |
| 11-12-2023 | María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Valentina Groposo, Milena Gurin, Carolina Rodriguez y Santiago Machado. | Finalizado el período para recibir observaciones de los Agentes. Se eleva al Directorio de ADME. |
| 20-12-2023 | 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. |



| | | |
|------------|---|---|
| 27-12-2023 | María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Valentina Groposo, Milena Gurin, Carolina Rodriguez y Santiago Machado. | Se corrige en el punto 4.2.1 el mes de la previsión de demanda de UTE-Distribuidor. Decía marzo 2023 se corrige a setiembre 2023. |
|------------|---|---|

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 04/11/2023 al 03/05/2024.

1. Las perspectivas climáticas prevén que el fenómeno ENSO esté en condiciones de El Niño hasta el próximo invierno, condicionando para el trimestre Nov-Dic-Ene que las precipitaciones estén por encima de lo normal.
2. Se estima que la demanda a nivel de generación para el año 2024 será de 11858 GWh, lo que representa un crecimiento de 2,1 % respecto de la demanda del año 2023. Este valor no incluye demandas de nuevos proyectos. Si se incluyen las demandas asociadas a nuevos proyectos () se estima una demanda total de 12205 GWh.
3. La demanda total estimada en el Período Estacional, con confianza 90 %, es de 5846.4 GWh \pm 1.5 %.
4. El valor esperado del Costo Marginal en el período estacional es de 34.1 USD/MWh.
5. La operación del lago de Rincón de Bonete en el período estacional mantiene la cota por encima de los 75.4 m y por debajo de 81.0 m en ambos casos con probabilidad de 95%.
6. El despacho de Falla acumulado con probabilidad de excedencia del 5 % es 0 GWh y el valor esperado es 0.0003 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 04/11/2023 al 03/05/2024.

| Fuente | Generación acumulada [GWh] | % de la Generación total |
|-------------------------|----------------------------|--------------------------|
| Hidráulica | 3713,7 | 49,7 |
| Térmica | 38,4 | 0,5 |
| Biomasa | 961,8 | 12,9 |
| Eólica | 2473,2 | 33,1 |
| Solar | 253,9 | 3,4 |
| Falla | 0,0 | 0,0 |
| Importación Argentina | 0,0 | 0,0 |
| Importación Brasil | 25,2 | 0,3 |
| Generación Total | 7466,2 | 100,0 |
| Excedentes Vertimiento | 563,7 | |
| Exportación Argentina | 1056,1 | |
| Exportación Brasil | 0,0 | |
| Demanda | 5846,4 | |

Tabla 1: Balance energético en el período 04/11/23 al 03/05/24.

La demanda estimada es de 5846.4 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 04/11/2023 y el 31/12/2024.

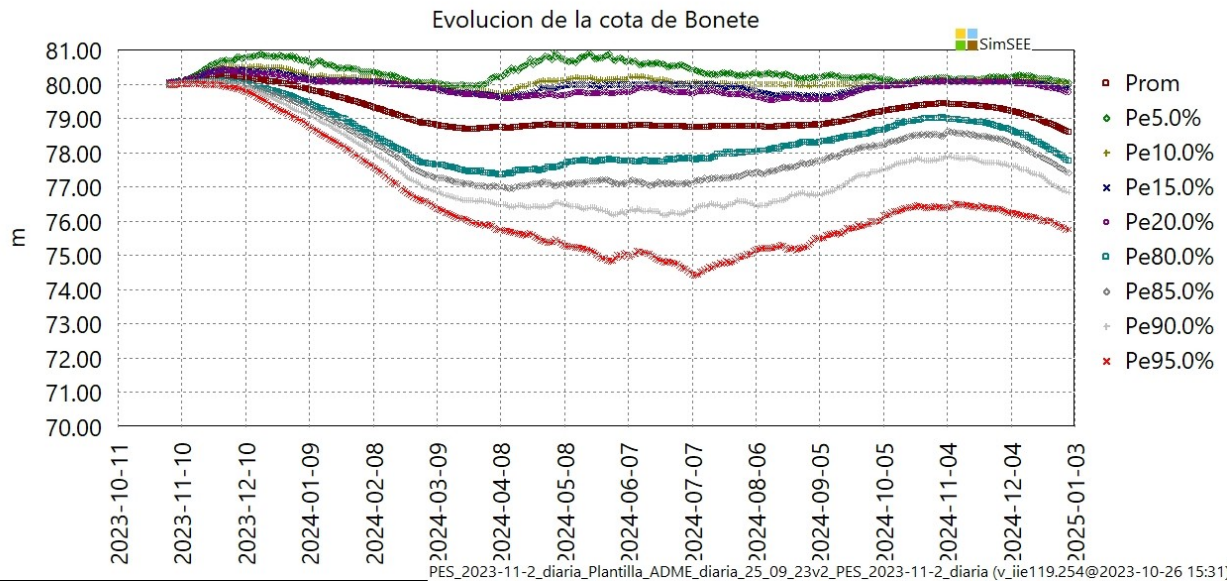


Figura 1: Evolución de la cota de Bonete.

En el Período Estacional la cota del lago de Rincón del Bonete se mantiene por encima de los 75.4 m y por debajo de 81.0 m en ambos casos con probabilidad 95%. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 78.8 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 04/11/2023 y el 31/12/2024.

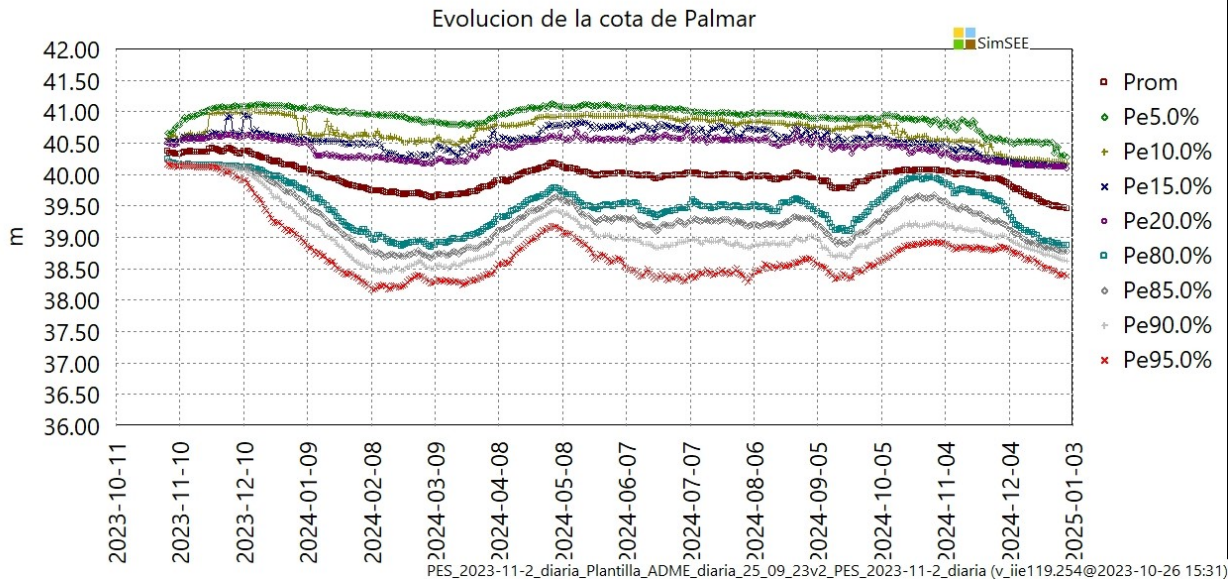


Figura 2: Evolución de la cota de Palmar.

En el Período Estacional la cota del lago de Palmar se mantiene por encima de los 38.2 m y por debajo de 41.1 m, en ambos casos 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 04/11/2023 y el 31/12/2024.

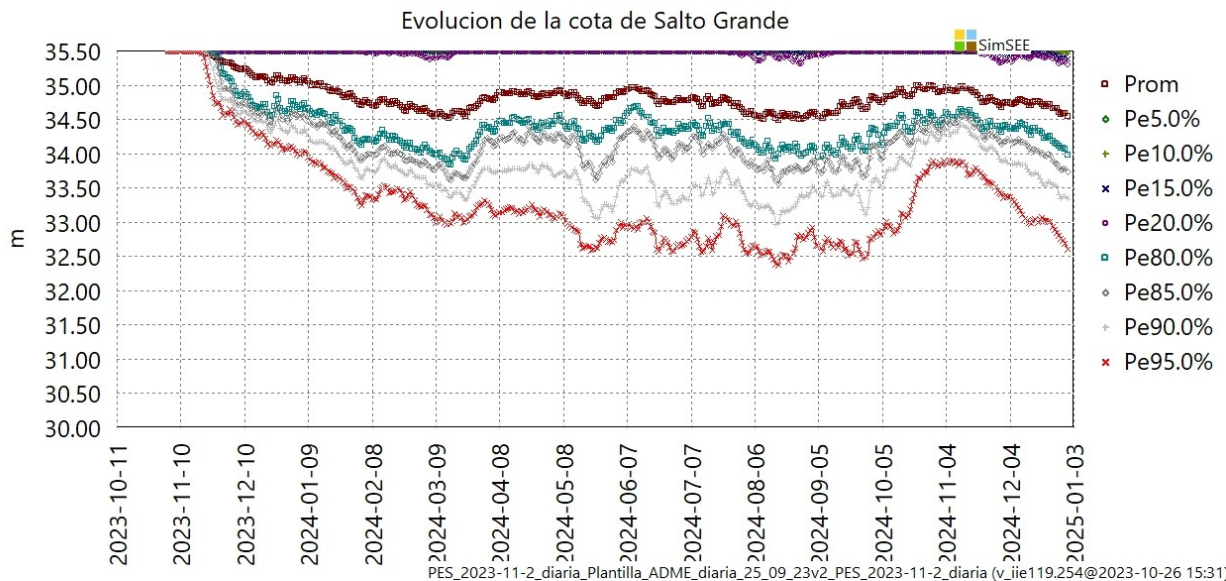


Figura 3: Evolución de la cota vista por Uruguay de Salto Grande.



En el Período Estacional la cota vista por Uruguay del lago de Salto Grande se mantiene por encima de los 32.9 m y por debajo de 35.5 m, en ambos casos con probabilidad de excedencia 95 %. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 34.9 m.

3.6 Costo Marginal del Sistema

En la Figura 4 se muestra la evolución esperada del Costo Marginal junto con 8 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 04/11/2023 y el 31/12/2024.

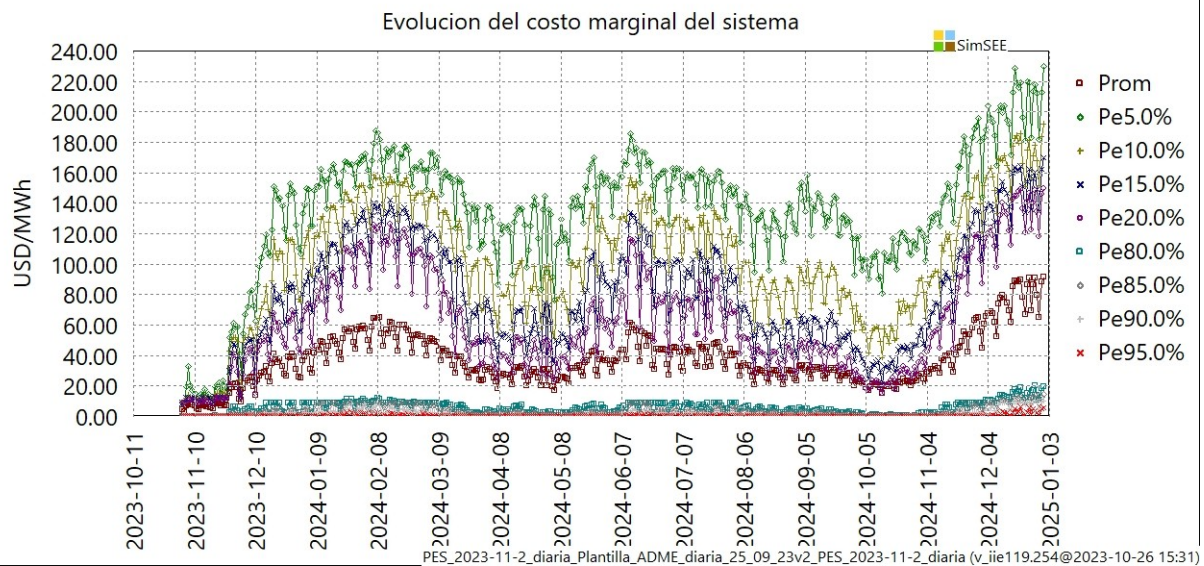


Figura 4: Evolución del Costo Marginal del Sistema.

El Costo Marginal esperado en el Período Estacional es de 34.1 USD/MWh. El mismo se mantiene por encima de los 0.1 USD/MWh y por debajo de 189.6 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 04/11/2023 y el 31/12/2024.

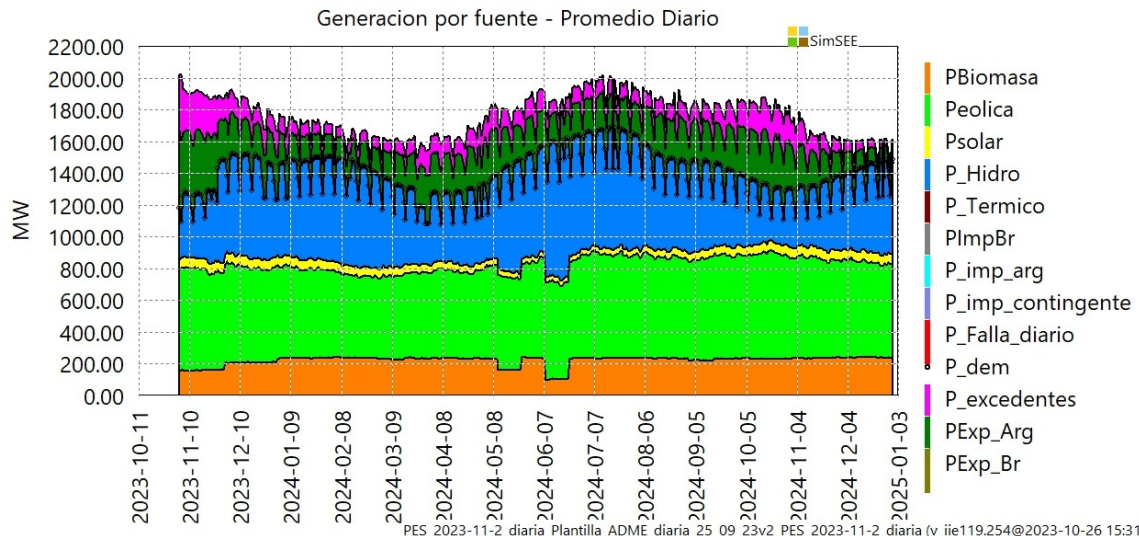


Figura 5: Generación por fuente.

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

3.8 Despacho térmico

En la Figura 6 se muestra el despacho térmico acumulado junto con 8 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 04/11/2023 y el 31/12/2024.

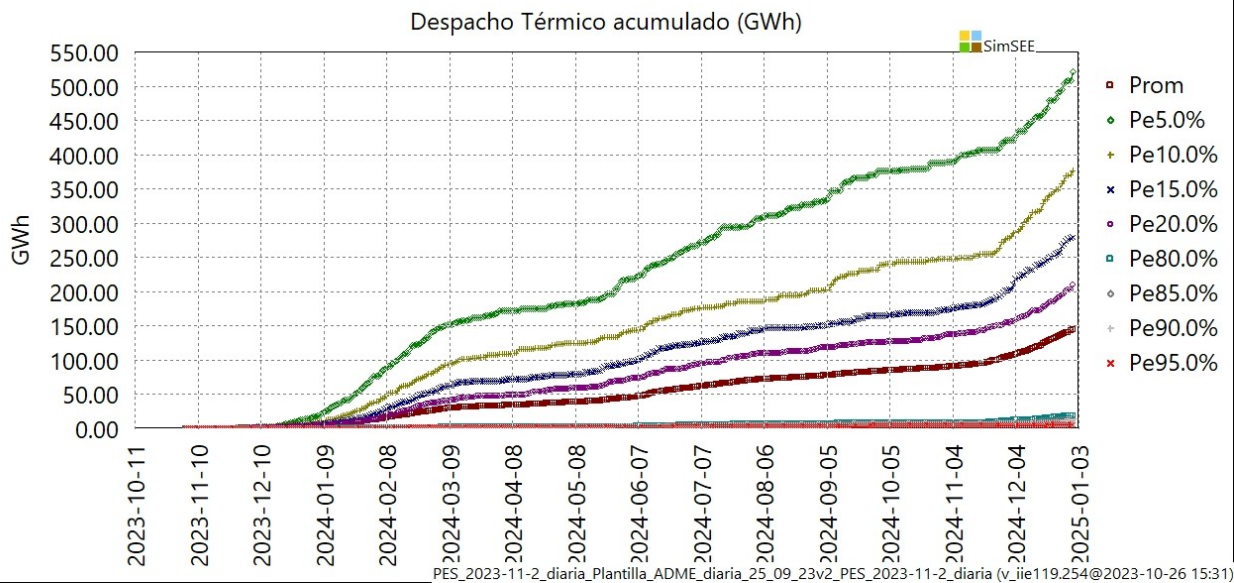


Figura 6: Despacho térmico acumulado.

En el Período Estacional el despacho térmico esperado es de 38.4 GWh, con un rango de variación comprendido entre 1.8 GWh y 123.5 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 04/11/2023 y el 31/12/2024.

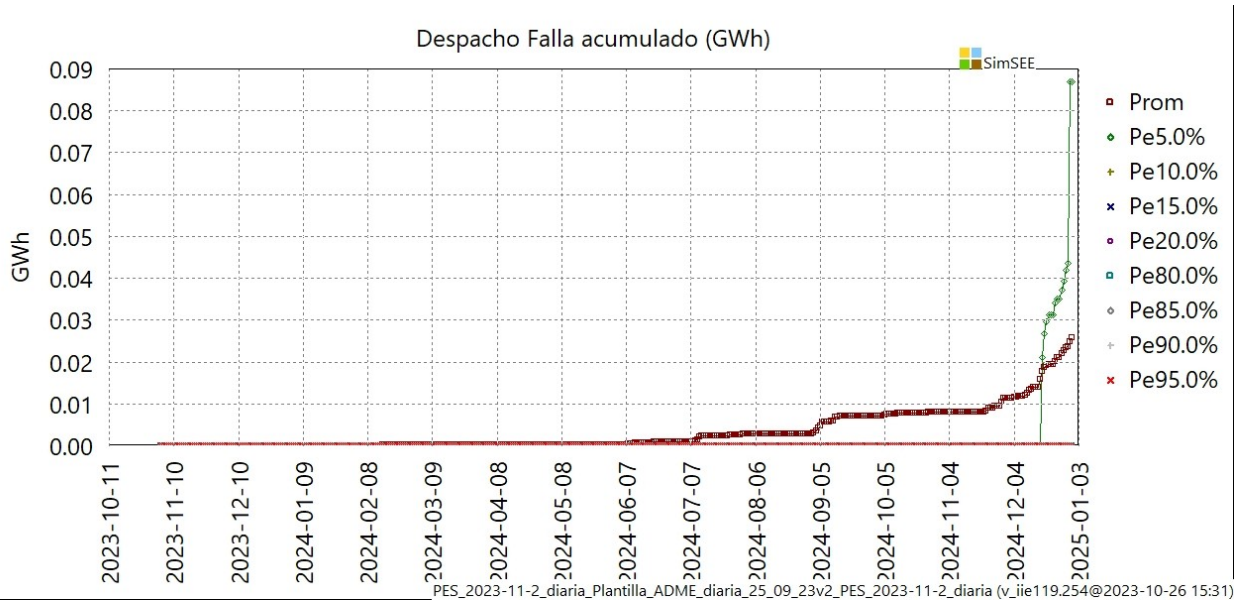


Figura 7: Despacho falla acumulado.

En el Período Estacional el despacho de falla acumulado en valor esperado es de 0.0003 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 04/11/2023 y el 31/12/2024.

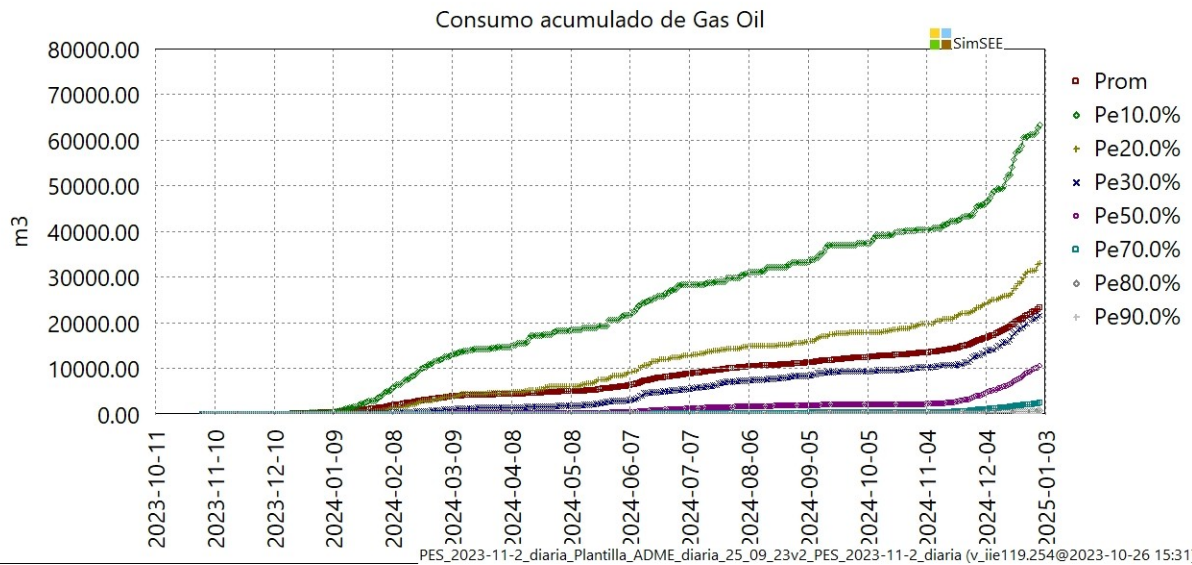


Figura 8: Consumo acumulado de GO.

En el Período Estacional el consumo esperado de Gasoil es de 4952 m³, con un rango de variación comprendido entre 0 m³ y 18021 m³ con una confianza de 80 %.

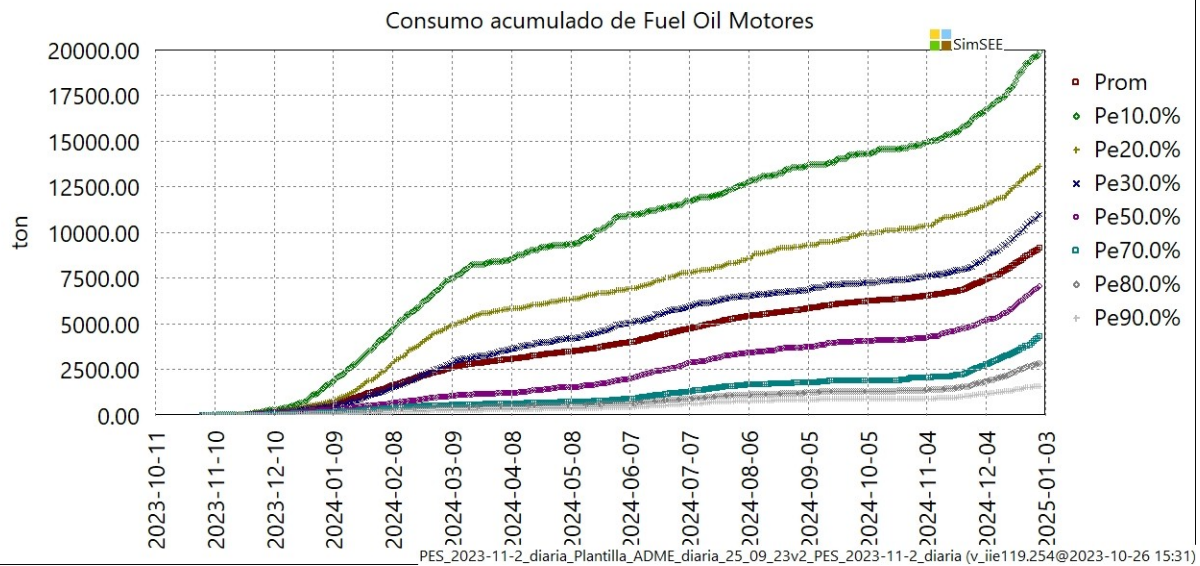


Figura 9: Consumo acumulado de FOMO.

El consumo esperado de Fueloil Motores es de 3435 t, con un rango de variación comprendido entre 343 t y 9221 t con una confianza de 80 %.



3.11 Valorización de la Demanda al Costo Marginal

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

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

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

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

Siendo:

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

La valorización de la demanda al Costo Marginal es de 35.8 USD/MWh en el período comprendido entre el 04/11/2023 y el 03/11/2024.



4 Hipótesis y metodología

Se presenta en esta sección las hipótesis y metodología utilizada para realizar la PES en el período Noviembre 2023 – Abril 2024.

Las hipótesis de esta PES se cerraron el día 06/10/2023. Posteriormente se llevó a cabo una revisión del plan de expansión, se realizó un ajuste en el modelo de eólicos y solares y se realizó la calibración de las penalidades por el incumplimiento del caudal mínimo de 80 m³/s en Bonete (Decreto 54/022).

4.1 Principales hipótesis

- Se toman las siguientes tasas de crecimiento para la demanda base: 1,3%, 2,1%, 2,2%, 2,4%, 2,4% y 2,4% para los años 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 y 2028 respectivamente.
- Se actualizan los precios de los combustibles según los vigentes desde el 03/10/2023.
- 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 utilizan modelos de parques eólicos con dirección y un nuevo 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). El modelo se calibró con la información de las estaciones meteorológicas de 20 de las centrales de un total de 42 centrales eólicas representadas (ver Anexo 6).
- Se utilizan modelos de parques solares fotovoltaicos cuadráticos en radiación (sobre el plano de los paneles) y temperatura ambiente calibrados en base a los datos históricos. Se construyó un modelo CEGH (“CEGH_kTs12P_23231013”) de índice de claridad kT para 12 ubicaciones (ver Anexo 6).
- Se ajustan los actores eólicos y solares para que sus factores de planta coincidan con los históricos reales (ver Anexo 6).
- Se actualizan los mantenimientos de acuerdo a la última información disponible al 02/10/2023.
- Se mantiene el criterio de indexación de los costos variables de las unidades térmicas usado en las PES anteriores.



- Se consideran erogados mínimos requeridos en las centrales hidroeléctricas de Salto Grande y Palmar, de 450¹ y 120² m³/s respectivamente. Se exige que el erogado mínimo en ambos casos se cumpla por paso de tiempo.
- Se actualizan las tendencias de la fuente de indexación del precio del petróleo de corto plazo con datos de la EIA de setiembre de 2023.
- Se modifican los parámetros en el actor hidráulico que modela la central Salto Grande en SimSEE según la Tabla 2 de acuerdo al informe “Análisis y ajuste del modelo de SG en SimSEE” realizado por Salto Grande..

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

Tabla 2: Nuevos parámetros del modelo SimSEE de SG.

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

4.2 Demanda y Falla

4.2.1 Previsión de demanda

Para los primeros años de optimización (2023-2028) se utiliza la previsión de demanda de UTE-Distribuidor (actualizada en setiembre 2023) con hipótesis de incorporación del proyecto de Movilidad Eléctrica. Para los años posteriores (2029 - 2052) se considera la tasa de crecimiento de largo plazo del 1.8% proporcionada por la DNE.

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

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.



| Nuevos proyectos | MW | Fecha inicio | comentarios |
|------------------|----|--------------|--|
| Microfinanzas | 45 | 20-09-2023 | se modelan 45 MW solo en SON, resto del año un 75% (33.75MW) |
| H2U | 5 | 01-06-2024 | |

Tabla 3: Demandas planas a considerar para la PES.

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

| AÑO | Demanda base con mov. eléc. [GWh] | Tasa Demanda Base | Demanda nuevos proyectos [GWh] | Demanda adicional UPM [GWh] | Demanda total [GWh] | Tasas Demanda Total |
|------|-----------------------------------|-------------------|--------------------------------|-----------------------------|---------------------|---------------------|
| 2022 | 11.464 | 2.3% | 83 | - | 11.547 | 3.1% |
| 2023 | 11.613 | 1.3% | 311 | 0 | 11.924 | 3.3% |
| 2024 | 11.858 | 2.1% | 347 | 0 | 12.205 | 2.4% |
| 2025 | 12.122 | 2.2% | 364 | 0 | 12.486 | 2.3% |
| 2026 | 12.409 | 2.4% | 364 | 0 | 12.773 | 2.3% |
| 2027 | 12.699 | 2.3% | 364 | 0 | 13.063 | 2.3% |
| 2028 | 13.006 | 2.4% | 365 | 1 | 13.371 | 2.4% |
| 2029 | 13.240 | 1.8% | 365 | 0 | 13.605 | 1.8% |
| 2030 | 13.479 | 1.8% | 365 | 0 | 13.844 | 1.8% |
| 2031 | 13.721 | 1.8% | 365 | 0 | 14.086 | 1.8% |
| 2032 | 13.968 | 1.8% | 365 | 0 | 14.333 | 1.8% |
| 2033 | 14.220 | 1.8% | 365 | 0 | 14.585 | 1.8% |
| 2034 | 14.476 | 1.8% | 365 | 0 | 14.841 | 1.8% |
| 2035 | 14.736 | 1.8% | 365 | 0 | 15.101 | 1.8% |
| 2036 | 15.002 | 1.8% | 365 | 0 | 15.366 | 1.8% |
| 2037 | 15.272 | 1.8% | 365 | 0 | 15.637 | 1.8% |
| 2038 | 15.546 | 1.8% | 365 | 0 | 15.911 | 1.8% |
| 2039 | 15.826 | 1.8% | 365 | 0 | 16.191 | 1.8% |
| 2040 | 16.111 | 1.8% | 365 | 0 | 16.476 | 1.8% |
| 2041 | 16.401 | 1.8% | 365 | 0 | 16.766 | 1.8% |
| 2042 | 16.696 | 1.8% | 365 | 0 | 17.061 | 1.8% |
| 2043 | 16.997 | 1.8% | 365 | 0 | 17.362 | 1.8% |
| 2044 | 17.303 | 1.8% | 365 | 0 | 17.668 | 1.8% |
| 2045 | 17.614 | 1.8% | 365 | 0 | 17.979 | 1.8% |
| 2046 | 17.931 | 1.8% | 365 | 0 | 18.296 | 1.8% |
| 2047 | 18.254 | 1.8% | 365 | 0 | 18.619 | 1.8% |
| 2048 | 18.583 | 1.8% | 365 | 0 | 18.948 | 1.8% |
| 2049 | 18.917 | 1.8% | 365 | 0 | 19.282 | 1.8% |
| 2050 | 19.258 | 1.8% | 365 | 0 | 19.623 | 1.8% |
| 2051 | 19.604 | 1.8% | 365 | 0 | 19.969 | 1.8% |
| 2052 | 19.957 | 1.8% | 365 | 0 | 20.322 | 1.8% |

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

4.2.2 Representación de la falla

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

| Escalones de Falla (% de demanda) | Costo de Falla (\$U/MWh) | Costo de Falla (US\$/MWh) |
|-----------------------------------|--------------------------|---------------------------|
| Entre 0 y 2 | 14099,5 | 353 |
| Entre 2 y 7 | 23965 | 600 |
| Entre 7 y 14.5 | 95860 | 2400 |
| Entre 14.5 y 100 | 159768 | 4000 |

Tabla 5: Representación de la Falla.

Se considera un tipo de cambio de 39,942 \$/USD según BCU dólar billete al 20/10/2023.



4.3 Situación hidrológica y Clima

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

4.3.1 Energía Hidráulica Afluyente Trimestral (EHAT)

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

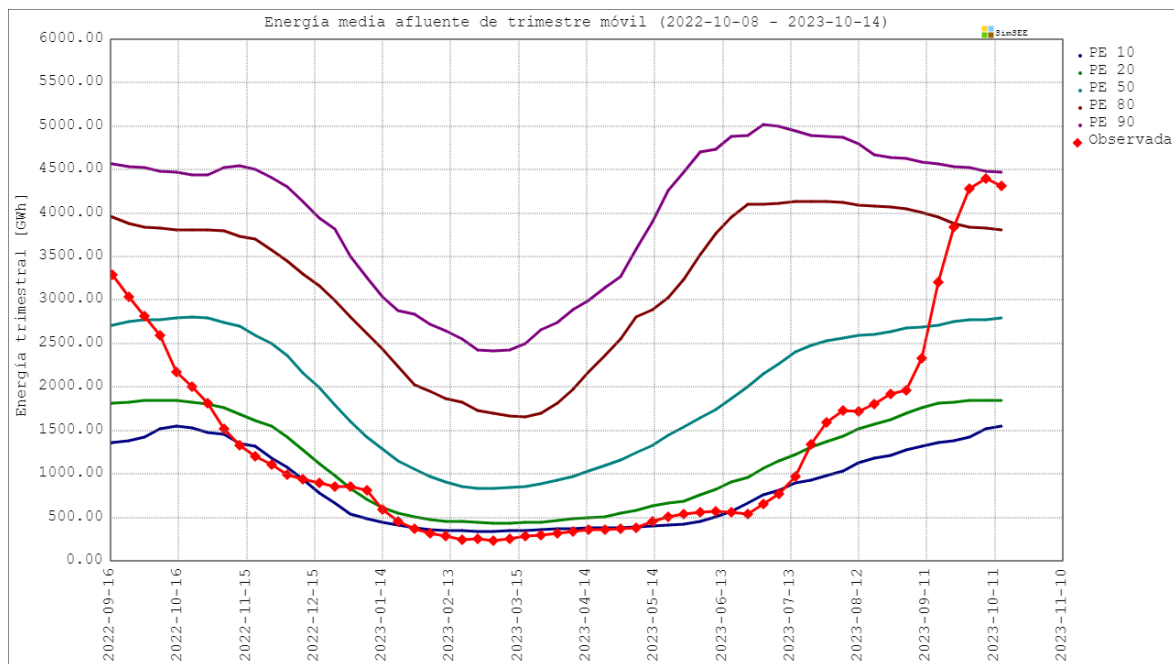


Figura 10: Energía Hidráulica Afluyente promedio móvil trimestral del último año móvil.

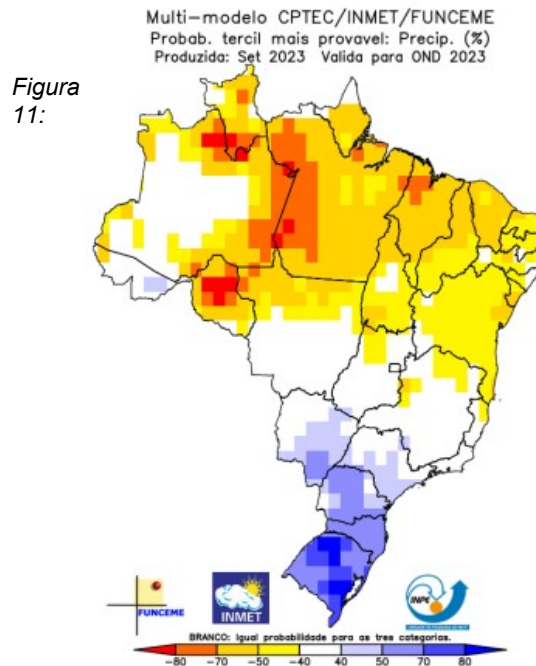
Se observa que a partir de Julio 2023 la situación hidrológica comienza a mejorar, alcanzando en Octubre valores del orden de los 4300 GWh, los cuales se sitúan por encima de la PE20% histórica para la época.

4.3.2 Previsión climática OND 2023 (Fuente CPTEC)

En la Figura 11 se muestra la previsión probabilística de precipitaciones (CPTEC/INPE, setiembre 2023⁴) en tres categorías para el trimestre octubre – noviembre-diciembre de 2023.

³ <https://adme.com.uy/>

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



Previsión climática para OND/2023 (CPTec/INPE, setiembre 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 superiores a lo normal es el más probable.

4.3.3 **Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, octubre de 2023⁵)**

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-cpc_plume

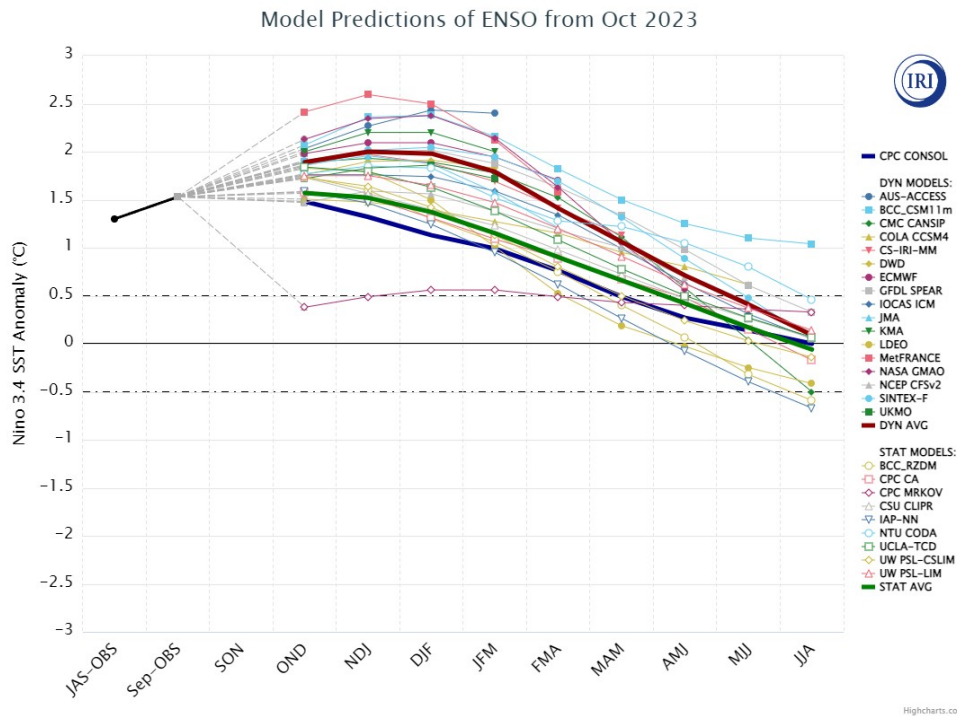


Figura 12: Modelos de previsión del Niño/Niña.

A partir de la Figura 12 se observa que, para el período de estudio el ensamble de pronósticos muestra una dispersión en el rango 0.5 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 octubre de valores entre 1.5 y 2 y terminan en abril en 0.5 y 1. Se puede concluir que la previsión del IN34 tiene un sesgo hacia condiciones de Niño en el próximo trimestre, manteniéndose hasta finales del primer trimestre del próximo 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 Julio del 2024.

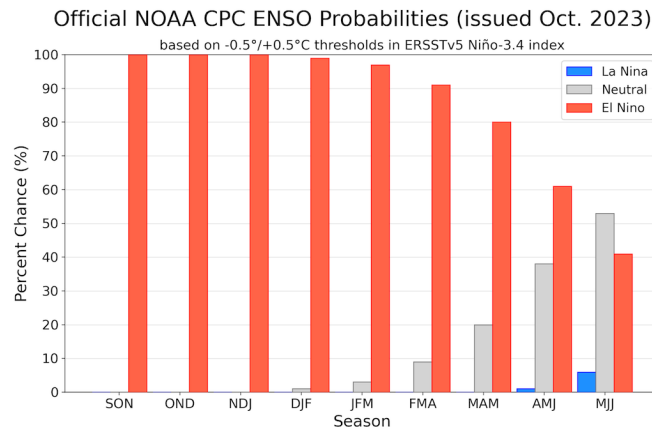


Figura 13: Previsión Niño/Niña.

Se observa que, para el período de estudio el pronóstico muestra una mayor probabilidad de ocurrencia del Niño hasta el trimestre Abril-Mayo-Junio 2024.

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

4.3.4 Perspectivas climáticas Salto Grande

Según el informe “Perspectivas_Climáticas_2023_10” realizado por Salto Grande⁶ se espera que a lo largo del próximo trimestre continúen las condiciones del Niño en el océano Pacífico ecuatorial. Es decir, se espera un mantenimiento del fenómeno, con probabilidades de ocurrencia superiores al 90% hasta el verano inclusive. En cuanto a la intensidad del evento, se espera que sea de características fuertes a moderadas.

A más largo plazo, las probabilidades de condiciones *Niño* se mantienen altas, con probabilidades superiores al 95% durante la próxima primavera y verano. Se debe tener en cuenta que la NOAA se encuentra bajo estado de alerta “advertencia de El Niño”, ya que se espera que las condiciones *Niño* se fortalezcan en lo que resta del año. En cuanto a su intensidad el pronóstico consolidado indica hay un 80% de probabilidad de que dicho evento sea de características fuertes (ONI superior a 1.5°C).

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

Se utilizan los precios de combustibles vigentes al 03/10/2023 para el cálculo de los costos variables de las centrales térmicas, evolucionando con tendencia del WTI proyectada por EIA en el mes de setiembre de 2023.

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

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

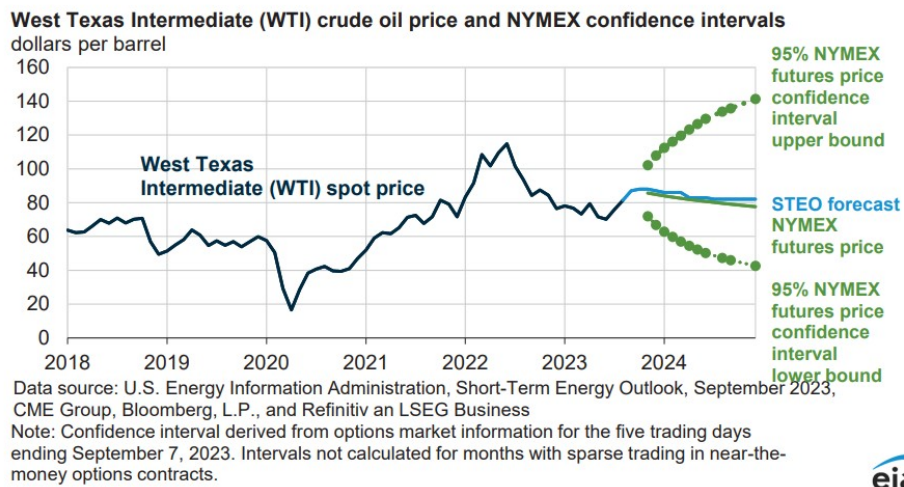


Figura 14: Precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril

A partir de la Figura 14 se puede observar que el valor esperado del pronóstico tiene una tendencia a la baja, llegando a los 86 USD/barril sobre el final del año 2023. La previsión tiene una dispersión grande, con un máximo del orden de 127 USD/barril y un mínimo de aproximadamente 52 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 03-10-2023.

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): | | 90.3 | |
|-------------------------------|---------------|----------------------|---------------|
| Combustibles | U\$/m3 | Densidad kg/l | U\$/T |
| Gasoil | 905.7 | 0.833 | 1087.3 |
| Fueloil Motores | 620.9 | 0.985 | 630.37 |

Tabla 6: Precio de combustibles derivados.



4.5 Centrales generadoras térmicas en base a combustibles fósiles

En la Tabla 7 se muestran los valores de disponibilidad fortuita para las centrales térmicas. Los mismos se calculan a partir del promedio entre los valores considerados en la Garantía de Suministro 2023 y 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 |
|-------------------------------|---------|-------|-------|-------|---------|-------|--------------|
| Coficiente 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 7: Disponibilidad de las unidades térmicas

En la Tabla 8 se muestran los costos variables de las unidades generadoras térmicas. Los valores se calculan en función la potencia que efectivamente las unidades entregan al sistema de trasmisión descontando los consumos propios⁷.

| Unidad | C.E. a pleno g/kWh | C.E. en mín tec g/kWh | Precio del Combustible U\$/ton | Variable Combustible U\$/MWh | Variable No Combustible U\$/MWh | Variable Total pleno U\$/MWh | Variable Total mínimo U\$/MWh |
|------------------|--------------------|-----------------------|--------------------------------|------------------------------|---------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| C.Batlle Motores | 208.1 | 208.1 | 630.4 | 131.2 | 12.5 | 143.7 | 143.7 |
| PTA 1-6 | 230.2 | 356.8 | 1087.3 | 250.2 | 11.5 | 261.7 | 399.4 |
| CTR | 288.7 | 591.9 | 1087.3 | 313.8 | 7.3 | 321.1 | 650.8 |
| PTA 7 y 8 | 258.0 | 348.3 | 1087.3 | 280.4 | 9.1 | 289.5 | 387.8 |
| PTB - CA - GO | 259.5 | 337.4 | 1087.3 | 282.0 | 5.1 | 287.1 | 371.9 |
| PTB - CC - GO | 173.2 | 219.4 | 1087.3 | 188.2 | 6.3 | 194.5 | 244.9 |

Tabla 8: 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 generadoras de fuente eólica.

En la Tabla 9 se muestran las centrales de generación eólica con su potencia autorizada a inyectar a la red de UTE.

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).



| 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 |
| ENGRRAW | ENGRRAW 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 MATAOJO | POSADAS & VECINO S.A. | 10.0 |
| PARQUE EÓLICO VENTUS I | República Administradora de Fondos de Inversión S.A. | 9.0 |
| PARQUE EÓLICO VILLA RODRÍGUEZ | TOGELY COMPANY S.A. | 10.0 |
| PERALTA I GCEE | AGUA LEGUAS S.A. | 50.0 |
| PERALTA II GCEE | AGUA LEGUAS S.A. | 50.0 |
| TALAS DEL MACIEL I | ASTIDEY S.A. | 50.0 |
| TALAS DEL MACIEL II | CADONAL S.A. | 50.0 |
| VALENTINES | AREAFLIN S.A. | 70.0 |
| TOTAL | | 1476.7 |
| <i>Nota 1: República Administradora de Fondos de Inversión S.A. en calidad de fiduciario del Fideicomiso Financiero Arias</i> | | |
| <i>Nota 2: República Administradora de Fondos de Inversión S.A. en calidad de fiduciario del Fideicomiso Financiero Pampa</i> | | |

Tabla 9: Centrales de generación eólica.

4.7 Centrales generadoras de fuente solar fotovoltaica.

En la Tabla 10 se muestran 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 | CERNERAL S.A. | 1 |
| VINGANO | VINGANO S.A. | 1 |
| YARNEL | YARNEL S.A. | 9.5 |
| TOTAL | | 238.8 |

Tabla 10: Centrales de generación solar fotovoltaica.

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

| Central Generadora | Agente Generador | Fecha incorporación | Potencia [MW] |
|--------------------|------------------|---------------------|---------------|
| Punta del Tigre | UTE | 01/03/2027 | 25 |
| Melo | UTE | 01/11/2028 | 75 |

Tabla 11: Incorporaciones de centrales de generación solar fotovoltaica.

4.8 Centrales generadoras térmicas en base a biomasa

En la Tabla 12 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 12: Modelado generadores fuente biomasa

Los valores de la Tabla 12 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 13 se presenta el cronograma de incorporación de potencias y disponibilidades para UPM2, junto con los mantenimientos previstos. Este cronograma se ajusta con respecto a lo informado por el participante, de modo de reflejar posibles atrasos en la incorporación de las unidades.

| UPM 2 | | | | | | |
|-------------------|------|--------------------|-----------|-----|------|-------------------------------------|
| fecha | días | días mantenimiento | días neto | MW | fd | Observaciones |
| 01/09/23 | 30 | | 30 | 120 | 0.50 | |
| 01/10/23 | 31 | | 31 | 150 | 0.40 | |
| 01/11/23 | 30 | | 30 | 180 | 0.33 | |
| 01/12/23 | 31 | | 31 | 180 | 0.59 | |
| 01/01/24 | 366 | 10 | 356 | 190 | 0.70 | 10 días mantenimiento junio 2024 |
| 01/01/25 | 365 | 10 | 355 | 220 | 0.70 | 10 días mantenimiento junio 2025 |
| 01/01/26 – Futuro | | | | 220 | 0.80 | 10 días mantenimiento cada 18 meses |

Tabla 13: 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

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

Luego a partir del 01/09/2024 se modela una importación con una potencia máxima de 300 MW con una disponibilidad foruita 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 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 14 y 15 se muestran los mantenimientos adicionales a los presentados en las figuras anteriores.

| Generador | Central generadora | Observaciones |
|---------------------------------------|-------------------------|--|
| Celulosa y Energía Punta Pereira S.A. | Montes del Plata | <p>Marca en el formulario PAM:</p> <p>Año 2024: Semanas 20 y 21 Año 2025: Semanas 38 a 42 Año 2026: No hay semanas marcadas Año 2027: Semanas 11 a 16</p> |
| Estrellada S.A. | PE. Melowind | <p>Comentario del comunicado:</p> <p>16/9/2023: Calibración de todo el puesto meida SMEC - Medidores, TI y TT;hs indisp: 8; Disp. Comp.: 0%; PE= 50MW; Comentario: Ya coordinado con DNC y Prog de Redes.</p> <p>Año 2024: Sin paradas mayores; Disp. Compr.:100%; PE = 50MW; Comentario: No hay mantenimientos este año.</p> <p>Año 2025, semana12: Mantenimiento de SSEE; hs indisp.:16; Disp.Comp: 0%; PE = 50MW; Comentario: En dicho mantenimiento se programará la parada de la planta por dos días de 8 hs cada día.</p> <p>Año 2026: Sin paradas mayores; PE = 50 MW; Comentario: No hay mantenimientos en este año.</p> <p>Año2027: Mantenimiento de SSEE; hs indisp.: 16; Disp. Comp.: 0%; PE = 50MW; Comentario: En dicho mantenimiento se programará la parada de la planta por dos días de 8 hs cada día.</p> |
| Palmatir S.A. | PE. Cuchilla de Peralta | <p>Comentario del comunicado:</p> <p>Se planifica para los proximos años una parada de todo el parque en forma anual entre las semanas 10 y 11 de cada año. la duracion de esta parada sera de 16 horas, 2 dias de trabajo.</p> <p>Marca en el formulario PAM:</p> <p>Año 2024: Semana 11 Año 2025: Semana 10 Año 2026: Semana 11 Año 2027: Semana 10</p> |
| Cadonal S.A. | PE. Talas de Maciel II | <p>Comentario del comunicado:</p> <p>Se planifica para la semana 09 o semana 10 de cada año el mantenimiento anual de toda el parque eolico, con parada de toda la planta. Duracion del mantenimiento 2 jornadas, 16 horas aproximadas de trabajo.</p> <p>Marca en el formulario PAM:</p> <p>Año 2024: Semana 10 Año 2025: Semana 9 Año 2026: Semana 10 Año 2027: Semana 10</p> |
| Luz de Mar S.A. | | Sin comentarios en el comunicado. No marca semanas en el formulario PAM en ningun año. |
| Luz de Loma S.A. | | Sin comentarios en el comunicado. No marca semanas en el formulario PAM en ningun año. |
| Luz de Río S.A. | | Sin comentarios en el comunicado. No marca semanas en el formulario PAM en ningun año. |
| Ladaner S.A. | PE. Cerro Grande | <p>Marca en el formulario PAM:</p> <p>Año 2023: Semana 10 Año 2024: Semana 10 Año 2025: Semana 10 Año 2027: Semana 10</p> |
| Rouar S.A. | PE Artilleros | <p>Comentario del comunicado:</p> <p>Sin mantenimientos programados.</p> <p>Comentario del comunicado:</p> |
| Uruply S.A. | Lumin | <p>Marca en el formulario PAM:</p> <p>Año 2024: Semanas 46 y 47.</p> |
| R del Este S.A: | PE. Maldonado II | <p>Comentario del comunicado:</p> <p>Adjunta planilla Excel con plan de mantenimientos.</p> <p>Marca en el formulario PAM:</p> <p>Año 2024: Semana 46 Año 2025: Semana 46 Año 2026: Semana 46 Año 2027: Semana 46</p> |

Tabla 14: Mantenimientos adicionales



| Generador | Central generadora | Observaciones |
|------------------------------|--------------------|--|
| R del sur S.A. | PE. Maldonado I | Comentario del comunicado: Adjunta planilla Excel con plan de mantenimientos. <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semana 46 Año 2025: Semana 46 Año 2026: Semana 46 Año 2027: Semana 46 |
| Alto Cielo S.A. | Alto Cielo | Comentario del comunicado: Semana 10: Se prevé 1 día para mantenimiento anual del BoP. Semana 48 _ 2024: Se prevé 1 día para calibración mayor SMEC. <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 10 y 48 Año 2025: Semana 10 Año 2026: Semana 10 Año 2027: Semana 10 |
| Fingano S.A. | PE. Carape I | Comentario del comunicado: Semana 8 _ Todos los años: Manteimiento BoP Semana 8 _ 2024: Calibración SMEC MAYOR Semana 8 _ 2027: Ensayos periódicos 5 años <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semana 8 Año 2025: Semana 8 Año 2026: Semana 8 Año 2027: Semana 8 |
| Vengano S.A. | PE. Carape II | Semana 8 _ Todos los años: Manteimiento BoP Semana 8 _ 2024: Calibración SMEC MAYOR Semana 8 _ 2027: Ensayos periódicos 5 años <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semana 8 Año 2025: Semana 8 Año 2026: Semana 8 Año 2027: Semana 8 |
| Glymont S.A. | PE. Florida II | Sin comentarios en el comunicado. No marca semanas en el formulario PAM en ningún año. |
| Polesine S.A. | PE. Florida I | Sin comentarios en el comunicado. No marca semanas en el formulario PAM en ningún año. |
| Generación Eólica Minas S.A. | PE. Minas I | Sin comentarios en el comunicado. No marca semanas en el formulario PAM en ningún año. |
| Bioener S.A. | Bioener | <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 |
| Dank S.A. | Dank | <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2023: Semanas 38 y 39 Año 2024: Semanas 37 y 38 Año 2025: Semanas 36 y 37 Año 2026: Semanas 36 y 37 Año 2027: Semanas 36 y 37 |
| Blanvira S.A. | (UPM2) | Comentario del comunicado: Mantenimientos UPM - Paso de los Toros (Blanvira S.A.) Junio 2024 10 días Junio 2025 10 días Octubre 2026 10 días y de ahí en más cada 18 meses. Se estiman consumos de 20 a 30 MW durante los mantenimientos <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 24 y 25 Año 2025: Semanas 24 y 25 Año 2026: Semanas 41 y 42 Año 2027: Nada |
| Liderdat S.A. | Liderdat | <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2023: Semanas 37 a la 52 Año 2024: Nada Año 2025: Nada Año 2026: Nada Año 2027: Nada |

Tabla 15: Continuación mantenimientos adicionales.



4.12 Red de Trasmisión.

Por Conversora Melo:

Para el 2023 hay mantenimientos bianuales y/o anuales planificados que indisponen a la Conversora Melo (CME) para los siguientes intervalos de tiempo:

- Del 20 al 24 de Noviembre.

Para 2024, se prevé que los mantenimientos bianuales se realizarán en las siguientes fechas:

- Del 23 al 27 de Setiembre se indisponen CME y ME5.
- Del 25 al 29 Noviembre se indisponen CME.

Por Conversora Rivera

Para el período consultado está previsto un trabajo en los transformadores convertidores desde el 20/11/2023 al 15/12/2023 que indisponen la Conversora Rivera.

Según lo informado por Obras de Trasmisión para el año 2023, habrá una indisponibilidad en el circuito PA5-MA5; un corte final de 8 horas de duración durante un fin de semana y durante las 48 horas posteriores las líneas se energizan pero se continúa trabajando para la puesta en servicio. La fecha de este corte final depende del desarrollo y culminación de la obra. Según estimaciones, los trabajos para dejar disponibles las instalaciones para energizar y realizar la apertura de la línea PA5-MA5, finalizarían en diciembre 2023. 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. Aun así, 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 iie119_254 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: 21/10/2023 - 01/04/2025

Fecha de optimización sala paso semanal: 21/10/2023 - 31/12/2035

Fecha de la simulación sala paso diario: 21/10/2023 - 01/01/2025

Fecha guarda de simulación sala paso diario: 04/11/2023

5.4 Estado inicial del Sistema (al 21/10/2023)

Cota inicial del lago de Bonete: 79,9 m.

Cota inicial del lago de Palmar: 39,9 m.

Cota vista inicial del lago de SG UY: 31,96 m.

Aportes semanales: Bonete = 344 m³/s, Palmar = 402 m³/s, SG UY= 11813 m³/s.

Valores trimestrales del iN3.4 (a partir del trimestre OND): 1.887 2.004 1.979
1.790 1.414 1.057 0.705 0.414 0.094.

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 16 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) | 366.8 | 20.6 |
| cv incr. (USD/MWh) | 238.4 | 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 16: Parámetros del actor Generador Térmico Combinado generando con Gasoil.

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)) |
|---------------|-----------------|--------------------------|
| Bonete | 72,3 | 1,393 |
| Palmar | 37 | 0,485 |
| SG | 32 | 0,648 |

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 impone un erogado mínimo de 80 m³/s con una penalización por incumplimiento de 0.24 MUSD/Hm³ para el año 2024 y 0.25 MUSD/Hm³ para el 2025. Dicho erogado mínimo se impone desde la incorporación de UPM2 al Sistema (17/04/2023, fecha teórica que no es la real modelada como inicio de generación).

Se impone un control de cota superior en 80 m en Bonete con penalidad 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 [m³/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: Ajuste de modelos eólicos y solares para PES Nov2023

Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Versiones:

| Fecha | Autores | Motivo |
|------------|--|-----------------------|
| 22/9/2023 | R. Chaer | Creación del informe. |
| 10/11/2023 | M. Cristina Álvarez, Pablo Soubes y Felipe Palacio | Edición del informe. |

6.1 Resultados

Con la implementación del cálculo de PFLP para centrales de generación eólica y solar en base a simulaciones en SimSEE, se consideró necesario modificar los modelos de las centrales para que se ajusten a los utilizados para el cálculo de las Restricciones Operativas (RO). Con esta modificación se realiza un ajuste de los modelos por central de forma independiente, mientras que con anterioridad a este trabajo solo se realizaba un ajuste global del total de generación eólica y solar.

Centrales eólicas: se calibraron factores de speed-up en cada central eólica para ajustar que la producción anual esperada de la central coincidiera con el valor esperado histórico. La Figura 18 muestra que el ajuste logrado deja al histórico entre las probabilidades de excedencia 20 % y 80 % de la potencia promedio mensual del conjunto de centrales. Se destaca que el histórico corresponde solo a los años 2020 y 2021 por lo cual no se pretende un ajuste perfecto mes a mes, sino un ajuste a la potencia media-anual y mes a mes mantener el histórico dentro de un nivel de confianza razonable. La Figura 19 muestra el ajuste a la potencia media anual de cada central.

Centrales solares: se utilizaron modelos cuadráticos en radiación (sobre el plano de los paneles) y temperatura ambiente, calibrados en base a los datos históricos. Se construyó un modelo de índice de claridad kT para 12 ubicaciones y se seleccionó para cada planta solar una de esas 12 ubicaciones. Se solicitó a los generadores la información correspondiente al ángulo de inclinación y el tipo de seguimiento, y se incorporó dicha información a los modelos para el pasaje de la radiación de plano horizontal a plano inclinado. La Figura 20 muestra el ajuste logrado del conjunto en base a la potencia media mensual y la Figura 21 muestra para cada central el ajuste en la potencia media anual y el desvío estándar de la potencia media de los 12 meses como forma de mostrar que cada central presenta una estacionalidad similar a su histórica.

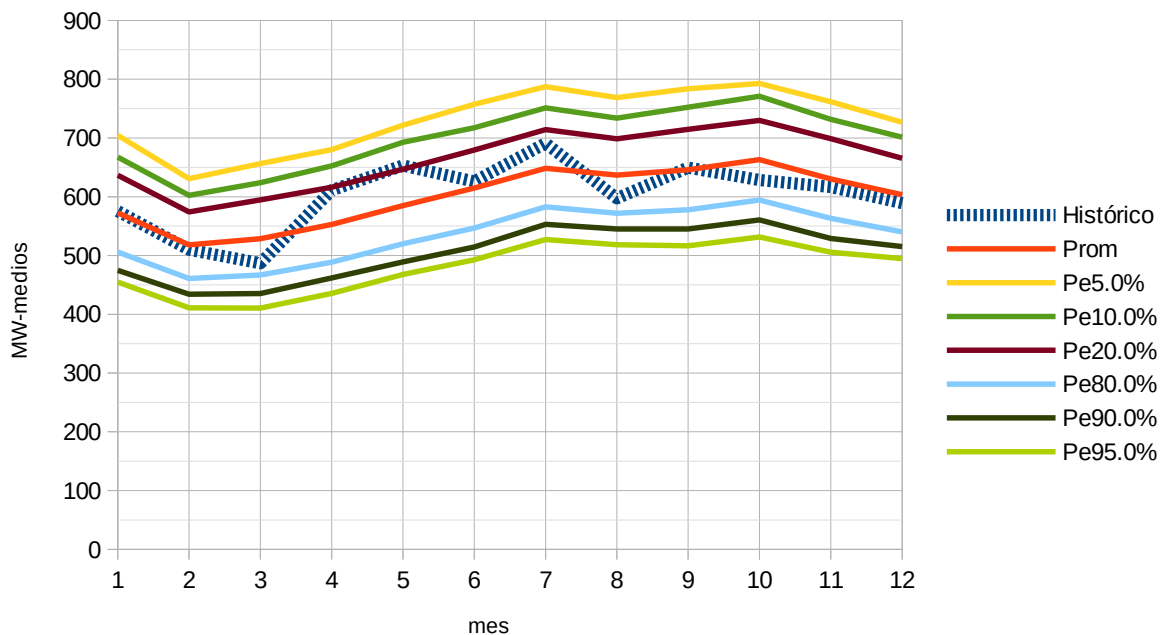


Figura 18: Ajuste del total de eólica existente al histórico disponible para el conjunto de centrales eólicas representadas.

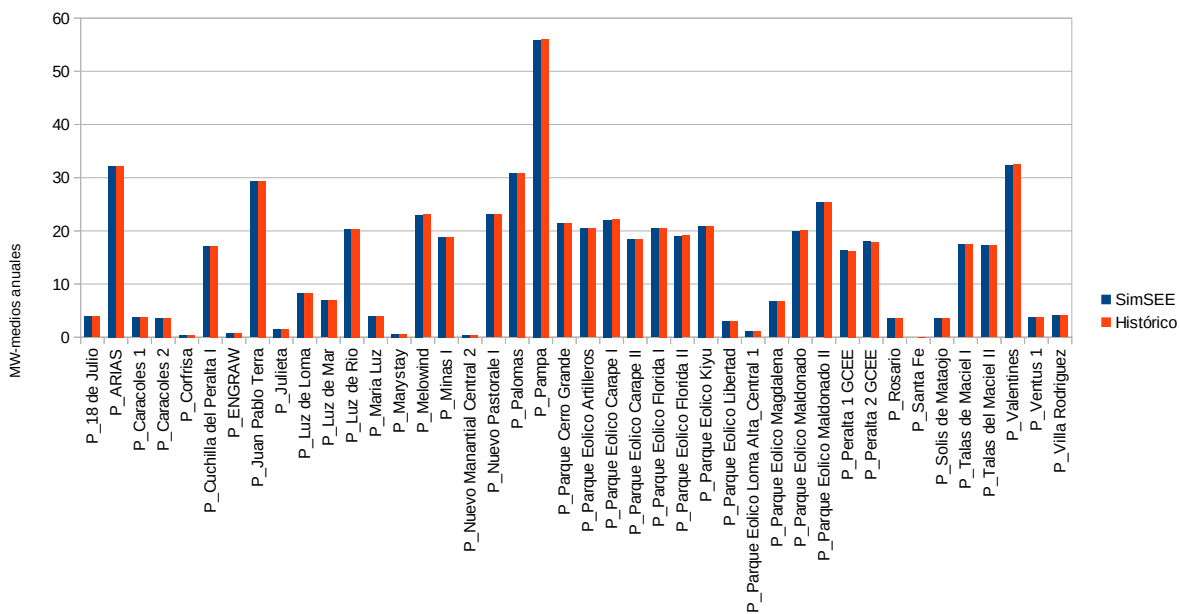


Figura 19: Ajuste del valor esperado anual para cada central eólica representada.

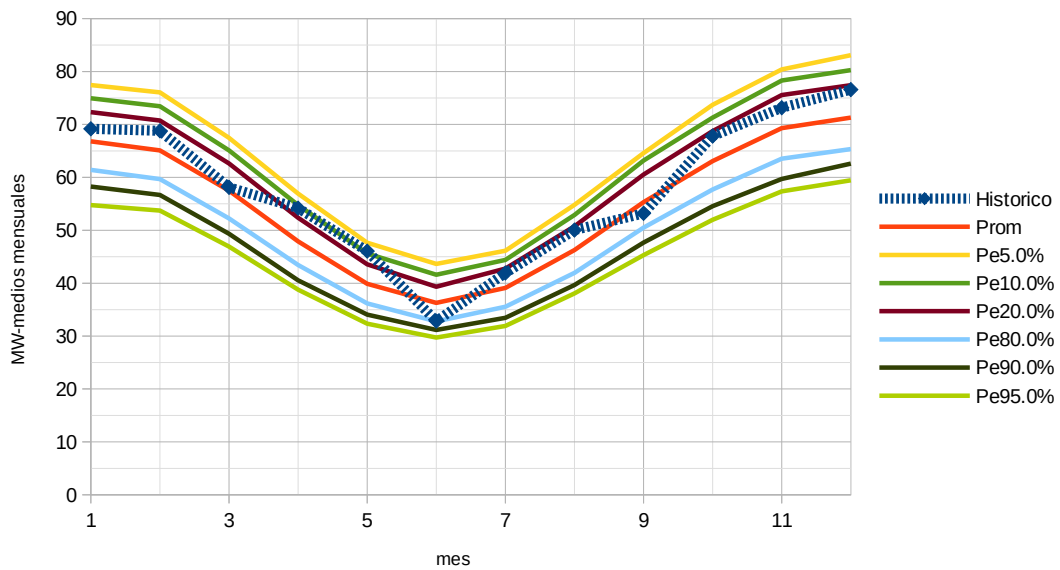


Figura 20: Ajuste de la potencia media anual del conjunto de centrales solares.

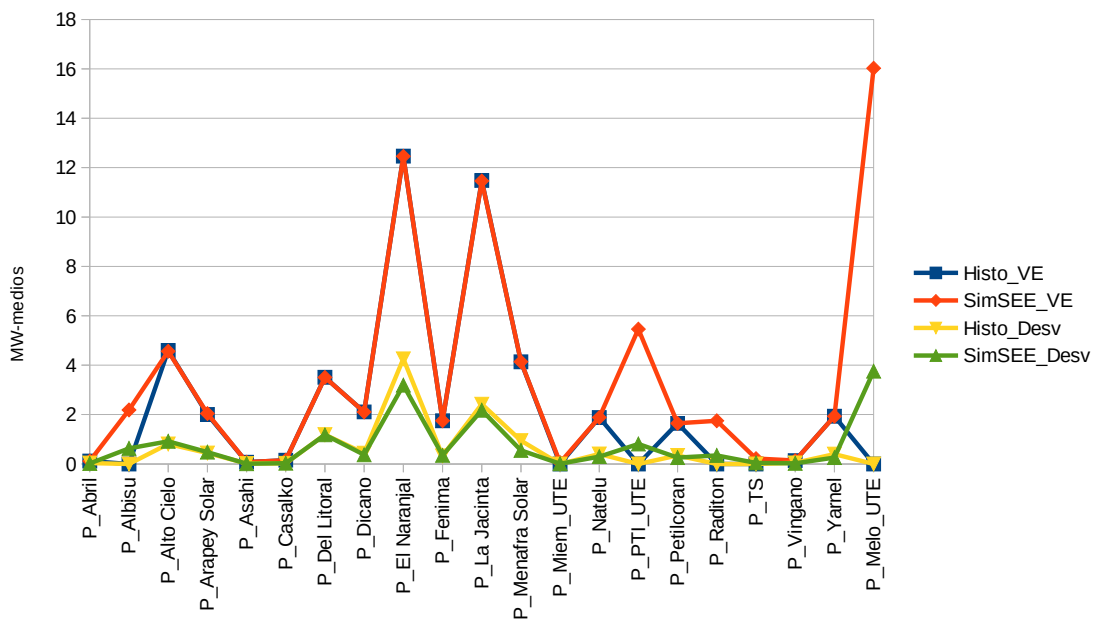


Figura 21: Ajuste del valor esperado anual y del desvío estándar mensual de la potencia media

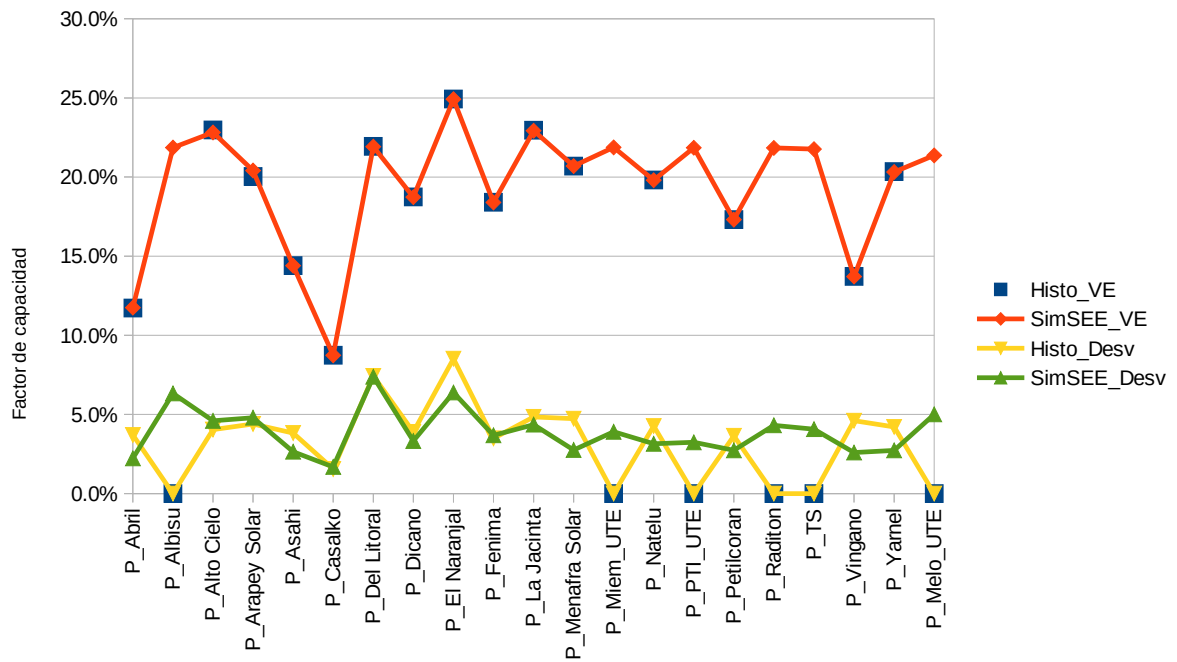


Figura 22: Ajuste de los factores de capacidad. Los que no tienen histórico se ajustaron al promedio.



6.2 Procedimiento

6.2.1 Centrales Eólicas

Para el ajuste de la generación eólica, se incorporaron modelos de parques eólicos con dirección y un nuevo modelo CEGH de velocidades de viento descompuestas en dos direcciones (de forma de tener la información de módulo y dirección). El modelo se calibró con la información de las estaciones meteorológicas de 20 centrales de un total de 42 centrales eólicas representadas. Las centrales para las que no se generó el modelo estocástico del recurso se conectaron a la central más cercana con velocidad de viento representada. La tabla 19 contiene el listado de las centrales representadas. En la columna "x" se marca en verde las que están conectadas a la fuente de viento correspondiente a la propia central y en rojo las que están conectadas a la fuente de viento de la central en verde del mismo grupo.

Para cargar los modelos de las RO en las plantas eólicas, se creó el proyecto Lazarus /ADME/EstimadorGeneracionERNC/modeloempiricotoparqueeolico_vxy.lpi. Este proyecto lee el Modelo Combinado (teórico + Empírico), usado para el cálculo de RO, y calcula la potencia del parque para velocidades de viento entre 0 y 25 m/s para cada dirección de la rosa de viento y la divide por la cantidad de aerogeneradores instalados. De esta manera se obtiene la matriz de respuesta del parque compatible con la información necesaria en los actores TParqueEolico_vxy utilizados en la Sala SimSEE.

Se ajustó el coeficiente de speed-up (alfa0 en el formulario de los actores) para que el valor esperado de la potencia media anual ajustara el histórico promedio de los años 2020 y 2021.

Dado que el modelo Combinado tiene incorporada la limitación de la potencia autorizada, los parques se modelaron con disponibilidad 1 y se ajustó la potencia media anual al valor promedio de los años 2020 y 2021 captando así la disponibilidad de los aerogeneradores en forma indirecta. Se analizó la posibilidad de agregar el parámetro "PotenciaAutorizada" a los Actores de SimSEE, pero se prefirió no hacerlo en esta instancia para no interferir con el cumplimiento de los plazos de la PES.



Tabla 19: Centrales eólicas representadas por grupo asociado al mismo "viento"

| Nombre | Aeros | MW | latitud | longitud | Viento | x | nid |
|-----------------------------------|-------|-------|---------|----------|--------|---|-----|
| Parque Eolico Carape I | 17 | 50.0 | -34.395 | -54.695 | 8 | 1 | 8 |
| Nuevo Manantial Central 2 | 4 | 4.0 | -34.286 | -54.060 | 8 | 0 | 22 |
| Parque Eolico Loma Alta_Central 1 | 8 | 7.8 | -34.286 | -54.060 | 8 | 0 | 24 |
| Parque Eolico Carape II | 14 | 40.0 | -34.405 | -54.680 | 8 | 0 | 39 |
| 18 de Julio | 5 | 10.0 | -33.663 | -53.571 | 8 | 0 | 57 |
| Cuchilla del Peralta I | 25 | 50.0 | -32.570 | -56.444 | 19 | 1 | 19 |
| Peralta 1 GCEE | 25 | 50.0 | -32.583 | -56.395 | 19 | 0 | 11 |
| Peralta 2 GCEE | 25 | 50.0 | -32.600 | -56.420 | 19 | 0 | 12 |
| Parque Eolico Libertad | 4 | 7.7 | -34.635 | -56.586 | 23 | 1 | 23 |
| Parque Eolico Kiyu | 16 | 48.6 | -34.670 | -56.802 | 23 | 0 | 9 |
| Parque Eolico Magdalena | 9 | 17.2 | -34.706 | -56.567 | 23 | 0 | 25 |
| Santa Fe | 1 | 0.9 | -34.647 | -56.593 | 23 | 0 | 38 |
| Marystay | 1 | | | | 23 | 0 | |
| Parque Eolico Maldonado | 25 | 50.0 | -34.467 | -54.931 | 26 | 1 | 26 |
| Caracoles 1 | 5 | 20.0 | -34.627 | -54.958 | 26 | 0 | 15 |
| Caracoles 2 | 5 | 10.0 | -34.648 | -54.966 | 26 | 0 | 16 |
| ARIAS | 35 | 70.0 | -33.829 | -56.574 | 32 | 1 | 32 |
| Talas de Maciel I | 25 | 50.0 | -33.635 | -56.721 | 32 | 0 | 13 |
| Talas del Maciel II | 25 | 50.0 | -33.605 | -56.712 | 32 | 0 | 14 |
| Luz de Mar | 6 | 18.0 | -33.916 | -56.350 | 32 | 0 | 20 |
| Luz de Rio | 17 | 50.0 | -33.867 | -56.486 | 32 | 0 | 21 |
| Luz de Loma | 7 | 18.6 | -33.866 | -56.340 | 32 | 0 | 28 |
| Parque Eolico Artilleros | 31 | 65.1 | -34.350 | -57.555 | 36 | 1 | 36 |
| Rosario | 5 | 9.0 | -34.227 | -57.337 | 36 | 0 | 10 |
| Ventus 1 | 5 | 9.0 | -34.279 | -57.343 | 36 | 0 | 43 |
| Valentines | 35 | 70.0 | -33.267 | -55.102 | 37 | 1 | 37 |
| Julieta | 2 | 3.6 | -33.083 | -55.173 | 37 | 0 | 44 |
| Parque Eolico Florida II | 15 | 49.5 | -34.112 | -56.065 | 47 | 1 | 47 |
| ENGRW | 2 | 3.6 | -34.204 | -55.748 | 47 | 0 | 27 |
| Parque Eolico Florida I | 21 | 50.0 | -34.072 | -56.028 | 47 | 0 | 30 |
| Villa Rodriguez | 5 | 10.0 | -34.391 | -56.590 | 58 | 1 | 58 |
| Corfrisa | 1 | | | | 58 | 0 | |
| Nuevo Pastoral I | 15 | 49.2 | -33.914 | -57.016 | 60 | 1 | 60 |
| Melowind | 20 | 50.0 | -32.583 | -54.230 | 5 | 1 | 5 |
| Parque Cerro Grande | 22 | 50.0 | -32.243 | -53.907 | 7 | 1 | 7 |
| Parque Eolico Maldonado II | 25 | 50.0 | -34.434 | -54.887 | 45 | 1 | 45 |
| María Luz | 5 | 9.8 | -34.294 | -56.518 | 46 | 1 | 46 |
| Juan Pablo Terra | 28 | 67.2 | -30.409 | -56.640 | 33 | 1 | 33 |
| Palomas | 35 | 70.0 | -31.091 | -57.532 | 34 | 1 | 34 |
| Pampa | 59 | 141.6 | -32.247 | -56.215 | 35 | 1 | 35 |
| Solis de Mataojo | 5 | 10.0 | -34.640 | -55.553 | 56 | 1 | 56 |
| Minas I | 14 | 42.0 | -34.465 | -55.307 | 29 | 1 | 29 |



6.2.2 Centrales solares F.V.

La Tabla 21 muestra las centrales solares representadas en la sala SimSEE. Para el cálculo de las RO se dispone de un modelo polinómico para las centrales correspondiente a la ecuación que se muestra en :

$$p = (a_0 + a_3 t + a_2 r) r + (a_1 + a_4 t) t + a_5 \quad \text{ec.(2)}$$

en donde p , t y r son la potencia, la temperatura y la radiación incidente en el plano de los paneles en por unidad. Para la temperatura, la base es 25°C, para la radiación 1 kW/m² y para la potencia la potencia generada por la central para $t=r=1$. La Tabla 20 muestra los valores base y los coeficientes de los modelos usados para las centrales para las que se dispone de modelo.

Tabla 20: Modelos polinómicos de las plantas solares usados en las Ros.

| | | BASES | | | | | | | | | | | | |
|----|------------------|------------------|---------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------|---------|---------------|--------------|---------------------------|
| r | W/m ² | 1000.00 | 1000.00 | 1000.00 | 1000.00 | 1000.00 | 1000.00 | 1000.00 | 1000.00 | 1000.00 | 1000.00 | 1000.00 | 1000.00 | 1000.00 |
| t | °C | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 |
| p | MW | 49.68 | 7.45 | 19.68 | 13.13 | 45.79 | 8.53 | 8.14 | 8.54 | 8.60 | 9.73 | 19.49 | 9.39 | |
| | | La Jacinta Solar | Raditon | Alto Cielo | Del Litoral | Ei Naranjal | P.F. Yarnel | P.F. Natelu | P.F. Fenima | PETILCORAN | DICANO | Menafra Solar | ARAPEY SOLAR | Promedio sin Arapey Solar |
| a0 | r | 1.332 | 1.147 | 1.372 | 1.172 | 1.193 | 1.274 | 1.265 | 1.175 | 1.064 | 1.217 | 1.395 | 1.407 | 1.237 |
| a1 | t | 0.108 | 0.103 | 0.041 | 0.131 | 0.057 | 0.041 | 0.141 | 0.122 | 0.104 | 0.092 | 0.041 | -0.078 | 0.089 |
| a2 | r ² | -0.170 | -0.041 | -0.206 | -0.076 | -0.094 | -0.105 | -0.081 | -0.048 | -0.005 | -0.091 | -0.212 | -0.183 | -0.103 |
| a3 | r*t | -0.140 | -0.149 | -0.140 | -0.112 | -0.090 | -0.168 | -0.189 | -0.126 | -0.067 | -0.133 | -0.154 | -0.205 | -0.133 |
| a4 | t ² | -0.056 | -0.033 | -0.025 | -0.058 | -0.033 | -0.001 | -0.057 | -0.037 | -0.021 | -0.028 | -0.030 | 0.051 | -0.034 |
| a5 | 1 | -0.074 | -0.027 | -0.042 | -0.058 | -0.033 | -0.041 | -0.079 | -0.086 | -0.076 | -0.058 | -0.041 | 0.008 | -0.056 |

Para las centrales para las cuales no se dispone de modelo se utilizó el modelo promedio de los de la Tabla 20 excluyendo la central "Arapey Solar" por tener un comportamiento muy diferente al resto.



Tabla 21: Centrales solares representadas.

| [MW-medios] | | | |
|-------------|-----------------|----------|------------|
| | | Histo_VE | Histo_Desv |
| 1 | P_Abril | 0.1172 | 0.0370 |
| 2 | P_Albisu | 1.8311 | 0.4444 |
| 3 | P_Alto Cielo | 4.5943 | 0.8087 |
| 4 | P_Arapey Solar | 2.0035 | 0.4396 |
| 5 | P_Asahi | 0.0720 | 0.0191 |
| 6 | P_Casalco | 0.1529 | 0.0272 |
| 7 | P_Del Litoral | 3.5108 | 1.1898 |
| 8 | P_Dicano | 2.1083 | 0.4380 |
| 9 | P_El Naranjal | 12.4654 | 4.2583 |
| 10 | P_Fenima | 1.7489 | 0.3315 |
| 11 | P_La Jacinta | 11.4812 | 2.4218 |
| 12 | P_Menafra Solar | 4.1384 | 0.9463 |
| 13 | P_Miem_UTE | 0.0919 | 0.0223 |
| 14 | P_Natelu | 1.8823 | 0.4057 |
| 15 | P_PTI_UTE | 4.7402 | 1.1504 |
| 16 | P_Petilcoran | 1.6448 | 0.3466 |
| 17 | P_Raditon | 1.4662 | 0.3559 |
| 18 | P_TS | 0.1833 | 0.0445 |
| 19 | P_Vingano | 0.1372 | 0.0460 |
| 20 | P_Yamel | 1.9330 | 0.4001 |

Adicionalmente a la incorporación de los modelos polinómicos antes mencionados, se agregó la capacidad de modelar mecanismos de seguimiento solar de un eje horizontal simple para una mejor estimación de la radiación sobre el plano de los paneles en las plantas El Naranjal, Del Litoral y Albisu.

En la Tabla 21 se muestran los valores promedios de la potencia media anual y el desvío de las potencias medias mensuales (sobre el histórico 2020-2021). Para las centrales marcadas en amarillo los valores corresponden al promedio calculado con el rendimiento promedio de las demás por no disponerse de información histórica de las mismas.

Se ajustó la disponibilidad de los módulos (paneles-inversores) de las plantas para tener los mismos valores esperados de generación que los históricos.

Para lograr un ajuste a la estacionalidad histórica, fue necesario cambiar el CEGH de índice de claridad kT. Se utiliza ahora un nuevo CEGH con las series de kTs de 12 de los parques.

La matriz de covarianza de las series de kTs gaussianizadas se muestra en la Figura 23.



| | Lat | Lon | La Jacinta | Raditon | Alto Cielo | Del Litoral | El Naranjal | Yamel | Natelu | Fenima | Petlicoran | Dicano | Menafra | Arapey |
|-------------|--------|--------|------------|---------|------------|-------------|-------------|-------|--------|--------|------------|--------|---------|--------|
| La Jacinta | -31.43 | -57.91 | 1 | 0.716 | 0.630 | 0.531 | 0.615 | 0.530 | 0.579 | 0.678 | 0.700 | 0.683 | 0.646 | 0.614 |
| Raditon | -32.39 | -58.13 | 2 | 1.000 | 0.566 | 0.439 | 0.494 | 0.582 | 0.670 | 0.688 | 0.766 | 0.765 | 0.701 | 0.538 |
| Alto Cielo | -30.42 | -57.46 | 3 | 0.630 | 1.000 | 0.467 | 0.468 | 0.530 | 0.457 | 0.548 | 0.531 | 0.593 | 0.494 | 0.701 |
| Del Litoral | -31.44 | -57.87 | 4 | 0.531 | 0.439 | 0.467 | 1.000 | 0.729 | 0.410 | 0.343 | 0.406 | 0.421 | 0.482 | 0.343 |
| El Naranjal | -31.26 | -57.86 | 5 | 0.615 | 0.494 | 0.468 | 0.729 | 1.000 | 0.315 | 0.407 | 0.411 | 0.486 | 0.487 | 0.425 |
| Yamel | -32.68 | -57.61 | 6 | 0.530 | 0.582 | 0.530 | 0.410 | 0.315 | 1.000 | 0.528 | 0.622 | 0.591 | 0.629 | 0.621 |
| Natelu | -33.26 | -57.99 | 7 | 0.579 | 0.670 | 0.457 | 0.343 | 0.407 | 0.528 | 1.000 | 0.559 | 0.611 | 0.616 | 0.446 |
| Fenima | -31.43 | -57.91 | 8 | 0.678 | 0.688 | 0.548 | 0.406 | 0.411 | 0.622 | 0.559 | 1.000 | 0.688 | 0.734 | 0.592 |
| Petlicoran | -32.29 | -58.02 | 9 | 0.700 | 0.766 | 0.531 | 0.421 | 0.486 | 0.591 | 0.611 | 0.688 | 1.000 | 0.768 | 0.656 |
| Dicano | -32.29 | -58.03 | 10 | 0.683 | 0.765 | 0.593 | 0.482 | 0.487 | 0.629 | 0.616 | 0.734 | 0.768 | 1.000 | 0.660 |
| Menafra | -32.61 | -57.44 | 11 | 0.646 | 0.701 | 0.494 | 0.343 | 0.425 | 0.621 | 0.617 | 0.592 | 0.656 | 0.660 | 1.000 |
| Arapey | -30.91 | -57.47 | 12 | 0.614 | 0.538 | 0.701 | 0.468 | 0.473 | 0.560 | 0.446 | 0.697 | 0.516 | 0.595 | 0.481 |

Figura 23: Matriz de covarianzas de las series de kTs gaussianizadas.

Como se puede apreciar, si bien las centrales se encuentran ubicadas en el litoral noroeste del país (Salto-Artigas), a escala horaria la correlación entre el índice de claridad esta entre 0.7 y 0.3 y no es 1 (uno) como se venía modelando al conectar todos los parques a un único Borne del CEGH anterior (Borne Buena-Unión).

La Figura 24 muestra los factores de capacidad estimados en base a los últimos dos años de generación y el desvío de los valores mensuales en comparación con los mismos valores resultantes de la simulación de 1000 crónicas luego de ajustar los parámetros de disponibilidad.

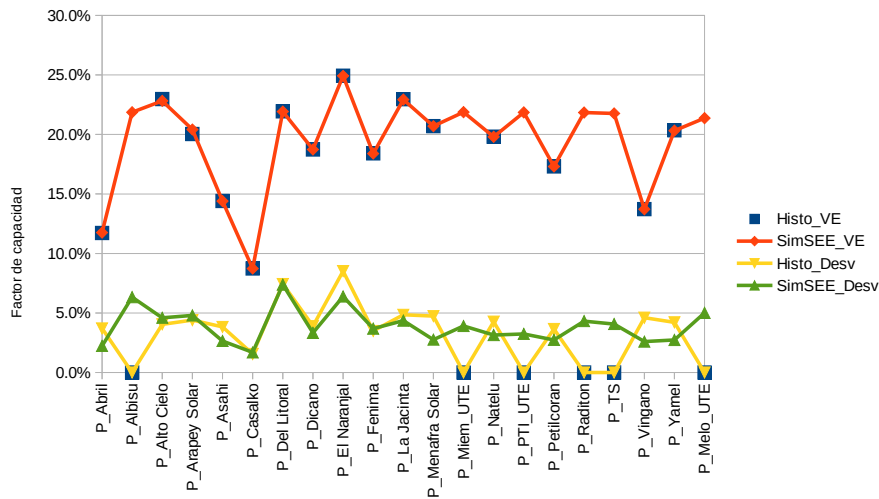


Figura 24: Factor de capacidad histórico y simulado en valor esperado y desvío de los valores mensuales.

La Figura 25 muestra la distribución (deformador CEGH) para el borne La Jacinta (a modo de ejemplo, son todos similares) para el verano y para el invierno. Como se puede apreciar hay diferencia en las distribuciones. La Figura 26 muestra el ciclo anual del valor esperado del kT.

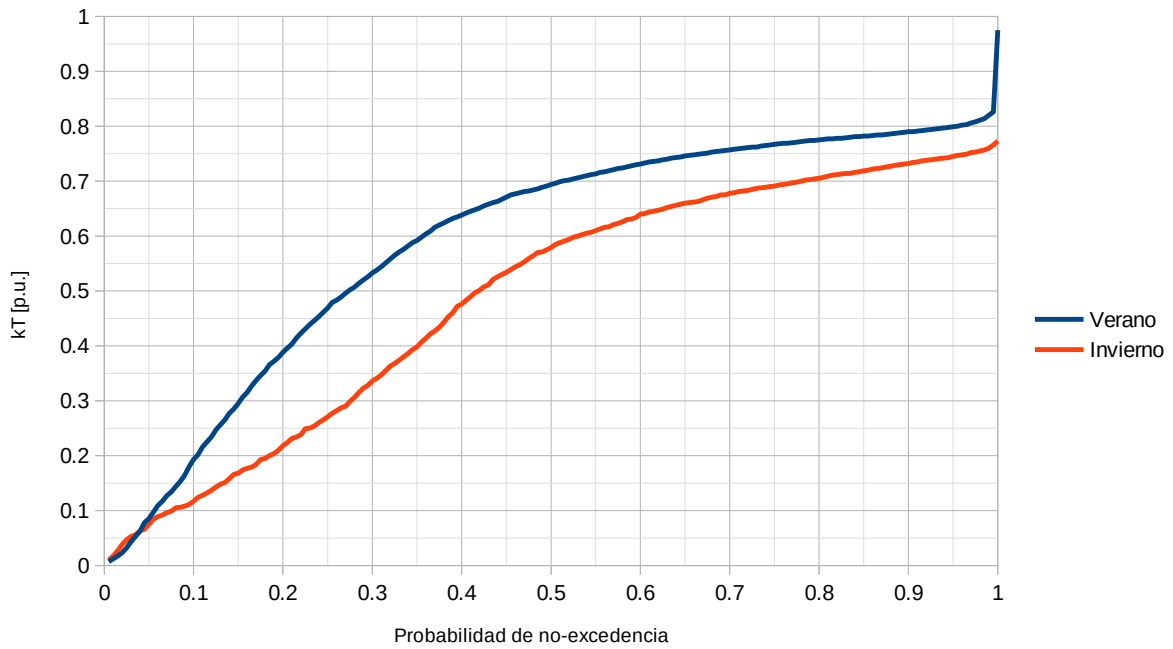


Figura 25: Índice de Claridad (kT) horario para un día de verano y para un día de invierno

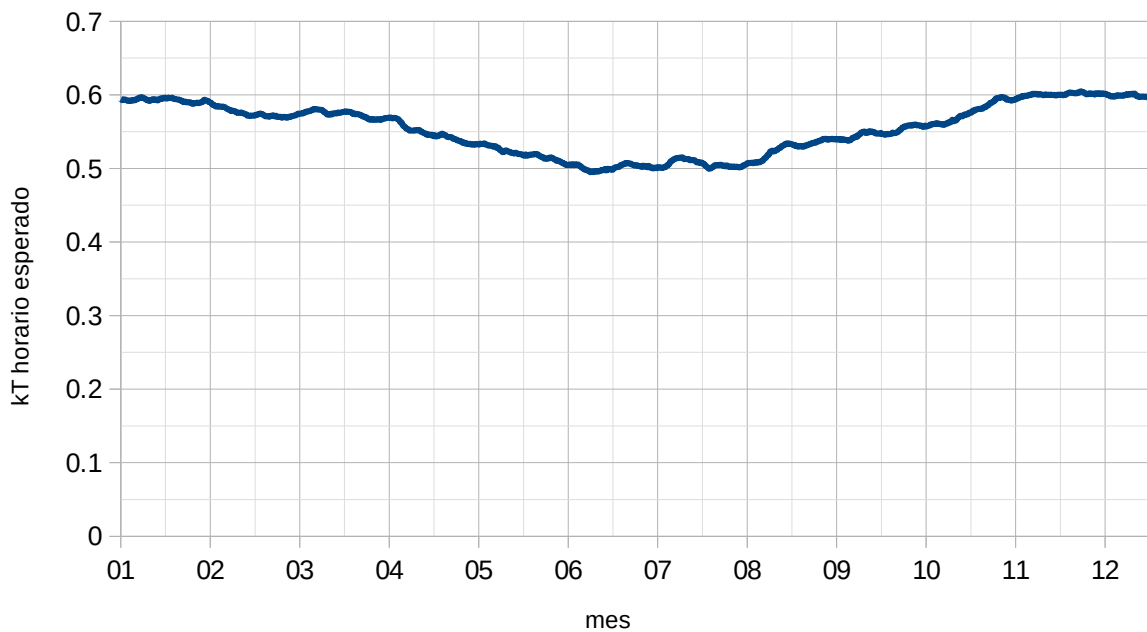


Figura 26: : Ciclo anual del valor esperado del kT horario



6.2.2.1 Procedimiento para la generación del CEGH de kTs horario

Se crea el proyecto Lazarus-Pascal que permite coleccionar las series de generación y radiación usadas para el cálculo de las RO de 12 plantas solares.

El proyecto es:

```
src/ADME/EstimadorGeneracionERNC/  
colectorseriesolaresygeneradorseries_kt_horarias.lpi
```

y al ejecutarlo busca la última versión del archivo de series diezminutales usado para el cálculo de las RO de cada una de las 12 centrales especificadas y los junta en un único archivo llamado:

SeriesSolaresJuntas_diezminutales_.xlt en la carpeta compartidas de cálculo de las ROs.

En el directorio de las ROs se crea el archivo:

```
/compartida_dnc/RestriccionesOperativas/kT_SeriesSolaresJuntas_HORIZADA_AS.xlt
```

Luego con la aplicación AnalisisSerial se usa ese archivo con las series de kT horarias para generar el CEGH.

Se debe considerar un Overlapping = 1095 que corresponde (en horas) a un mes y medio, con lo cual los deformadores contienen el promedio centrado de las muestras de 3 meses.

En oportunidad de la PES Nov.2023 se ejecuta lo anterior con 4 años de información por lo cual el Overlapping = 1095 resulta necesario para lograr un sustento estadístico que suavice los deformadores.

Finalmente se debe editar el CEGH, eliminando la descripción de estado y considerar nVE = 0.



7 Anexo II: Cálculo PEGE para la PES 11-2023

Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Versiones:

| Fecha | Autores | Motivo |
|------------|------------------|--|
| 28/09/2023 | Eliana Cornalino | Creación del informe |
| 3 | | |
| 9/10/2023 | Eliana Cornalino | Corrección de resultados por cambio en las hipótesis de la proyección del WTI. |

7.1 Resumen

Se parte de la Sala “PES_2023-11-2_diaria.ese” del 26/9/2023 y se aplica el Procedimiento PEGE [1] (Ver 7.7).

Para el “Análisis del punto de partida” se utilizan el resultado del último PEGE calculado en agosto de 2023 y el calculado en Noviembre de 2022. En ambos casos se obtiene una valorización muy baja de la energía eólica y solar en relación a sus costos. Esto significa que los planes anteriores sobre-equipan el sistema, debiéndose realizar una nueva optimización.

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

Los resultados obtenidos muestran un requerimiento equivalente a 800 MW de solar o 400 MW de eólica para abril de 2025, observándose que, para las hipótesis de cálculo consideradas, es indistinto como se reparte la potencia a instalar entre ambas fuentes.

Se evaluó la sensibilidad de los costos totales, costos marginales y probabilidad de falla frente a posibles retrasos de estas incorporaciones. Los resultados muestran que los costos totales del período no son tan sensibles a estos retrasos pero sí los son los costos marginales y la probabilidad de falla.

7.2 Hipótesis

Las hipótesis de precios de las tecnologías son las mismas que las consideradas en [2] ya que la información más reciente publicada por Lazard continúa siendo de abril de 2023.



Tabla 22: Precio promedio de cada tecnología llevado a dólares constantes

| Tecnología | PRECIO [USD/MWh] (USD constantes) |
|------------|-----------------------------------|
| Solar | 46.3 |
| Eólica | 38.1 |

7.3 Análisis del punto de partida

Se aplica la primer etapa del procedimiento considerando tanto la expansión prevista en [2] como la calculada en [3].

Se considera la sala PES PES_2023-11-2_diaria.ese del 26/9/23.

Se considera un horizonte de optimización y simulación desde el 23/9/2023 al 31/12/2033, concatenando la política de operación con la obtenida a partir de la Sala del PAM vigente (CF_PAM_2023-10-2_semanal.bin).

La versión SimSEE utilizada es la v_iiie118.253.

En la Figura 27 se muestra la valorización de la energía al costo marginal obtenida con [3] en el período analizado.

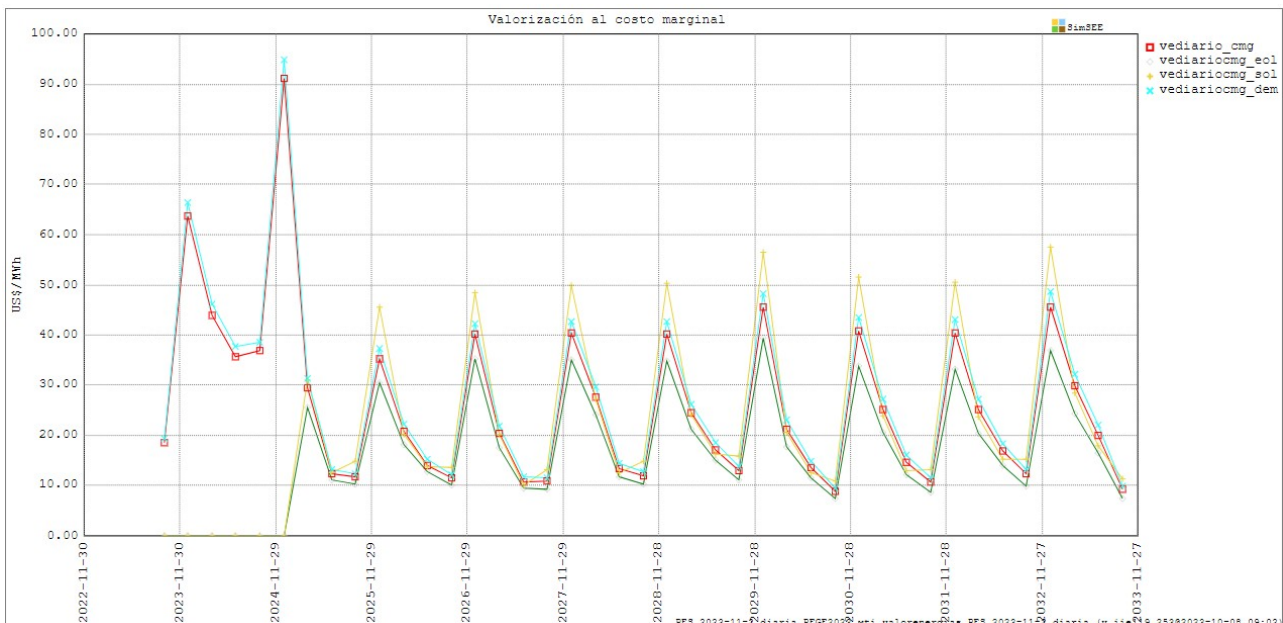


Figura 27: Valorización de las energías al costo marginal



En la Tabla 23 se muestran los promedios de los valores observados en las figuras precedentes para el período 2025-2033.

| Valorización al costo marginal (USD/MWh) (1/4/2025 al 31/12/2033) | | | | | COSTO (MUSD) (9/2023 a 12/2033) |
|---|------|------|------|------|------------------------------------|
| PLAN | CMG | EOL | SOL | DEM | |
| PEGE-082023 | 22.5 | 19.1 | 25.0 | 24.0 | 5809.7 |
| PEGE2022 | 27.8 | 25.5 | 25.7 | 29.4 | 5801.6 |

Tabla 23: Promedios para el período 2025-2033 de la valorización al marginal en paso diario y costo total de abastecimiento para el período 2023-2033.

Teniendo en cuenta que los costos estimados para el período son de 46.3 USD/MWh para la solar y 38.1 USD/MWh para la eólica, se observa que ambos planes representan una sobre-instalación de potencia.

7.4 PIG

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

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

Debido a que el análisis del punto de partida muestra una sobre-instalación de generación y a que en [3] no se registraban ingresos de TG, se opta por eliminar esta tecnología de las opciones a considerar.

7.5 Resultados

La expansión seleccionada es la que se detalla en la Figura 28.



■ Editando "eolica_amp" Parque eólico

| Fecha de Inicio | Instaladas | En M.Prog. | Periodica? | Capa | | | |
|-----------------|------------|------------|------------|------|--|--|--|
| Auto | [0] | [0] | NO | 0 | | | |
| 2025-04-01 | [150] | [0] | NO | 0 | | | |
| 2026-04-01 | [300] | [0] | NO | 0 | | | |
| 2027-04-01 | [350] | [0] | NO | 0 | | | |
| 2029-03-31 | [400] | [0] | NO | 0 | | | |
| 2032-03-30 | [600] | [0] | NO | 0 | | | |
| 2033-03-30 | [800] | [0] | NO | 0 | | | |
| 2034-03-30 | [1100] | [0] | NO | 0 | | | |
| 2035-03-30 | [1400] | [0] | NO | 0 | | | |
| 2036-03-29 | [1750] | [0] | NO | 0 | | | |

■ Editando "solar_amp" Parque eólico

| Fecha de Inicio | Instaladas | En M.Prog. | Periodica? | Capa | | | |
|-----------------|------------|------------|------------|------|--|--|--|
| Auto | [0] | [0] | NO | 0 | | | |
| 2025-04-01 | [500] | [0] | NO | 0 | | | |
| 2028-03-31 | [550] | [0] | NO | 0 | | | |
| 2029-03-31 | [600] | [0] | NO | 0 | | | |
| 2030-03-31 | [650] | [0] | NO | 0 | | | |
| 2031-03-31 | [700] | [0] | NO | 0 | | | |
| 2033-03-30 | [900] | [0] | NO | 0 | | | |
| 2035-03-30 | [1000] | [0] | NO | 0 | | | |
| 2036-03-29 | [1100] | [0] | NO | 0 | | | |
| 2045-04-01 | [600] | [0] | NO | 0 | | | |

Figura 28: Expansión resultante

En la Figura 29 se muestra la comparación entre los dos últimos planes y el actual.

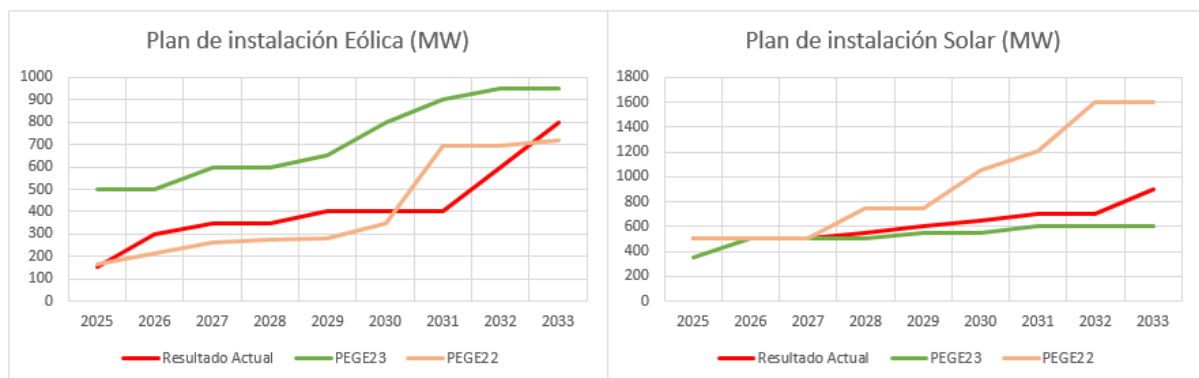


Figura 29 Comparación del plan de instalación resultante con los dos últimos planes elaborados.

7.6 Sensibilidad

Se realiza un análisis de sensibilidad de los resultados, evaluando tres posibles escenarios diferentes al caso base: S1, S2 y S3.

S1: se evalúa si para el primer año de instalación, la energía eólica a instalar podría sustituirse por energía solar y viceversa. Para esto se asume un factor de planta de 0.2 para la generación solar y de 0.4 para la eólica. La potencia eólica equivalente (en energía) a los 500 MW de solar a instalar son 250 MW de generación eólica. La potencia solar equivalente (en energía) a los 150 MW de eólica a instalar son 300 MW de generación solar. Se modifica el plan solo para el primer año y se simula el sistema para comparar los costos.

S2: se asume un retraso del 70% de las instalaciones previstas para el año 2025, completándose todas las instalaciones esperadas para el 2026.



S3: se asume un retraso del 100% de las instalaciones previstas para el año 2025, y del 70% de las previstas para el 2026, completándose todas las instalaciones esperadas para el 2027.

En la Tabla 24 se comparan los resultados de los valores esperados de la valorización de las energías para el período 2025-2033, para el escenario base y los tres escenarios de sensibilidad analizados.

| Valorización al costo marginal (USD/MWh) (1/4/2025 al 31/12/2033) | | | | | COSTO (MUSD) (9/2023 a 12/2033) |
|---|------|------|------|------|------------------------------------|
| PLAN | CMG | EOL | SOL | DEM | |
| BASE | 36.7 | 33.3 | 38.8 | 38.8 | 5744 |
| S1 | 36.8 | 33.4 | 39.3 | 38.9 | 5743 |
| S2 | 39.2 | 35.8 | 42.3 | 41.4 | 5749 |
| S3 | 44.0 | 37.2 | 44.1 | 46.4 | 5766 |

Tabla 24 Comparativa de costos marginales y totales para el plan seleccionado y tres casos de sensibilidad planteados

En la Figura 30 se compara gráficamente la evolución de los promedios trimestrales de los valores esperados de los costos marginales, para el escenario base y los tres escenarios de sensibilidad analizados.

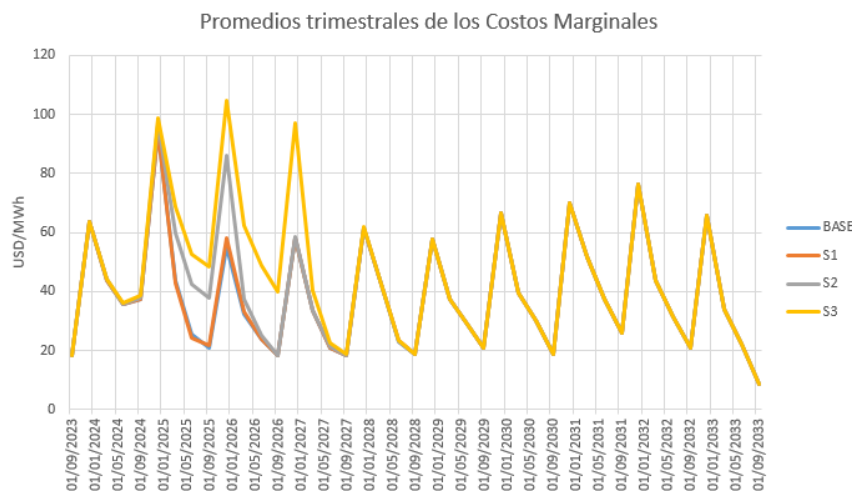


Figura 30: Promedios trimestrales de los valores esperados de los costos marginales. Comparación de escenarios.

Dado que no se existe una variación significativa en los costos del caso base y S1, se verifica que las potencias a instalar de eólica y solar serían intercambiables, de acuerdo a las hipótesis utilizadas para la evaluación.

Por otro lado, en cuanto a los costos marginales, se pueden ver importantes diferencias entre el caso base y los escenarios S2 y S3. No se observan diferencias entre el caso base y el S1.



En la Figura 31 se comparan las energías de falla acumuladas para el escenario Base y los escenarios S2 y S3. Se puede observar que en términos de confiabilidad del sistema el valor esperado de la falla acumulada al menos se duplica en los escenarios S2 y S3 con respecto al base. Sin embargo, a partir de la Tabla 24 se observa que las diferencias de costos son poco significativas, registrándose un sobrecosto máximo de 0.4 % al comparar el caso base con el S3.

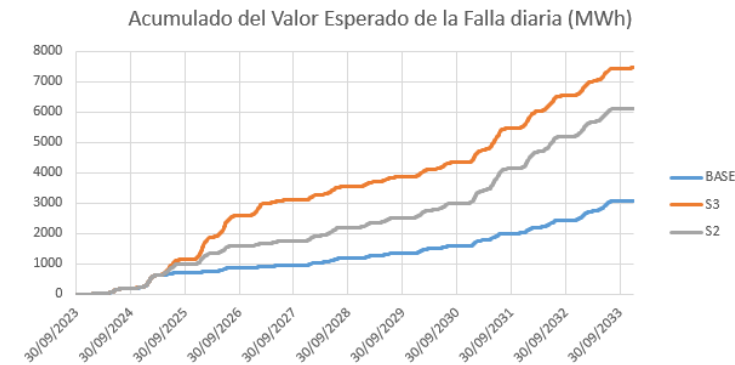


Figura 31: Valor esperado de la Falla diaria acumulada

7.7 Referencias

- [1] Procedimiento Plan de Expansión de la Generación de Equilibrio (PEGE).
- [2] Cálculo de la Expansión Óptima para la PES – Abril 2023 (https://simsee.adme.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1483/PES0423_PlanExpansi_AnGenEquilibrio.pdf)
- [3] PEGE agosto 2023 (realizada en agosto de 2023 con la PES Mayo 2023).



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..... | 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 |
| 4 HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA..... | 12 |
| 4.1 Principales hipótesis..... | 12 |
| 4.2 Demanda y Falla..... | 13 |
| 4.2.1 Previsión de demanda..... | 13 |
| 4.2.2 Representación de la falla..... | 14 |
| 4.3 Situación hidrológica y Clima..... | 15 |
| 4.3.1 Energía Hidráulica Afluente Trimestral (EHAT)..... | 15 |
| 4.3.2 Previsión climática OND 2023 (Fuente CPTEC)..... | 15 |
| 4.3.3 Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, octubre 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 generadoras térmicas en base a combustibles fósiles..... | 20 |
| 4.6 Centrales generadoras de fuente eólica..... | 20 |



| | |
|---|-----------|
| 4.7 Centrales generadoras de fuente solar fotovoltaica..... | 21 |
| 4.8 Centrales generadoras 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 |
| Por Conversora Melo:..... | 30 |
| Por Conversora Rivera..... | 30 |
| 4.13 Generación forzada..... | 30 |
| 5 MODELO..... | 31 |
| 5.1 Versión SimSEE..... | 31 |
| 5.2 Salas SimSEE..... | 31 |
| 5.3 Horizontes de tiempo..... | 31 |
| 5.4 Estado inicial del Sistema (al 21/10/2023)..... | 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 |
| 6 ANEXO I: AJUSTE DE MODELOS EÓLICOS Y SOLARES PARA PES NOV2023 | 34 |
| 6.1 Resultados..... | 34 |
| 6.2 Procedimiento..... | 38 |
| 6.2.1 Centrales Eólicas..... | 38 |
| 6.2.2 Centrales solares F.V..... | 40 |
| 7 ANEXO II: CÁLCULO PEGE PARA LA PES 11-2023..... | 45 |



| | |
|--|-----------|
| 7.1 Resumen..... | 45 |
| 7.2 Hipótesis..... | 45 |
| 7.3 Análisis del punto de partida..... | 46 |
| 7.4 PIG..... | 47 |
| 7.5 Resultados..... | 47 |
| 7.6 Sensibilidad..... | 48 |
| 7.7 Referencias..... | 50 |
| 8 GLOSARIO..... | 51 |
| ÍNDICE DE FIGURAS..... | 55 |
| ÍNDICE DE TABLAS..... | 56 |

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 OND/2023 (CPTEC/INPE, setiembre de 2023)..... | 16 |
| Figura 12: Modelos de previsión del Niño/Niña..... | 17 |
| <i>Figura 13: Previsión Niño/Niña.....</i> | <i>18</i> |
| Figura 14: Precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril..... | 19 |
| <i>Figura 15: Mantenimientos programados del 07/10/2023 al 03/01/2025.....</i> | <i>25</i> |



| | |
|--|----|
| Figura 16: Programa indicativo para el período 04/01/2025 al 02/01/2026..... | 26 |
| Figura 17: Programa indicativo para el período 03/01/2026 al 02/01/2027..... | 27 |
| Figura 18: Ajuste del total de eólica existente al histórico disponible para el conjunto de centrales eólicas representadas..... | 35 |
| Figura 19: Ajuste del valor esperado anual para cada central eólica representada..... | 35 |
| Figura 20: Ajuste de la potencia media anual del conjunto de centrales solares..... | 36 |
| Figura 21: Ajuste del valor esperado anual y del desvío estándar mensual de la potencia media..... | 36 |
| Figura 22: Ajuste de los factores de capacidad. Los que no tienen histórico se ajustaron al promedio..... | 37 |
| Figura 23: Matriz de covarianzas de las series de kTs gaussianizadas..... | 42 |
| Figura 24: Factor de capacidad histórico y simulado en valor esperado y desvío de los valores mensuales..... | 42 |
| Figura 25: Índice de Claridad (kT) horario para un día de verano y para un día de invierno. | 43 |
| Figura 26: : Ciclo anual del valor esperado del kT horario..... | 43 |
| Figura 27: Valorización de las energías al costo marginal..... | 46 |
| Figura 28: Expansión resultante..... | 48 |
| Figura 29 Comparación del plan de instalación resultante con los dos últimos planes elaborados..... | 48 |
| Figura 30: Promedios trimestrales de los valores esperados de los costos marginales. Comparación de escenarios..... | 49 |
| Figura 31: Valor esperado de la Falla diaria acumulada..... | 50 |

Índice de tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 1: Balance energético en el período 04/11/23 al 03/05/24..... | 4 |
| Tabla 2: Nuevos parámetros del modelo SimSEE de SG..... | 13 |
| Tabla 3: Demandas planas a considerar para la PES..... | 14 |
| Tabla 4: Energía real y proyectada de los años 2022 a 2052..... | 14 |
| Tabla 5: Representación de la Falla..... | 14 |
| Tabla 6: Precio de combustibles derivados..... | 19 |
| Tabla 7: Disponibilidad de las unidades térmicas..... | 20 |
| Tabla 8: Costos Variables de las unidades térmicas..... | 20 |
| Tabla 9: Centrales de generación eólica..... | 21 |
| Tabla 10: Centrales de generación solar fotovoltaica..... | 22 |



| | |
|--|-----------|
| Tabla 11: Incorporaciones de centrales de generación solar fotovoltaica..... | 22 |
| Tabla 12: Modelado generadores fuente biomasa..... | 23 |
| Tabla 13: Cronograma de entrada de UPM2..... | 23 |
| Tabla 14: Mantenimientos adicionales..... | 28 |
| Tabla 15: Continuación mantenimientos adicionales..... | 29 |
| Tabla 16: Parámetros del actor Generador Térmico Combinado generando con Gasoil..... | 32 |
| <i>Tabla 17: Controles de cota para las centrales hidroeléctricas.....</i> | <i>32</i> |
| Tabla 18: Parámetros en SimSEE para considerar controles de crecida de las centrales hidroeléctricas..... | 33 |
| Tabla 19: Centrales eólicas representadas por grupo asociado al mismo "viento"..... | 39 |
| Tabla 20: Modelos polinómicos de las plantas solares usados en las Ros..... | 40 |
| Tabla 21: Centrales solares representadas..... | 41 |
| Tabla 22: Precio promedio de cada tecnología llevado a dólares constantes..... | 46 |
| Tabla 23: Promedios para el período 2025-2033 de la valorización al marginal en paso diario y costo total de abastecimiento para el período 2023-2033..... | 47 |
| Tabla 24 Comparativa de costos marginales y totales para el plan seleccionado y tres casos de sensibilidad planteados..... | 49 |