



Programación Anual de Mantenimiento (PAM) Octubre 2023 - Abril 2024

ADME

28/09/2023

Montevideo - Uruguay

ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Trabajaron en la elaboración de este informe:

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

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

Responsable: Ruben Chaer

Versiones:

Fecha	Autores	Motivo
28/09/23	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Valentina Groposo, Milena Gurin, Santiago Machado, Hernán Rodrigo, y Carolina Rodríguez	Realización del informe y puesta en vista a los Agentes.
13/10/23	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Valentina Groposo, Milena Gurin, Santiago Machado, Hernán Rodrigo, y Carolina Rodríguez	Terminado el plazo de recepción de observaciones por parte de los Agentes. Pasa a Directorio.



1 Resumen ejecutivo.

En este informe se elabora y presenta la Programación Anual de Mantenimiento (PAM) para los siguientes 12 meses y un programa indicativo para los 36 meses subsiguientes. Se mantienen la mayoría de las hipótesis consideradas para la Programación Estacional Mayo 2023¹.

Los resultados principales para el período PAM desde el 30-09-2023 al 27-09-2024 son:

- El valor esperado del despacho de Energía de Falla acumulada es de 0.0138 GWh.
- El valor esperado de la demanda acumulada es de 12.368 GWh \pm 1.2 % con una confianza del 90 %.
- El valor esperado de falla acumulada con respecto a demanda acumulada es de 0.0001 %. De las 1000 crónicas simuladas, el valor máximo alcanzando es 0.042 %.
- La potencia de falla diaria con probabilidad de excedencia de 1% es cero (0 MW) para todo el período de estudio.
- La energía de falla acumulada en el período con probabilidad 5% de ser excedida es 0.0 GWh.

A partir de los resultados presentados se concluye que no existe riesgo de Falla por falta de energía en el período considerado, por lo cual se recomienda aceptar las solicitudes de mantenimiento recibidas.

¹https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1483/PES_Mayo23.pdf



2 Introducción

Según lo establecido en el RMMEE TITULO IV. PROGRAMACION DEL MANTENIMIENTO ANUAL Artículo 106º, cada 6 (seis) meses previo al estudio para la Programación Estacional de largo plazo, el DNC realizará una reunión de mantenimiento anual. Cada Participante Productor y Agente Transmisor deberá enviar al DNC antes de la reunión sus requerimientos de mantenimiento, para análisis del DNC de los pedidos en conjunto, indicando los mantenimientos mayores previstos para los siguientes 12 meses y una estimación de mantenimientos mayores requeridos para los 36 meses subsiguientes. Con la información recibida, el DNC deberá coordinar una propuesta de Programa Anual de Mantenimiento (PAM) para los siguientes 12 meses y un programa indicativo para los 36 meses subsiguientes.

Las hipótesis utilizadas para realizar el PAM son las que se utilizaron para la elaboración de la Programación Estacional Mayo 2023² junto con las modificaciones que se detallan en el sección 5.

Los cronogramas de los mantenimientos mayores se detallan en la sección 4.

3 Resultados

3.1 Análisis de Falla

En la Figura 1 se muestra el histograma de la excedencia de Falla acumulada en por unidad de la Demanda acumulada entre el 30/09/2023 y el 27/09/2024.

²https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1483/PES_Mayo23.pdf

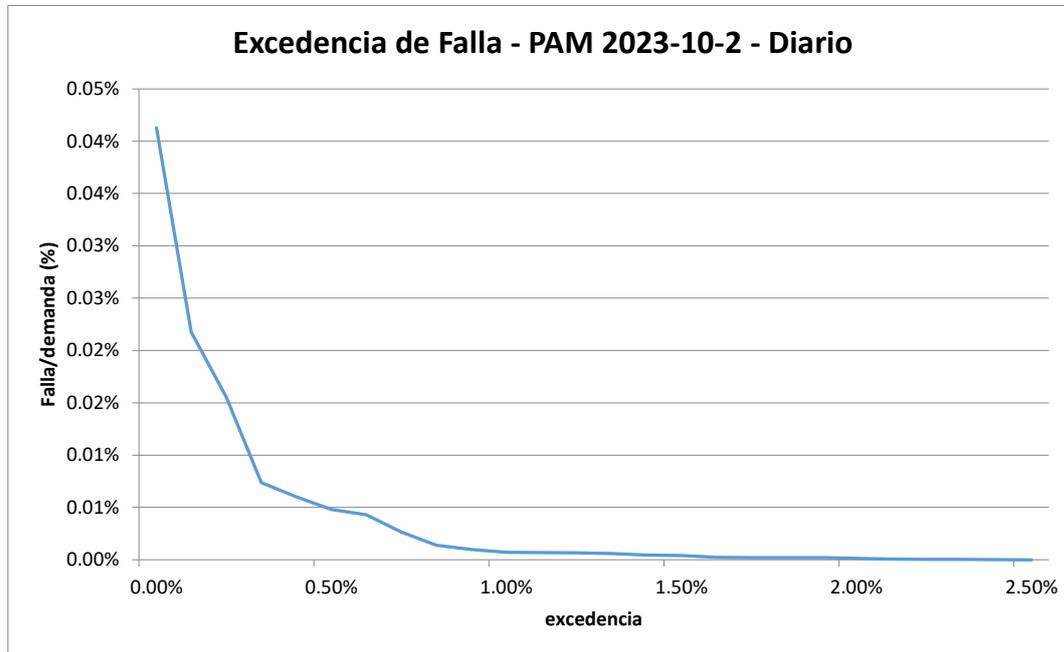


Figura 1: Excedencia de Falla acumulada en por unidad de la Demanda acumulada.

Se observa un valor máximo de falla acumulada de 0.042 % con respecto a la demanda acumulada.

En la Figura 2 se muestra las probabilidades de excedencia de la Potencia media de falla diaria.

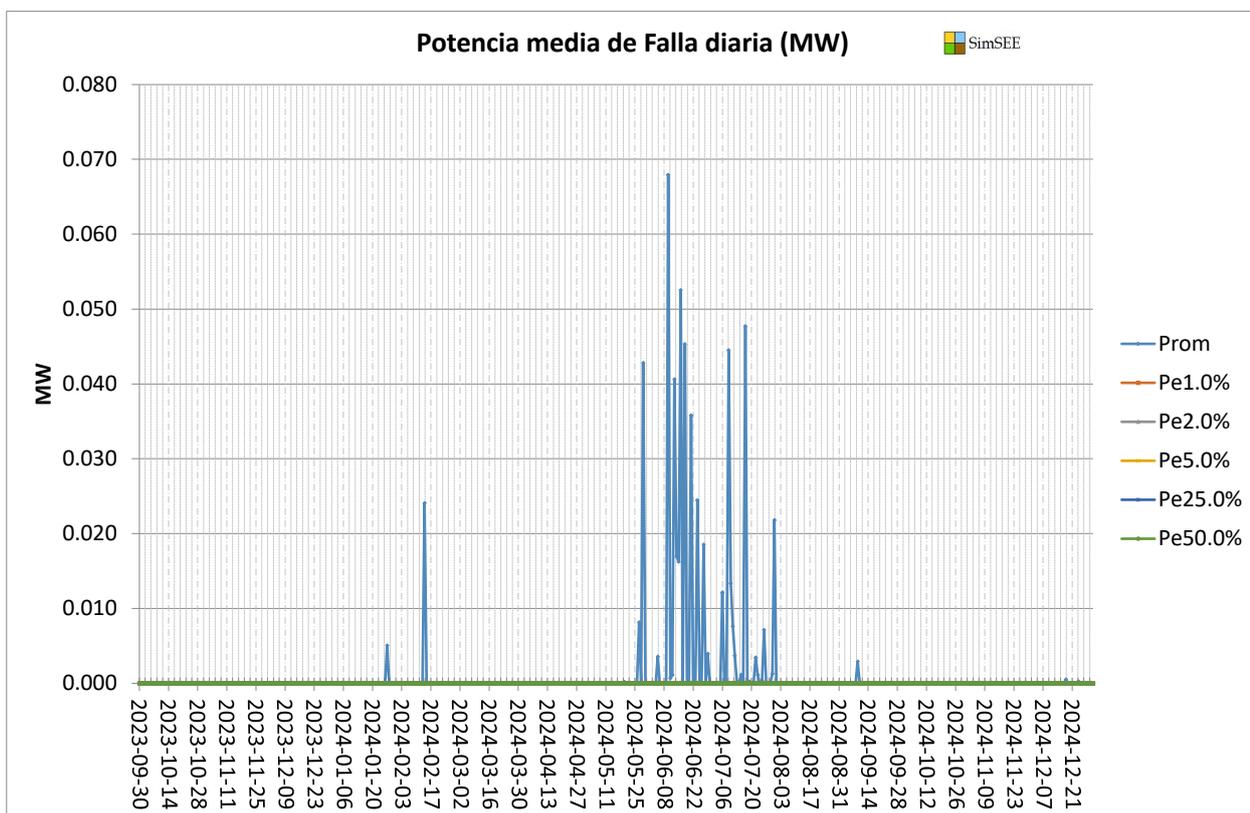


Figura 2: Potencia media de Falla diaria.

Se observa que la excedencia del 1 % de la Falla media diaria es cero para todo el período.

En la Figura 3 se muestran las crónicas de simulación que en algún paso de tiempo superan el 2 % de profundidad de la falla.

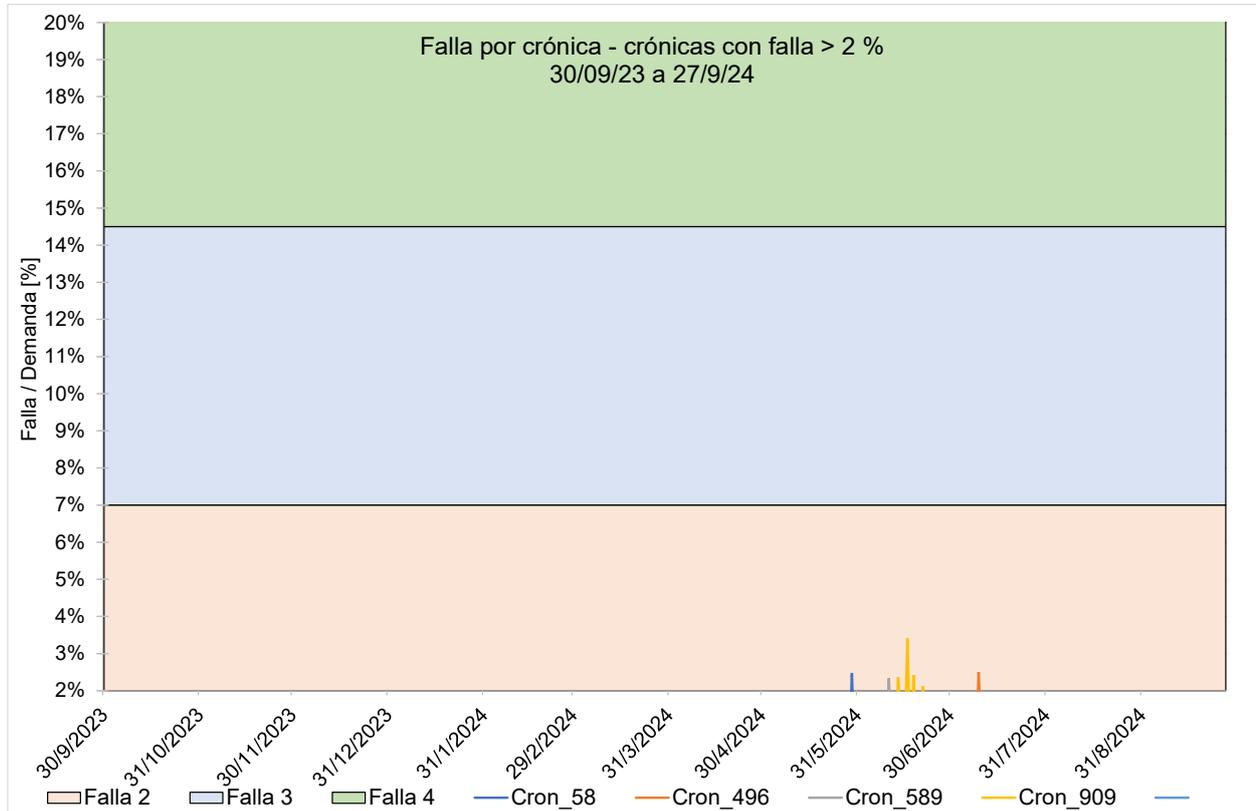


Figura 3: Crónicas de simulación que en algún paso de tiempo superan el 2 % de profundidad de la falla.

Los eventos mostrados en la gráfica anterior representan 0.0015 % del total de días simulados. Los días simulados son la cantidad de días del período multiplicado por la cantidad de crónicas simuladas. Dicho porcentaje muestra que son eventos fortuitos, esporádicos y poco frecuentes relacionados a roturas de varias máquinas en simultáneo.

Los eventos mostrados tienen la siguiente distribución:

- El 0.4 % de las crónicas superan la profundidad de falla de 2% y tienen una duración promedio de 1.8 días.
- El 0 % alcanzan o superan profundidades de falla de 7%.
- El 0 % alcanzan o superan profundidades de falla de 14.5% .

En la Figura 4 se muestra la Energía de Falla acumulada de los dos escalones de Falla considerados en la sala de paso diario (el detalle de los escalones de falla se encuentra en 6.5).

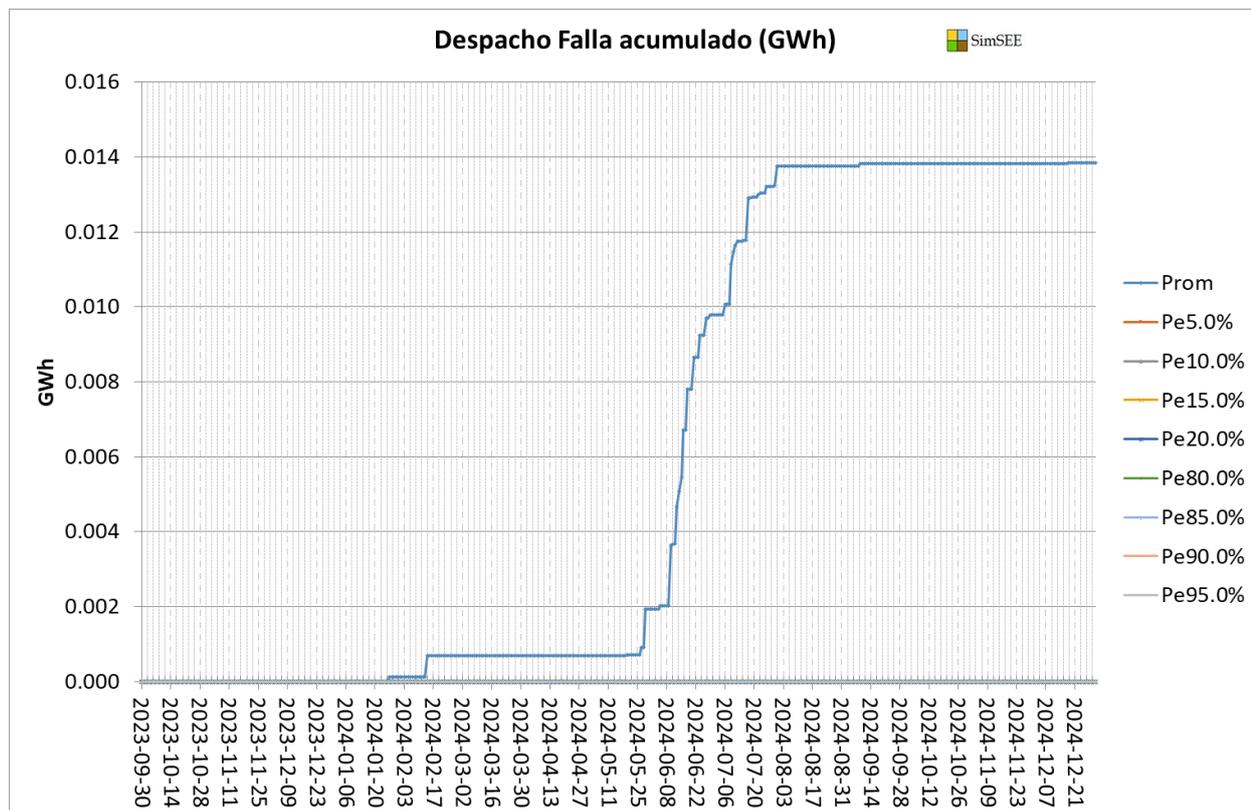


Figura 4: Despacho de Falla acumulado.

Se observa que la energía de Falla acumulada con excedencia 5 % es de 0 GWh y en promedio es 0.0138 GWh.

A partir de los resultados presentados se concluye que no existe riesgo de Falla por falta de energía en el período considerado.

3.1.1 Evolución de la cota del lago de Bonete

En la Figura 5 se muestra la evolución esperada de la cota de Bonete junto con 8 cortes de probabilidad.

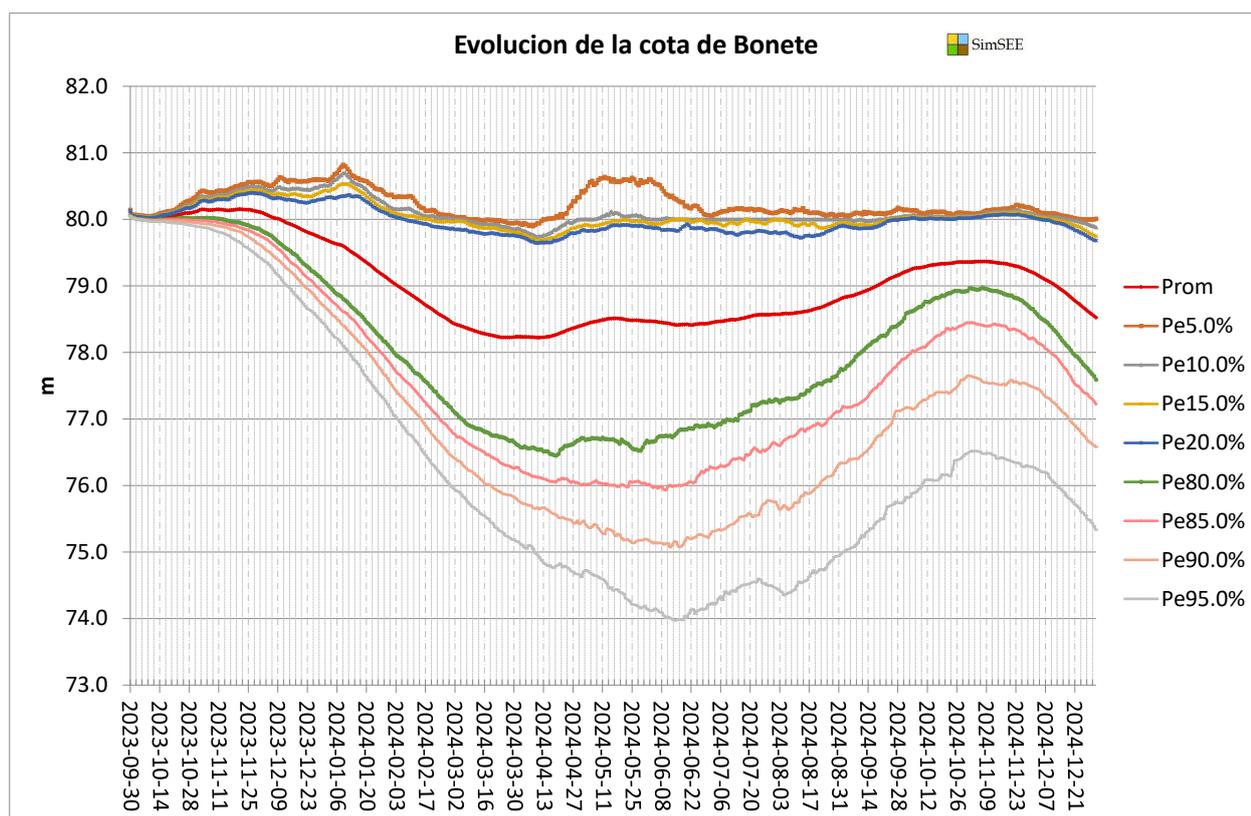


Figura 5: Evolución de la cota de Bonete

Se observa que con una probabilidad de 95 % no existe riesgo de bajar de cota 72.3 m.

3.1.2 Evolución de la cota del lago de Palmar

En la Figura 6 se muestra la evolución esperada de la cota de Palmar junto con 8 cortes de probabilidad.

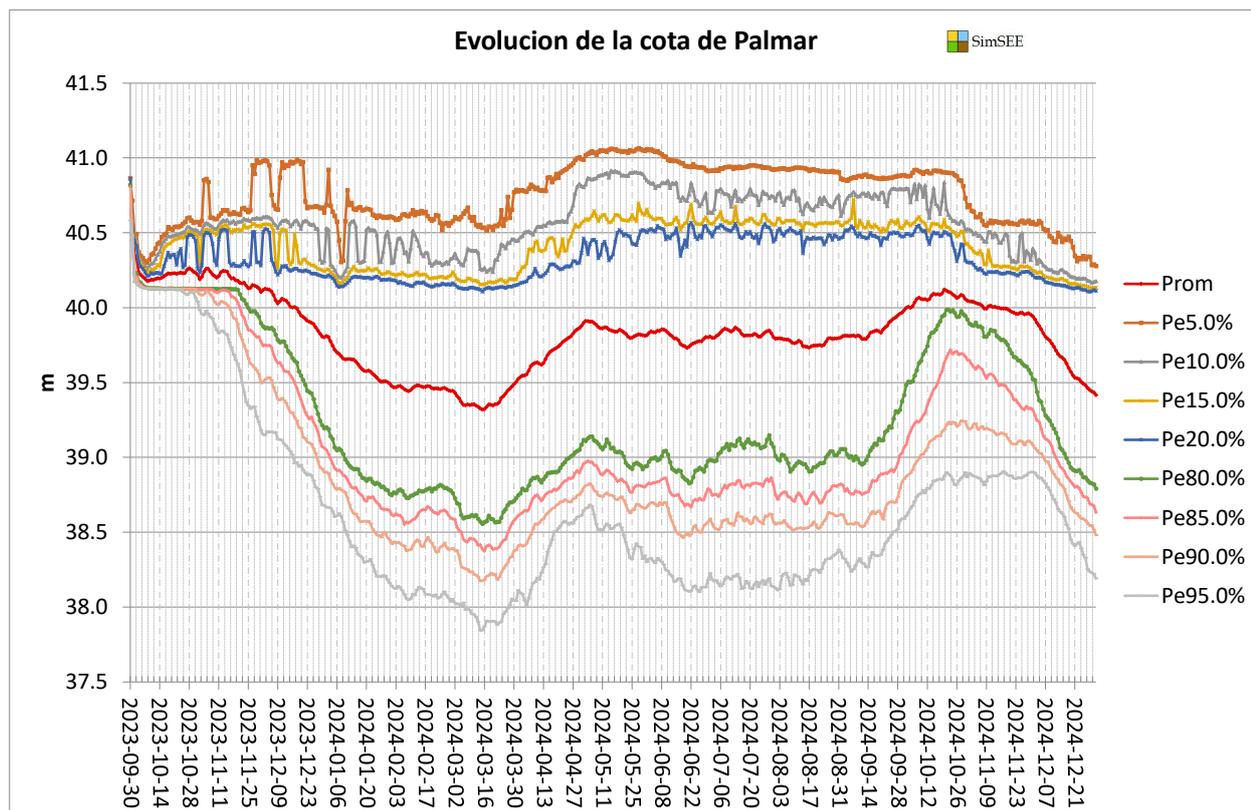


Figura 6: Evolución de la cota de Palmar

Se observa que con una probabilidad de 95 % no existe riesgo de llegar a la cota 36.0 m.

3.1.3 Evolución de la cota del lago de Salto Grande

En la Figura 7 se muestra la evolución esperada de la cota vista por Uruguay de Salto Grande junto con 8 cortes de probabilidad.

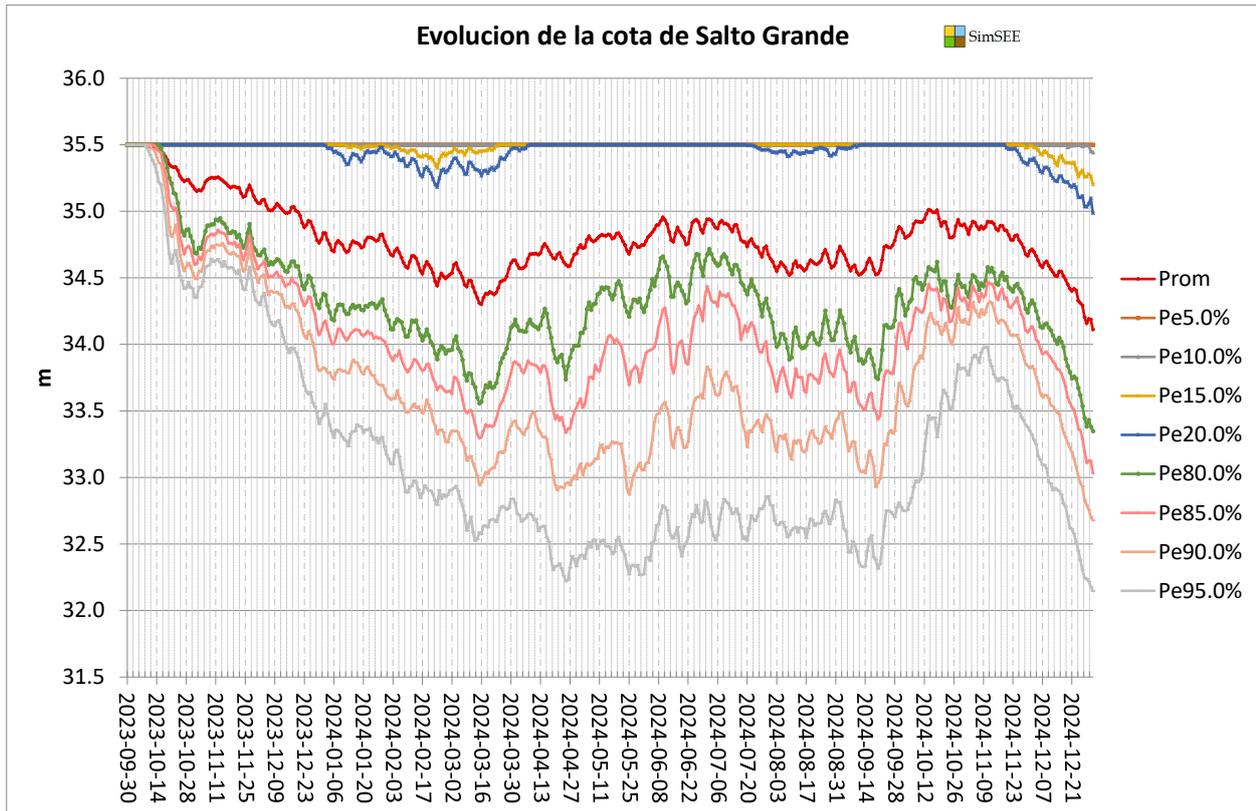


Figura 7: Evolución de la cota de Salto Grande

Se observa que con una probabilidad de 95 % no existe riesgo de llegar a la cota 32 m.

3.1.4 Costo Marginal del Sistema

En la Figura 8 se muestra la evolución esperada del Costo Marginal junto con 8 cortes de probabilidad.

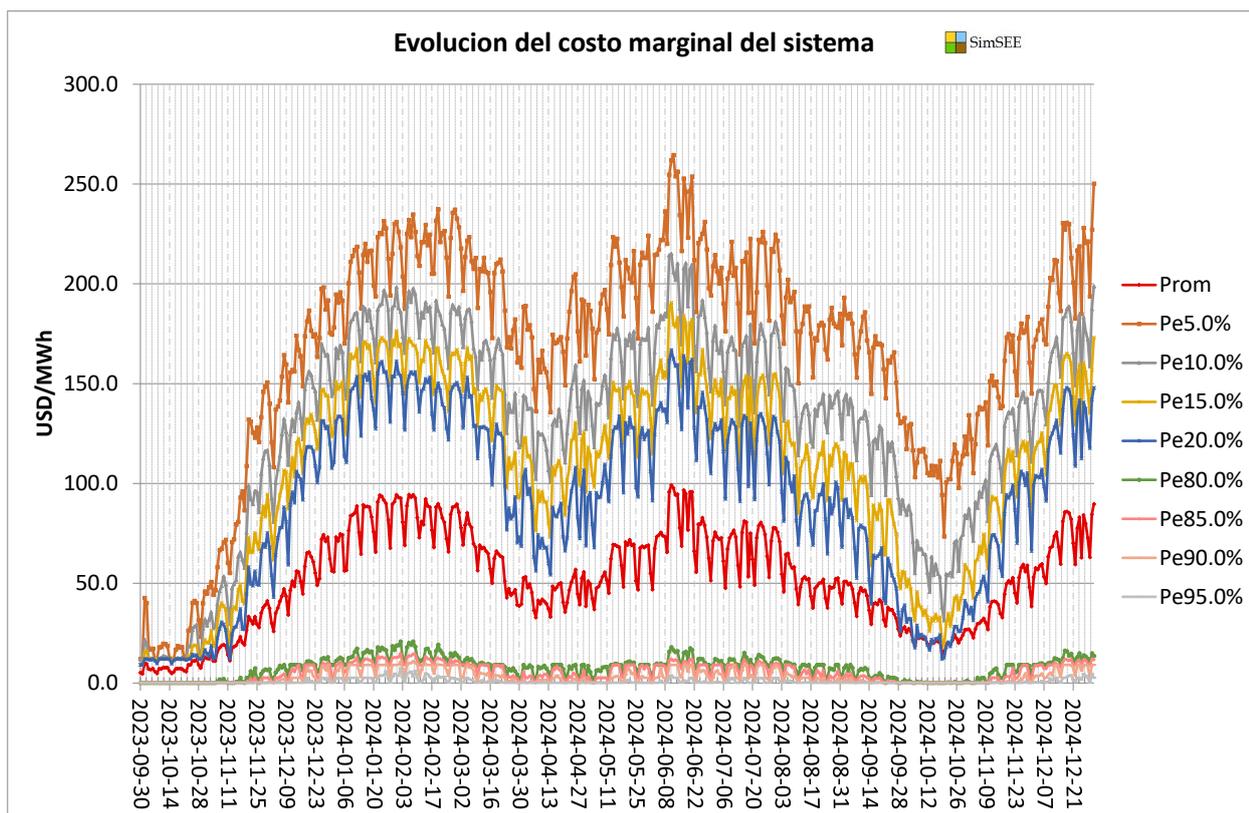


Figura 8: Evolución del Costo Marginal del Sistema

El Costo Marginal esperado para el período de estudio (30/09/2023 al 27/09/2024) es de 54.0 USD/MWh.

4 PAM

En esta sección se muestra la información de mantenimientos recibida.

4.1 Propuesta de PAM

En la Figura 9 se presenta la propuesta de Programa Anual de Mantenimientos para el período 02/09/2023 al 06/09/2024.

4.2 Mantenimientos adicionales

En las Tablas 1 y 2 se muestran los mantenimientos adicionales a los presentados en 4.1 a considerarse para el PAM.

Generador	Central generadora	Observaciones
Celulosa y Energía Punta Pereira S.A.	Montes del Plata	<p>Marca en el formulario PAM: 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: 16/9/2023: Calibración de todo el puesto medida SMEC - Medidores, TI y TT;hs indisp: 8; Disp. Comp.: 0 %; PE= 50MW; Comentario: Ya coordinado con DNC y Prog de Redes. Año 2024: Sin paradas mayores; Disp. Compr.:100%; PE = 50MW; Comentario: No hay mantenimientos este año. 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. Año 2026: Sin paradas mayores; PE = 50 MW; Comentario: No hay mantenimientos en este año. 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: 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 duración de esta parada sera de 16 horas, 2 dias de trabajo.</p> <p>Marca en el formulario PAM: 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: 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: 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: 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: Sin mantenimientos programados.</p>
Uruply S.A.	Lumin	<p>Comentario del comunicado: Marca en el formulario PAM: Año 2024: Semanas 46 y 47.</p>
R del Este S.A:	PE. Maldonado II	<p>Comentario del comunicado: Adjunta planilla Excel con plan de mantenimientos.</p> <p>Marca en el formulario PAM: Año 2024: Semana 46 Año 2025: Semana 46 Año 2026: semana 46 Año 2027: Semana 46</p>

Tabla 1: Mantenimientos adicionales a considerarse para el PAM.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Generador	Central generadora	Observaciones
R del sur S.A.	PE. Maldonado I	<p><u>Comentario del comunicado:</u> Adjunta planilla Excel con plan de mantenimientos.</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semana 46 Año 2025: Semana 46 Año 2026: Semana 46 Año 2027: Semana 46</p>
Alto Cielo S.A.	Alto Cielo	<p><u>Comentario del comunicado:</u> Semana 10: Se prevé 1 día para mantenimiento anual del BoP. Semana 48 _ 2024: Se prevé 1 día para calibración mayor SMEC.</p> <p><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</p>
Fingano S.A.	PE. Carape I	<p><u>Comentario del comunicado:</u> Semana 8 _ Todos los años: Manteimiento BoP Semana 8 _ 2024: Calibración SMEC MAYOR Semana 8 _ 2027: Ensayos periódicos 5 años</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semana 8 Año 2025: Semana 8 Año 2026: Semana 8 Año 2027: Semana 8</p>
Vengano S.A.	PE. Carape II	<p>Semana 8 _ Todos los años: Manteimiento BoP Semana 8 _ 2024: Calibración SMEC MAYOR Semana 8 _ 2027: Ensayos periódicos 5 años</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semana 8 Año 2025: Semana 8 Año 2026: Semana 8 Año 2027: Semana 8</p>
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	<p><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</p>
Dank S.A.	Dank	<p><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</p>
Blanvira S.A.	(UPM2)	<p><u>Comentario del comunicado:</u> 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</p> <p><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</p>
Liderdat S.A.	Liderdat	<p><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</p>

Tabla 2: Continuación mantenimientos adicionales a considerarse para el PAM



5 Hipótesis y metodología.

5.1 Modificaciones con respecto a la Reprogramación Estacional

Se utilizan las hipótesis de la Programación Estacional Mayo 2023³ junto con las siguientes modificaciones:

- Se actualizan los mantenimientos de acuerdo a las solicitudes recibidas por los responsables de las unidades generadoras, así como de Trasmisión y Conversoras de Frecuencia.
- Se actualizan cotas de las centrales hidroeléctricas, aportes a sus embalses y previsiones del índice El Niño 3.4 al 23/09/2023.
- Para la demanda vegetativa se utiliza la demanda base con movilidad eléctrica de la PES de mayo 2023. En relación a los nuevos consumos planos, solo se toma en cuenta a Microfinanzas del Uruguay S.A. Esta se modela comenzando el 16/9/23, con una potencia de 45 MW durante la primavera (SON) para 2023 y 2024. Para los demás meses de esos años, se estima en 33.75 MW. A partir de 2025, se proyecta una demanda constante de 45 MW durante todo el año.
- En las Tablas 3 a 5 se muestran los costos variables actualizados al 02/09/2023.

REF WTI (US\$/Barril): 80.0			
Combustibles	U\$/m ³	Densidad kg/l	U\$/T
Gasoil	854.2	0.833	1025.4
Fueloil Motores	593.7	0.985	602.8

Tabla 3: Precios de combustibles vigentes a partir del 02/09/2023

³https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1483/PES_Mayo23.pdf



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Unidad	Variable Combustible U\$/MWh	Variable No Combustible U\$/MWh	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
C.Batlle Motores	125.4	12.5	137.9	137.9
PTA 1-6	235.9	11.5	247.4	377.3
CTR	295.9	7.3	303.2	614.2
PTA 7 y 8	264.5	9.1	273.6	366.3
PTB - CA - GO	265.9	5.1	271.0	351.0
PTB - CC - GO	177.5	6.3	183.8	231.3

Tabla 4: Costos variables vigentes a partir del 02/09/2023

TG cada una (total 2)	GO	TV	GO
Pmin (MW)	60.0	Pmin (MW)	50.9
Pmax (MW)	176.2	Pmax (MW)	181.1
cv min tec (USD/MWh)	345.9	cv min tec (USD/MWh)	19.4
cv incr (USD/MWh)	224.8	cv incr (USD/MWh)	0.0
cv no comb (USD/MWh)	5.1	cv no comb (USD/MWh)	8.63
		Factor TV/TG	0.514

Tabla 5: Parámetros modelo ciclo combinado vigentes a partir del 02/09/2023

- Se indexan los costos variables combustibles según las últimas proyecciones del WTI de la EIA (STEO de Agosto 23⁴ y AEO de Marzo 23⁵), tomando como base el precio de referencia considerado para el cálculo de los costos variables.

5.2 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 25 al 29 de Setiembre.
- 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.

⁴<https://www.eia.gov/outlooks/steo/>

⁵<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Según lo informado por Obras de Trasmisión para el año 2023, habrá una indisponibilidad en el circuito PA5-MA5 Palmar 500kV - Montevideo A 500 kV. Un corte final de 8 horas de duración un fin de semana y durante las 48 horas posteriores las líneas se energizan pero se continuará 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.



6 Modelado utilizado

6.1 Versión SimSEE

Se utiliza la versión iie 118_251 de SimSEE.

6.2 Salas SimSEE

Para realizar el PAM se utilizaron dos salas SimSEE. Una sala de paso diaria enganchada con una sala de paso semanal cuya optimización va hasta el 2035 que fija la política de operación.

Horizontes de tiempo:

- Fecha de optimización sala paso diario : 23/09/2023 – 01/04/2025.
- Fecha de optimización sala paso semanal : 23/09/2023 – 31/12/2035.
- Fecha de la simulación sala paso diario: 23/09/2023 – 01/01/2025.Fecha guarda de simulación sala paso diario: 30/09/2023.

6.3 Estado inicial del Sistema

- Cota inicial del lago de Bonete: 80.5 m.
- Cota inicial del lago de Palmar: 40.6 m.
- Cota vista inicial del lago de SG UY: 34.7 m.
- Aportes (promedio semanal): Bonete = 2336 m³/s, Palmar = 242 m³/s, SG UY= 6147 m³/s.
- Valores trimestrales del iN3.4 (a partir del trimestre SON):

1.833	2.000	2.073
2.009	1.692	1.327
1.025	0.738	0.447

6.4 Demanda

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

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

6.5 Modelado de las Unidades de Falla

En la sala de paso diario se modela la falla con dos escalones: el primero agrupa falla 1, 2 y 3 en un solo escalón (de profundidad 14.5% con un costo de 2400 USD/MWh) y el segundo (de profundidad 85.5% con un costo de 4000 USD/MWh) que se reserva para falla



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

4. Esta agrupación de los primeros escalones se debe a que no es razonable que las restricciones energéticas voluntarias de la población y las primeras restricciones forzadas se apliquen o despachen con paso diario, por lo que en esta modelación se representan los dos primeros escalones de falla agrupados con el tercero (correspondiente a cortes controlados y rotativos).

En la sala de paso semanal se representan los 4 escalones de fallas de acuerdo a la reglamentación vigente.

Los costos de falla se indexan según el precio del barril de petróleo.

6.6 Derating Centrales Térmicas

Se modela la afectación de la potencia máxima disponible según la temperatura ambiente en las centrales Punta del Tigre y Ciclo Combinado de acuerdo a los parámetros que se muestran en la Tabla 6.

	Ciclo Combinado	Punta del Tigre 1-6
Puntos Temp. [°C] (derating)	0.00; 17.00; 37.00	0.00; 17.00; 37.00
Puntos P. [p.u.] (derating)	1.06; 0.96; 0.90	1.02; 0.99; 0.95

Tabla 6: Parámetros derating del Ciclo Combinado y Punta del Tigre 1-6.

6.7 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 7.

	Cota Mínima (m)	Penalidad (MUSD/(m-día))
Bonete	72.3	1.317
Palmar	37	0.459
SG	32	0.613

Tabla 7: Controles de cota considerados en el estudio.

Se imponen erogados mínimos requeridos 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 desde el 13/04/2023 y 0.31 MUSD/Hm³ a partir del 1/1/24.

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



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

En la Tabla 8 se muestran los parámetros considerados para el modelado de los controles de crecida de las centrales hidroeléctricas.

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

Tabla 8: Parámetros en SimSEE para considerar controles de crecida de las centrales hidroeléctricas.

6.8 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%

6.9 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).

6.10 Modelado de UPM2

En la Tabla 9 se presenta el cronograma de incorporación de potencias y disponibilidades para UPM2, junto con los mantenimientos previstos.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

UPM - Paso de los Toros - Representación para sala SimSEE							
		días	días mant.	días neto	MW	fd	
1/9/2023	30/9/2023	30		30	120	0,5	
1/10/2023	31/10/2023	31		31	150	0,5	
1/11/2023	30/11/2023	30		30	180	0,5	
1/12/2023	31/12/2023	31		31	180	0,6	
1/1/2024	31/12/2024	366	10	356	190	0,7	10 días mantenimiento junio 2024
1/1/2025	31/12/2025	365	10	355	220	0,7	10 días mantenimiento junio 2025
1/1/2026	31/12/2026	365		365	220	0,8	
Futuro					220	0,8	10 días mantenimiento cada 18 meses

Tabla 9: Modelado de UPM2

6.11 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 en ambas salas SimSEE.



Indice

1 RESUMEN EJECUTIVO.....	2
2 INTRODUCCIÓN.....	3
3 RESULTADOS.....	3
3.1 Análisis de Falla.....	3
3.1.1 Evolución de la cota del lago de Bonete.....	8
3.1.2 Evolución de la cota del lago de Palmar.....	9
3.1.3 Evolución de la cota del lago de Salto Grande.....	10
3.1.4 Costo Marginal del Sistema.....	11
4 PAM.....	11
4.1 Propuesta de PAM.....	11
Programa indicativo de mantenimientos para los siguientes 36 meses.....	13
4.2 Mantenimientos adicionales.....	15
5 HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA.....	17
5.1 Modificaciones con respecto a la Reprogramación Estacional.....	17
5.2 Red de Trasmisión.....	18
Por Convertora Melo:.....	18
Por Convertora Rivera.....	18
6 MODELADO UTILIZADO.....	20
6.1 Versión SimSEE.....	20
6.2 Salas SimSEE.....	20
6.3 Estado inicial del Sistema.....	20
6.4 Demanda.....	20
6.5 Modelado de las Unidades de Falla.....	20
6.6 Derating <i>Centrales Térmicas</i>	21



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

6.7 Controles de Cota y erogados mínimos de los embalses.....	21
6.8 Factores de planta de Generadores Eólicos y Solares Fotovoltaicos.....	22
6.9 Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas.....	22
6.10 Modelado de UPM2.....	22
6.11 Parámetros generales.....	23
ÍNDICE DE FIGURAS.....	25
ÍNDICE DE TABLAS.....	25

Índice de figuras

Figura 1: Excedencia de Falla acumulada en por unidad de la Demanda acumulada.....	4
Figura 2: Potencia media de Falla diaria.....	5
Figura 3: Crónicas de simulación que en algún paso de tiempo superan el 2 % de profundidad de la falla.....	6
Figura 4: Despacho de Falla acumulado.....	7
Figura 5: Evolución de la cota de Bonete.....	8
Figura 6: Evolución de la cota de Palmar.....	9
Figura 7: Evolución de la cota de Salto Grande.....	10
Figura 8: Evolución del Costo Marginal del Sistema.....	11
Figura 9: Programa Anual de Mantenimientos para el período 02/09/2023 al 06/09/2024....	12
<i>Figura 10: Programa indicativo para el período 07/09/2024 al 05/09/2025.....</i>	<i>13</i>
<i>Figura 11: Programa indicativo para el período 06/09/2025 al 31/12/2026.....</i>	<i>14</i>

Índice de tablas

Tabla 1: Mantenimientos adicionales a considerarse para el PAM.....	15
Tabla 2: Continuación mantenimientos adicionales a considerarse para el PAM.....	16
Tabla 3: Precios de combustibles vigentes a partir del 02/09/2023.....	17
Tabla 4: Costos variables vigentes a partir del 02/09/2023.....	18
Tabla 5: Parámetros modelo ciclo combinado vigentes a partir del 02/09/2023.....	18
Tabla 6: Parámetros derating del Ciclo Combinado y Punta del Tigre 1-6.....	21



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 7: Controles de cota considerados en el estudio.....	21
Tabla 8: Parámetros en SimSEE para considerar controles de crecida de las centrales hidroeléctricas.....	22
Tabla 9: Modelado de UPM2.....	23