



Programación Anual de Mantenimiento (PAM) Abril- Setiembre 2024

ADME

16/04/2024

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
13/03/24	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Valentina Groposo, Milena Gurin, Santiago Machado, Hernán Rodrigo, y Carolina Rodríguez	Realización del informe.
21/03/24	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Valentina Groposo, Milena Gurin, Santiago Machado, Hernán Rodrigo, y Carolina Rodríguez	Puesta en vista a los Agentes.
16/04/24	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Valentina Groposo, Milena Gurin, Santiago Machado, Hernán Rodrigo, y Carolina Rodríguez	Se actualizan los mantenimientos de Uruply S.A. en la Tabla 1 en base a información suministrada por el Generador con fecha 22/3/24.



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 Noviembre 2023¹.

Los resultados principales para el período PAM desde el 30-03-2024 al 28-03-2025 son:

- El valor esperado del despacho de Energía de Falla acumulada es de 0.01 GWh.
- El valor esperado de la demanda acumulada es de 12.270 GWh \pm 1.2 % con una confianza del 90 %.
- El valor esperado de falla acumulada con respecto a demanda acumulada es de 0.0000008 %. De las 1000 crónicas simuladas, el valor máximo alcanzando es 0.047 %.
- 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_1514/PES_Nov23_v2.pdf



2 Introducción

Según lo establecido en el RMMEE TITULO IV. PROGRAMACION DEL MANTENIMIENTO ANUAL Artículo 106°, 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 Noviembre 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 30/03/2024 y el 28/03/2025.

²https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1514/PES_Nov23_v2.pdf

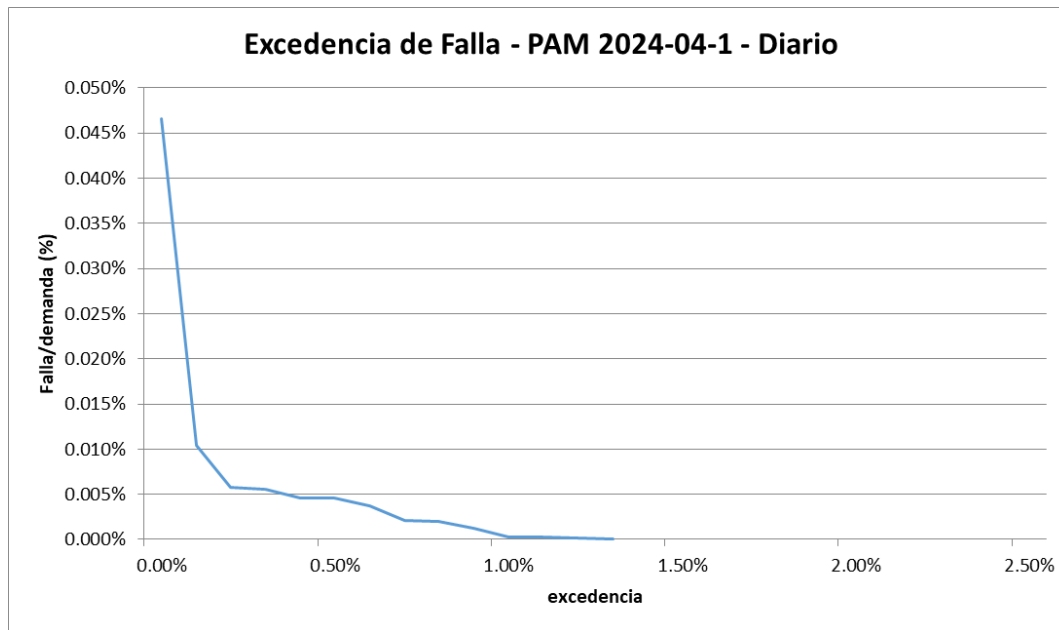


Figura 1: Excedencia de Falla acumulada en por unidad de la Demanda acumulada.

Se observa un valor máximo de falla acumulada de 0.047 % con respecto a la demanda acumulada.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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

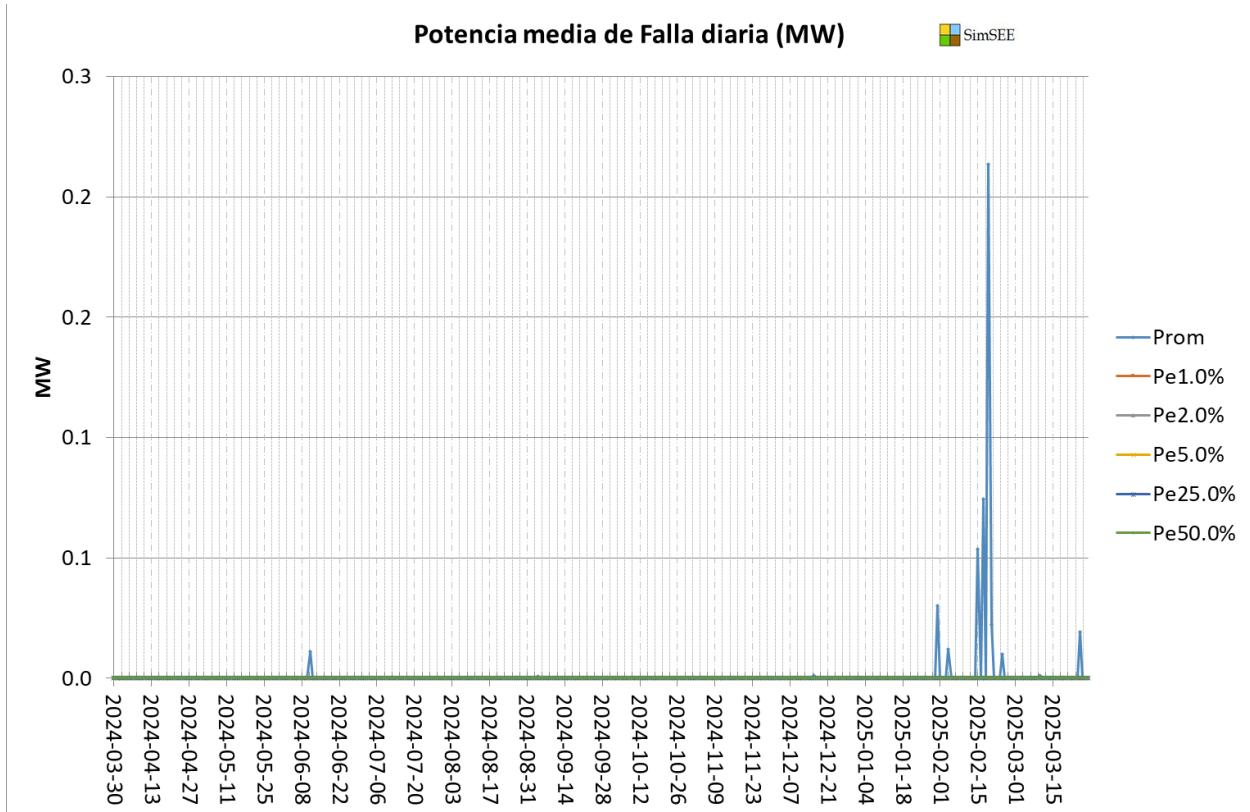


Figura 2: Potencia media de Falla diaria.

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.

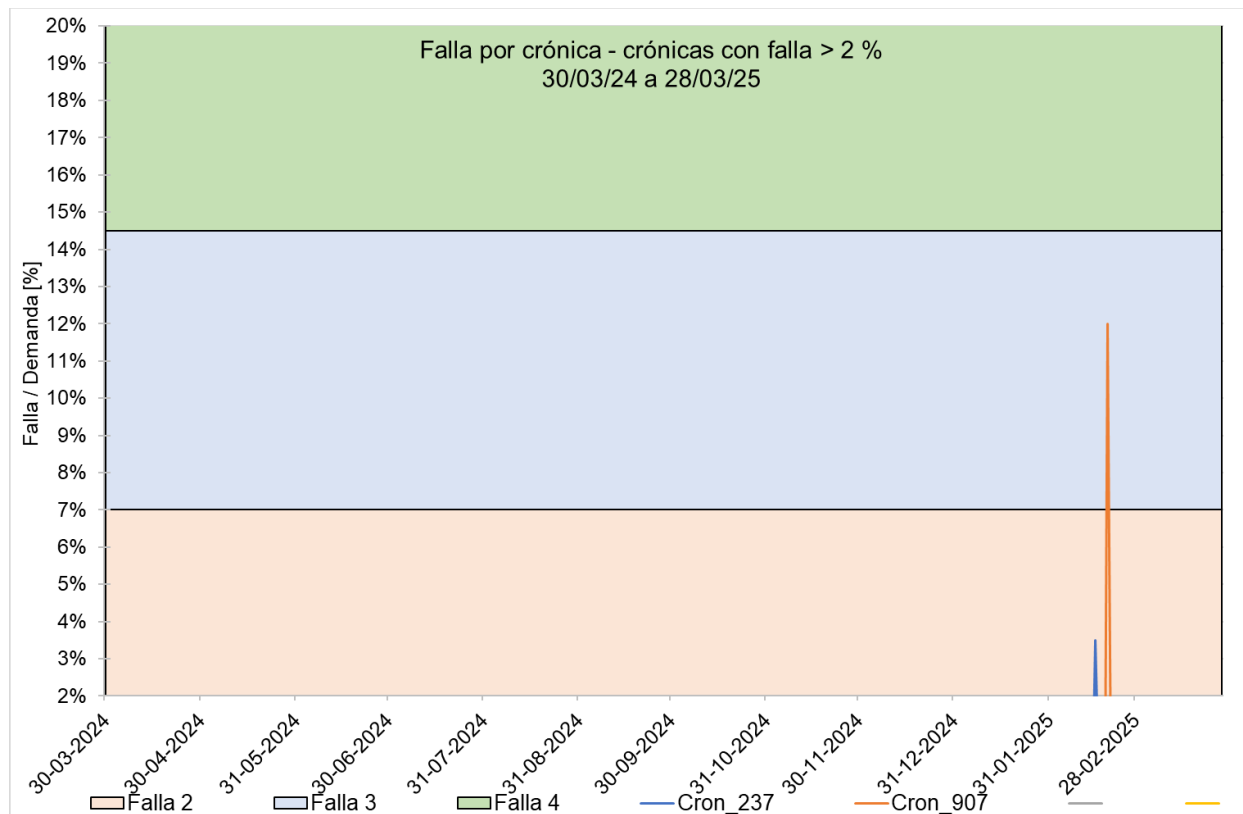


Figura 3: Crónicas de simulación que en algún paso de tiempo superan el 2 % de profundidad de la falla.

Los eventos mostrados en la gráfica anterior representan 0.0008 % 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 0.2 % de las crónicas superan la profundidad de falla de 2% y tienen una duración promedio de 1 días.
- El 0.1 % alcanzan o superan profundidades de falla de 7% y tienen una duración promedio de 1 días. .
- 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).

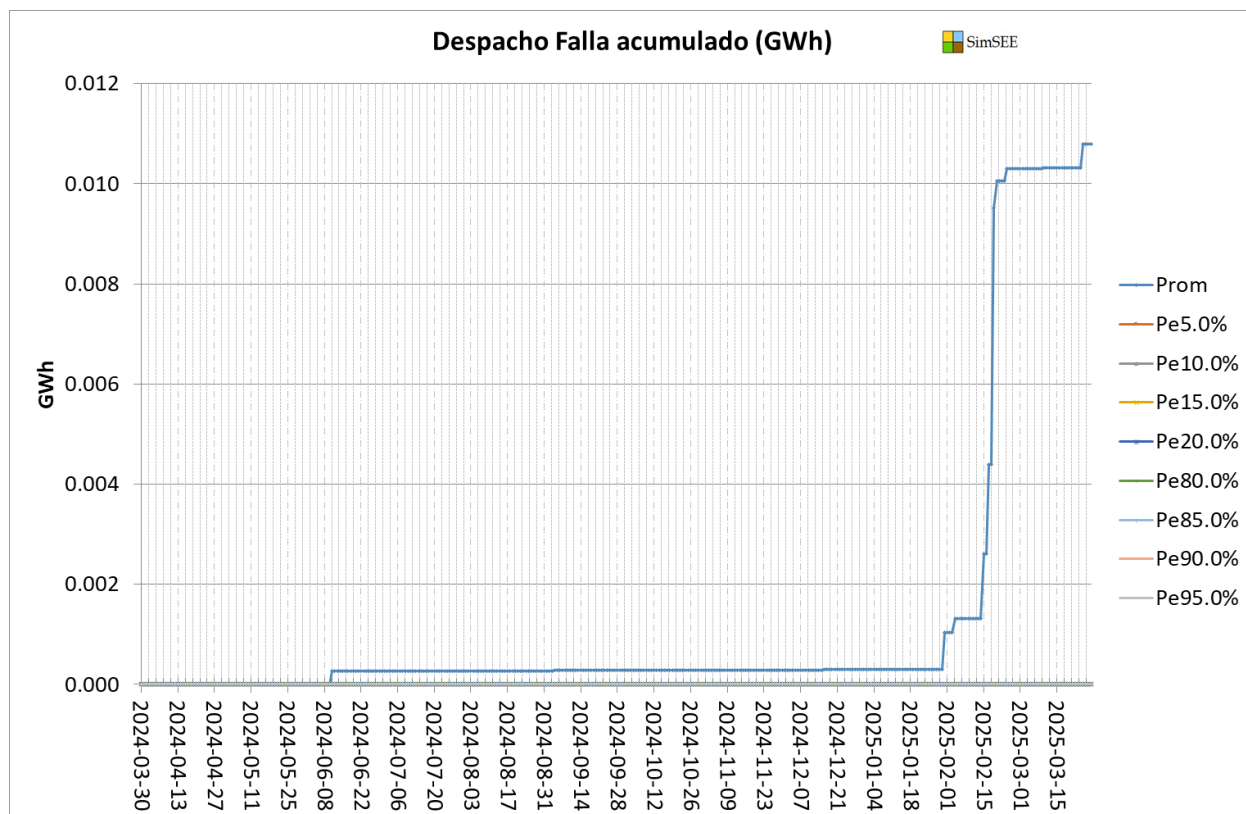


Figura 4: Despacho de Falla acumulado.

Se observa que la energía de Falla acumulada con excedencia 5 % es de 0 GWh y en promedio es 0.01 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.

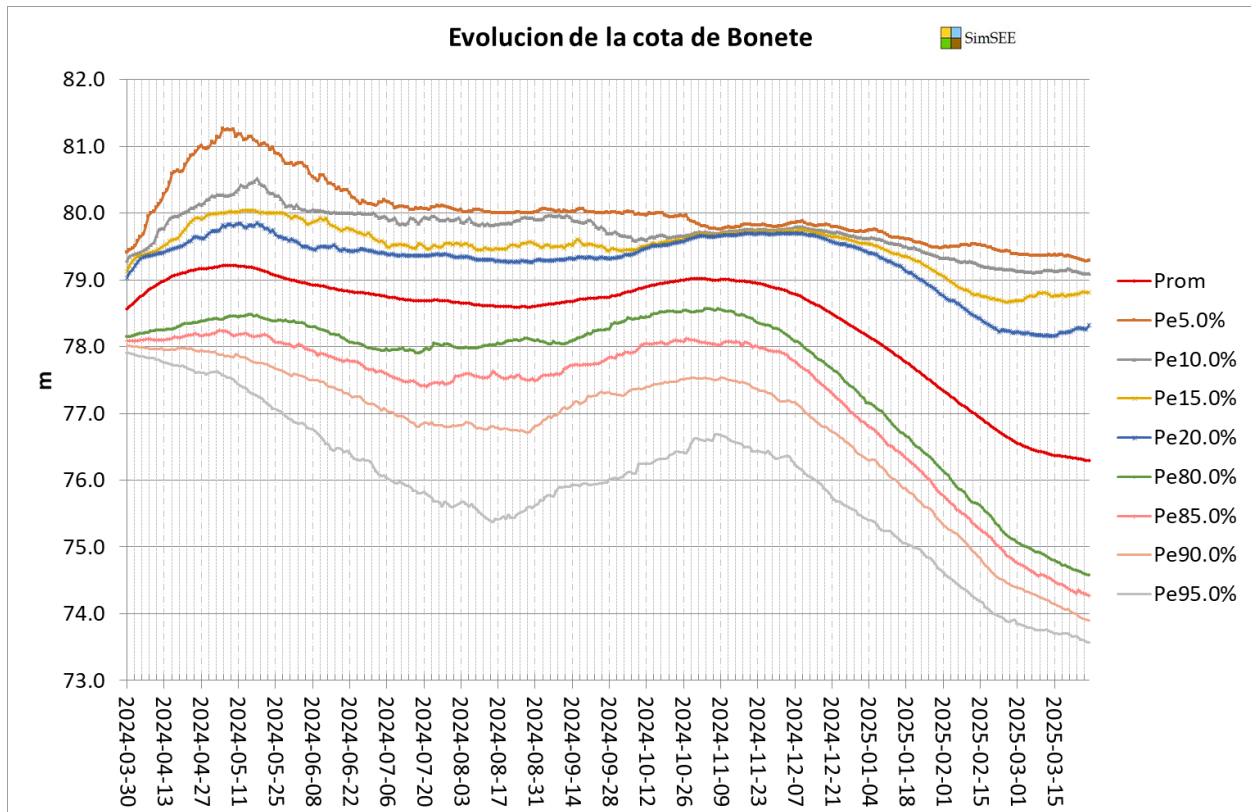


Figura 5: Evolución de la cota de Bonete

Se observa que con una probabilidad de 95 % no existe riesgo de bajar de cota 73.5 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.

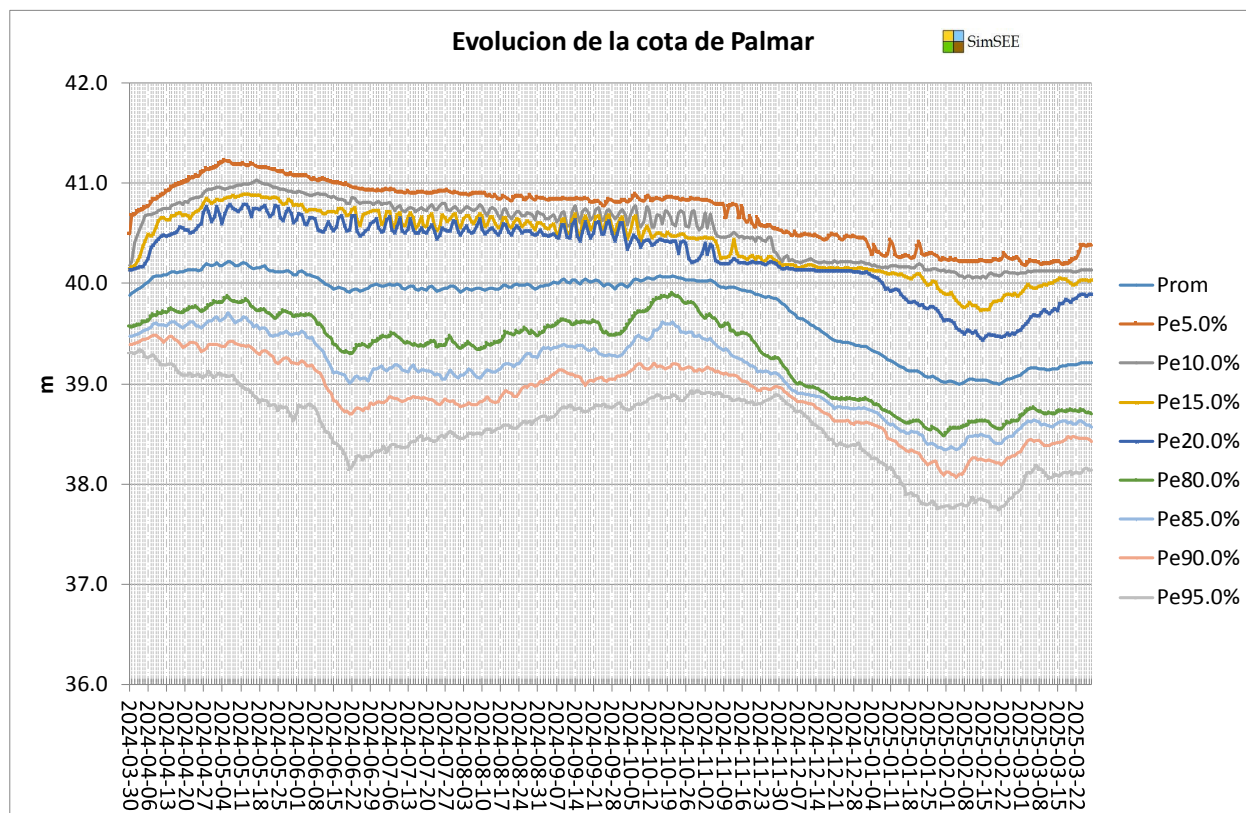


Figura 6: Evolución de la cota de Palmar

Se observa que con una probabilidad de 95 % no existe riesgo de llegar a la cota 37.7 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.

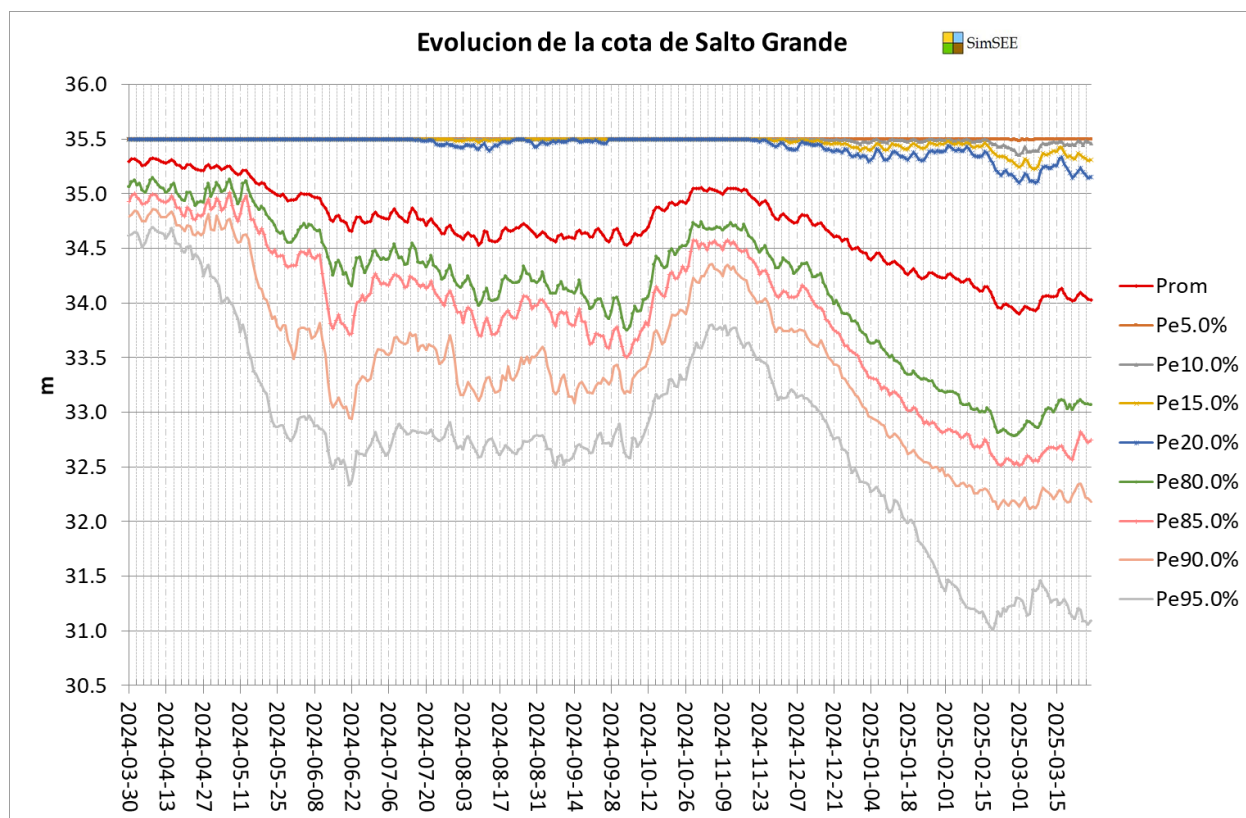


Figura 7: Evolución de la cota de Salto Grande

Se observa que con una probabilidad de 95 % no existe riesgo de llegar a la cota 31.0 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.

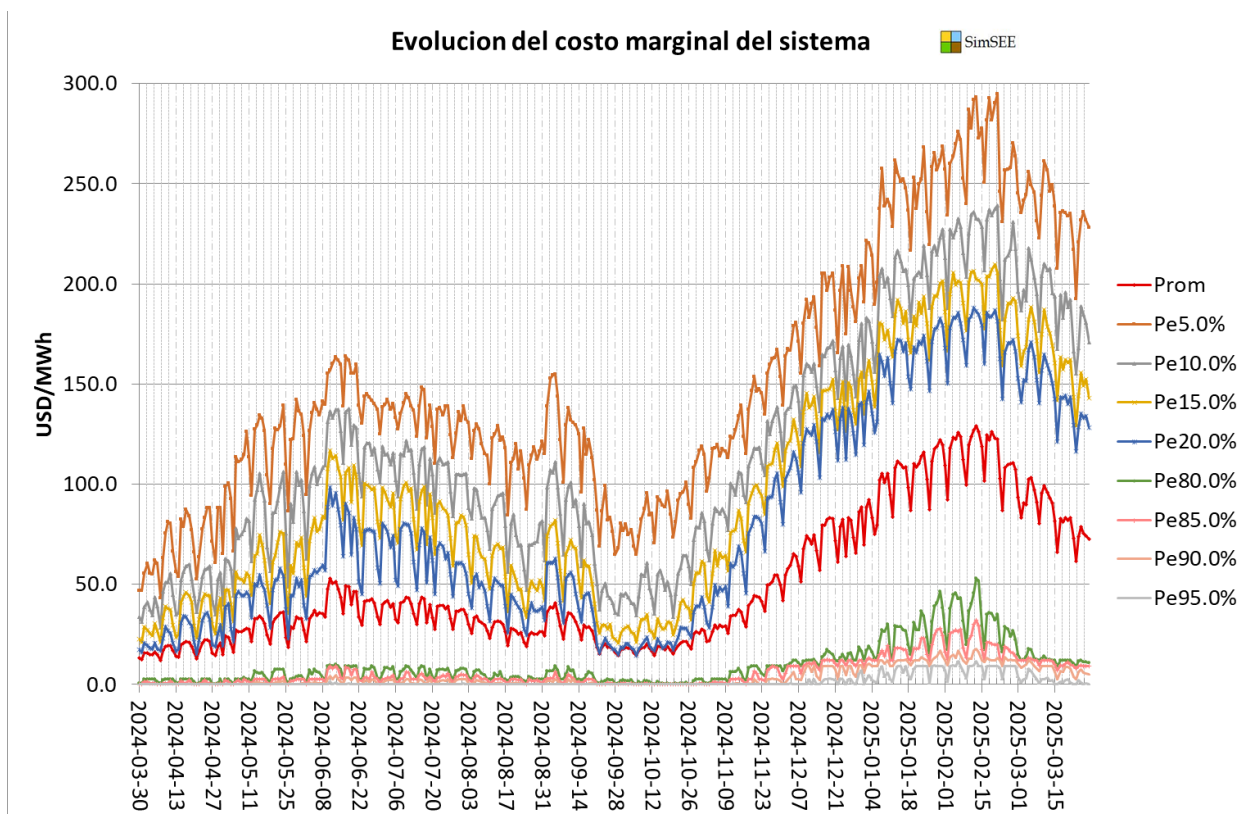


Figura 8: Evolución del Costo Marginal del Sistema

El Costo Marginal esperado para el período de estudio (30/03/2024 al 28/03/2025) es de 49.7 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 30/03/2024 al 28/03/2025.

En la Figura 12 se presenta el programa indicativo de mantenimientos para el período 27/03/2027 al 31/12/2027.

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

Figura 12: Programa indicativo para el período 27/03/2027 al 31/12/2027.

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
UPM S.A.	UPM	<p><u>Comentario del comunicado:</u> Parada general de mantenimiento de planta, desde el 14/04/2024 por once días corridos.</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 16 y 17. Año 2025: Semanas 41 y 42. Año 2026: No hay semanas marcadas Año 2027: Semanas 16 y 17. Año 2028: Semanas 44 y 45.</p>
Uruply S.A.	Lumin	<p>Con fecha 22/3/24 el Generador envía la siguiente información, la cual fue considerada para la realización de este informe:</p> <p><u>Comentario del comunicado:</u> Las paradas de mantenimiento de Uruply SA para el año 2024, serán en Mayo y Noviembre respectivamente. Todavía no tenemos fechas definitivas, las que ingreso en el PAM son estimadas.</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semana 19 y Semanas 45 y 46. Año 2025: No hay semanas marcadas Año 2026: No hay semanas marcadas Año 2027: No hay semanas marcadas Año 2028: No hay semanas marcadas</p> <p>Con fecha 22/3/24 el Generador envía la siguiente información:</p> <p><u>Comentario del comunicado:</u> Confirmo que la primera parada de mantenimiento de Uruply SA será del 01 al 05 de junio. La segunda en el mes de noviembre, fecha a confirmar. Serán 10 días.</p>
Celulosa y Energía Punta Pereira S.A.	Montes del Plata	<p><u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 20 y 21 Año 2025: Semanas 45 y 46 Año 2026: No hay semanas marcadas Año 2027: Semanas 16 y 17 Año 2028: Semanas 47 y 48</p>
Liderdat S.A.	Liderdat	<p><u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 26 a 28; Semanas 44 a 45. Año 2025: No hay semanas marcadas Año 2026: No hay semanas marcadas Año 2027: No hay semanas marcadas Año 2028: No hay semanas marcadas</p>
R del Este S.A:	PE. Maldonado II	<p><u>Comentario del comunicado:</u> Se planifica aualmente el mantenimiento de sala subestación que implica una parada de una jornada de 10hs aproximadamente en noviembre de cada año.</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semana 46 Año 2025: Semana 45 Año 2026: Semana 46 Año 2027: Semana 46 Año 2028: Semana 46</p>
R del sur S.A.	PE. Maldonado I	<p><u>Comentario del comunicado:</u> Se planifica aualmente el mantenimiento de sala subestación que implica una parada de una jornada de 10hs aproximadamente en noviembre de cada año.</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semana 46 Año 2025: Semana 45 Año 2026: Semana 46 Año 2027: Semana 46 Año 2028: Semana 46</p>
Estrellada S.A.	P.E. Melowind	<p><u>Comentario del comunicado:</u> 2024: No contamos con mantenimientos mayores. 2025 semana 12: Mantenimiento de SSEE 16 hs de parada 2026: No contamos con mantenimientos mayores 2027 semana 12: Mantenimiento de SSEE 16 hs de parada 2027 semana 37: Calibración de todo el puesto de medida (TT y TI 150 KV), 8 hs de parada. 2028 : No contamos con mantenimientos mayores.</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: No hay semanas marcadas. Año 2025: Semana 12 Año 2026: No hay semanas marcadas. Año 2027: Semana 12 y 37. Año 2028: No hay semanas marcadas.</p>

Tabla 1: Mantenimientos adicionales a considerarse para el PAM.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Generador	Central generadora	Observaciones
Nesyta S.A.	Albisu	<p><u>Comentario del comunicado:</u> 2024 semana 41: mantenimientos de los Centros de transformacion y SSEE : 6 horas de parada. 2025 :semana 36: mantenimientos de los Centros de transformacion y SSEE : 6 horas de parada. 2026 :semana 36: mantenimientos de los Centros de transformacion y SSEE : 6 horas de parada. 2027 :semana 36: mantenimientos de los Centros de transformacion y SSEE : 6 horas de parada. 2028: semana 36: mantenimientos de los Centros de transformacion y SSEE : 6 horas de parada.</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semana 41. Año 2025: Semana 36. Año 2026: Semana 36. Año 2027: Semana 36. Año 2028: Semana 36.</p>
Raditon S.A.	PF. Raditon	<p><u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 28 a 31. Año 2025: No hay semanas marcadas. Año 2026: No hay semanas marcadas. Año 2027: No hay semanas marcadas. Año 2028: No hay semanas marcadas.</p>
Dicano S.A.	PF. Dicano	<p><u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 28 a 31. Año 2025: No hay semanas marcadas. Año 2026: No hay semanas marcadas. Año 2027: No hay semanas marcadas. Año 2028: No hay semanas marcadas.</p>
Petilcoran S.A.	PF. Petilcoran	<p><u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 28 a 31. Año 2025: No hay semanas marcadas. Año 2026: No hay semanas marcadas. Año 2027: No hay semanas marcadas. Año 2028: No hay semanas marcadas.</p>
Giacote S.A.	PF. Arapey Solar	<p><u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 28 a 31. Año 2025: No hay semanas marcadas. Año 2026: No hay semanas marcadas. Año 2027: No hay semanas marcadas. Año 2028: No hay semanas marcadas.</p>
Giacote S.A.	PF. Menafra Solar	<p><u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 28 a 31. Año 2025: No hay semanas marcadas. Año 2026: No hay semanas marcadas. Año 2027: No hay semanas marcadas. Año 2028: No hay semanas marcadas.</p>
Fenima S.A.	PF. Fenima	<p><u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 28 a 31. Año 2025: No hay semanas marcadas. Año 2026: No hay semanas marcadas. Año 2027: No hay semanas marcadas. Año 2028: No hay semanas marcadas.</p>
Dank S.A.	Dank	<p><u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 38 y 39. Año 2025: Semanas 36 y 37. Año 2026: Semanas 36 y 37. Año 2027: Semanas 36 y 37. Año 2028: Semanas 36 y 37.</p>
Luz de Loma S.A.		<p><u>Comentario del comunicado:</u> No se prevén mantenimientos mayores para el periodo <u>Marca en el formulario PAM:</u></p>
Luz de Mar S.A.		<p><u>Comentario del comunicado:</u> No se prevén mantenimientos mayores para el periodo <u>Marca en el formulario PAM:</u></p>
Luz de Río S.A.		<p><u>Comentario del comunicado:</u> No se prevén mantenimientos mayores para el periodo <u>Marca en el formulario PAM:</u></p>
Palmatir S.A.	PE. Cuchilla de Pera	<p><u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 8 a 53. Año 2025: Semanas 1 a 8 y de la 10 a 52. Año 2026: Todas las semanas marcadas. Año 2027: Semanas 1 a 6 y de la 8 a 52. Año 2028: Todas las semanas marcadas.</p>
Cadonal S.A.	PE. Talas de Maciel	<p><u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 8 a 53. Año 2025: Semanas 1 a 13 y de la 15 a 52. Año 2026: Semanas 1 a 14 y de la 16 a 52. Año 2027: Semanas 1 a 13 y de la 15 a 52. Año 2028: Todas las semanas marcadas.</p>
CTMSG		<p><u>Comentario del comunicado:</u> Se adjunta planilla con fecha detallada de los mantenimientos. <u>Marca en el formulario PAM:</u></p>

Tabla 2: Continuación mantenimientos adicionales a considerarse para el PAM

5 Hipótesis y metodología.

5.1 Modificaciones con respecto a la Programación Estacional

Se utilizan las hipótesis de la Programación Estacional Noviembre 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 al 05/03/2024.
- Se actualizan cotas de las centrales hidroeléctricas, aportes a sus embalses y previsiones del índice El Niño 3.4 según datos de la sala Vates MP del 08/03/2024.
- En las Tablas 3 a 5 se muestran los costos variables actualizados al 02/03/2024.

REF WTI (US\$/Barril): 78.71			
Combustibles	U\$/m3	Densidad kg/l	U\$/T
Gasoil	792.9	0.833	951.8
Fueloil Motores	633.6	0.985	643.2

Tabla 3: Precios de combustibles vigentes a partir del 02/03/2024

Unidad	Variable Combustible U\$/MWh	Variable No Combustible U\$/MWh	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
C.Batlle Motores	133.8	12.5	146.3	146.3
PTA 1-6	219.0	11.5	230.5	351.1
CTR	274.8	7.3	282.0	570.7
PTA 7 y 8	245.5	9.1	254.6	340.6
PTB - CA - GO	246.9	5.1	252.0	326.2
PTB - CC - GO	164.8	6.3	171.1	215.2

Tabla 4: Costos variables vigentes a partir del 02/03/2024

³https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1514/PES_Nov23_v2.pdf



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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)	321.1	cv min tec (USD/MWh)	18.0
cv incr (USD/MWh)	208.7	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 02/03/2024

5.2 Red de Trasmisión

Por Conversora Melo:

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

Por Conversora Rivera:

- En CRI hay una indisponibilidad importante por un trabajo de Talleres Generales en el transformador Convertidor lado Uruguay que sería para el segundo semestre (sin fecha prevista) con una duración de 1.5 a 2 meses.

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

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



6 Modelado utilizado

6.1 Versión SimSEE

Se utiliza la versión iie 127_263 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 : 08/03/2024 – 28/06/2025.
- Fecha de optimización sala paso semanal : 08/03/2024 – 28/12/2035.
- Fecha de la simulación sala paso diario: 08/03/2024 – 30/03/2025. Fecha guarda de simulación sala paso diario: 30/03/2024.

6.3 Estado inicial del Sistema (al 08/03/2024)

- Cota inicial del lago de Bonete: 78.4 m.
- Cota inicial del lago de Palmar: 38.8 m.
- Cota vista inicial del lago de SG UY: 33.6 m.
- Aportes (promedio semanal): Bonete = 161 m³/s, Palmar = 145 m³/s, SG UY= 3418 m³/s.
- Valores trimestrales del iN3.4 (a partir del trimestre FMA): 1.267 0.827 0.321 - 0.145 -0.591 -0.971 -1.166 -0.969 -0.988

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



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

falla 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 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	1.224
Palmar	37	0.426
SG	32	0.570

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 01/01/2024 y 0.25 MUSD/Hm³ a partir del 01/01/2025.

Se impone un control de cota superior en 80 m en Bonete con penalidad 2 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: 21.8%
- Factor de planta Eólica: 40,6%

6.9 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).

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 2						
fecha	días	días mantenimiento	días neto	MW	fd	Obs.
06/02/24	330	10	320	190	0,70	10 días mantenimiento junio 2024
01/01/25	365	10	355	220	0,70	10 días mantenimiento junio 2025
01/01/2026 – Futuro	365			220	0,80	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 crónicas.

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.....	16
5 HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA.....	18
5.1 Modificaciones con respecto a la Programación Estacional.....	18
5.2 Red de Trasmisión.....	19
Por Convertora Melo:.....	19
Por Convertora Rivera:.....	19
6 MODELADO UTILIZADO.....	20
6.1 Versión SimSEE.....	20
6.2 Salas SimSEE.....	20
6.3 Estado inicial del Sistema (al 08/03/2024).....	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 30/03/2024 al 28/03/2025....	12
<i>Figura 10: Programa indicativo para el período 29/03/2025 al 28/03/2026.....</i>	<i>13</i>
<i>Figura 11: Programa indicativo para el período 28/03/2026 al 26/03/2027.....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 12: Programa indicativo para el período 27/03/2027 al 31/12/2027.....</i>	<i>15</i>

Índice de tablas

Tabla 1: Mantenimientos adicionales a considerarse para el PAM.....	16
Tabla 2: Continuación mantenimientos adicionales a considerarse para el PAM.....	17
Tabla 3: Precios de combustibles vigentes a partir del 02/03/2024.....	18
Tabla 4: Costos variables vigentes a partir del 02/03/2024.....	18
Tabla 5: Parámetros modelo ciclo combinado vigentes a partir del 02/03/2024.....	19



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 6: Parámetros derating del Ciclo Combinado y Punta del Tigre 1-6.....	21
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