



Programación Anual de Mantenimiento (PAM) Octubre 2022 - Marzo 2023

ADME

16/09/2022

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, Gabriela Gaggero, Santiago Machado, Hernán Rodrigo.

Responsable: Ruben Chaer

Versiones:

Fecha	Autores	Motivo
16-09-2022	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Valentina Groposo, Milena Gurin, Gabriela Gaggero y Santiago Machado	Puesta en Vista a los Agentes
03/10/2022	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Valentina Groposo, Milena Gurin, Gabriela Gaggero y Santiago Machado	Transcurrido el tiempo de recibir observaciones de la propuesta PAM por parte de los Agentes: Se agrega una nota a la Tabla 1.



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 Reprogramación Estacional Agosto 2022¹.

Los resultados principales para el período PAM 01-10-2022 al 30-09-2023 son:

- El valor esperado del despacho de Energía de Falla acumulada es de 0.13 GWh.
- El valor esperado de la demanda acumulada es de 12,135.6 GWh \pm 1.2 % con una confianza del 90 %.
- El valor esperado de falla acumulada con respecto a demanda acumulada es de 0.001 %. De las 1000 crónicas simuladas, el valor máximo alcanzando es 0.24 %.
- La potencia de falla diaria con probabilidad de excedencia de 5% 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 aproximadamente 0.28 GWh lo que se considera insignificante.

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://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1402/REPES_Agosto22.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 Reprogramación Estacional Agosto – Octubre 2022² 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

3.1.1 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 01/10/2022 y el 30/09/2023.

²https://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1402/REPES_Agosto22.pdf



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

Se observa un valor máximo de falla acumulada de 0.24 % con respecto a la demanda acumulada.

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

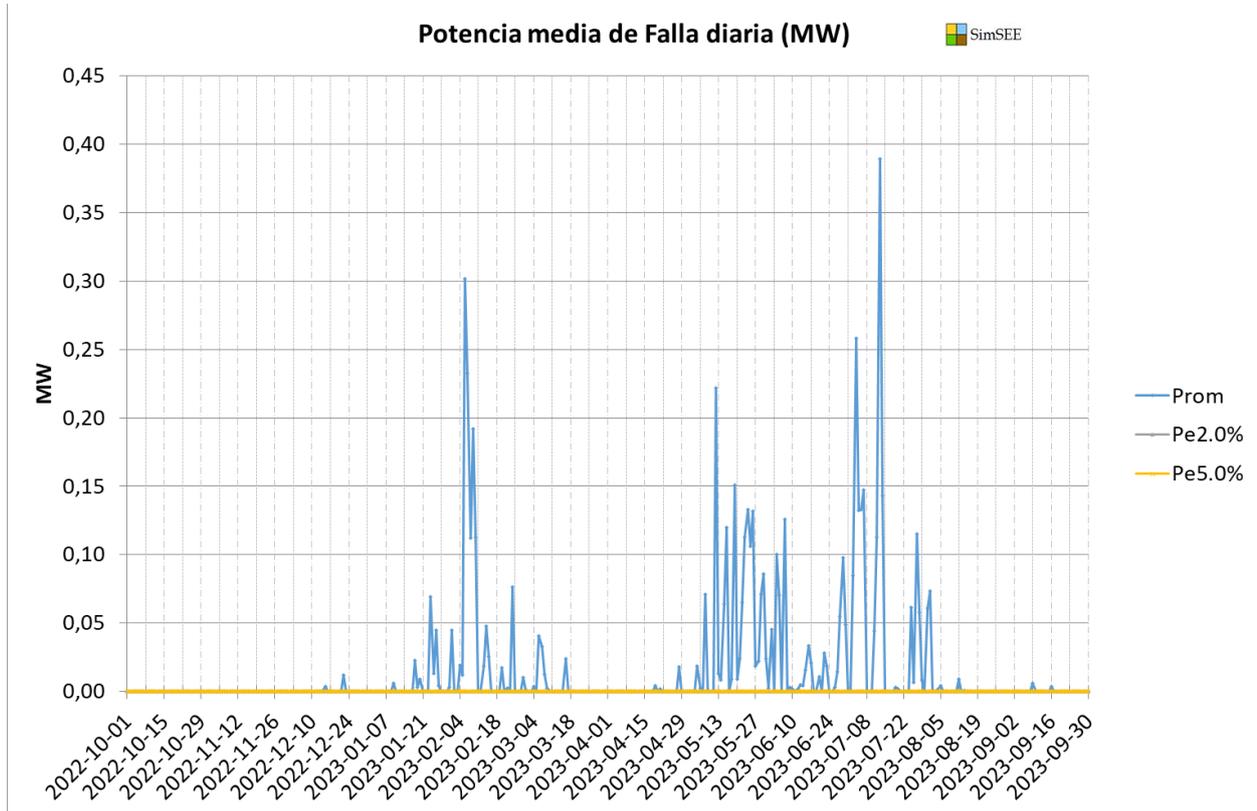


Figura 2: Potencia media de Falla diaria

Se observa que la excedencia del 5 % 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.

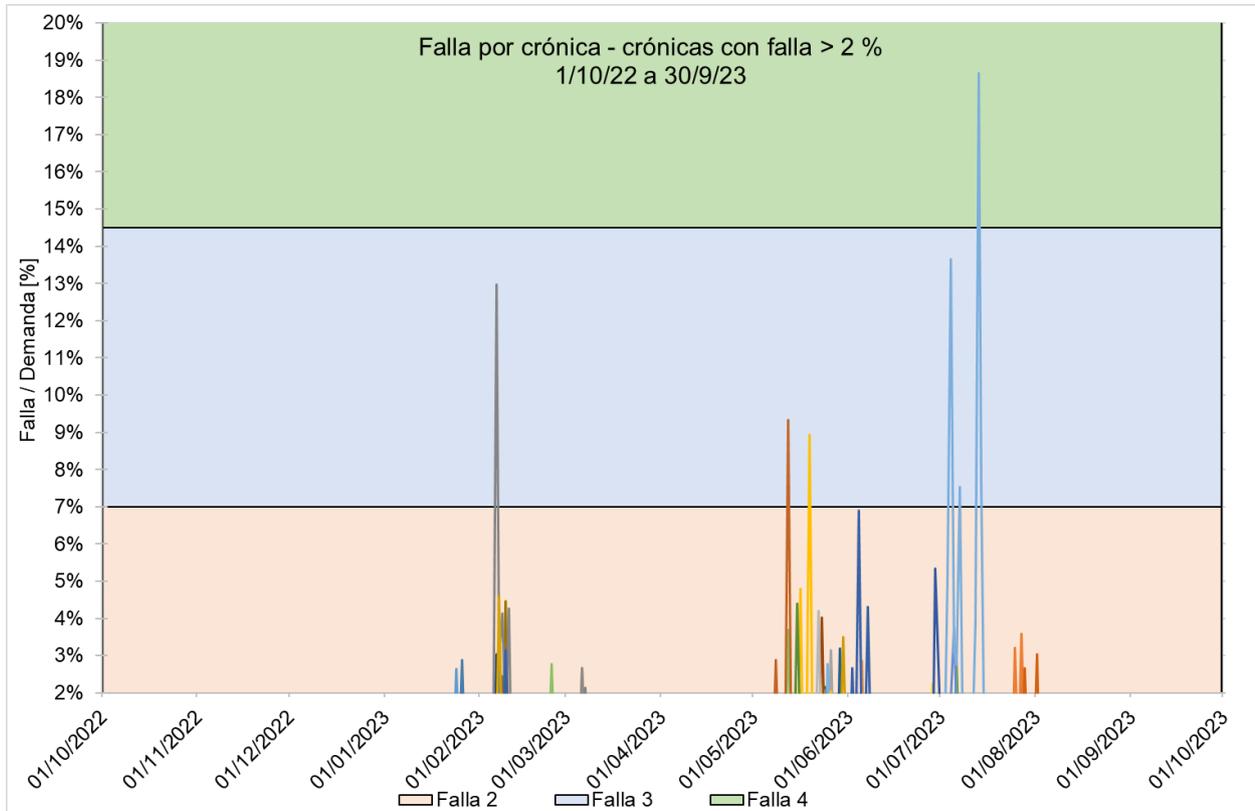


Figura 3: Crónicas de simulación que en algún paso de tiempo superan el 2 % de profundidad de la falla.

Los eventos mostrados en la gráfica anterior representan 0.017% 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 3.0 % de las crónicas superan la profundidad de falla de 2% y tienen una duración promedio de 1.8 días.
- El 0.4 % alcanzan o superan profundidades de falla 7% y tienen una duración promedio de 1.8 días.
- El 0.1 % alcanzan o superan profundidades de falla 14.5% y tienen una duración promedio de 1 día.

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).

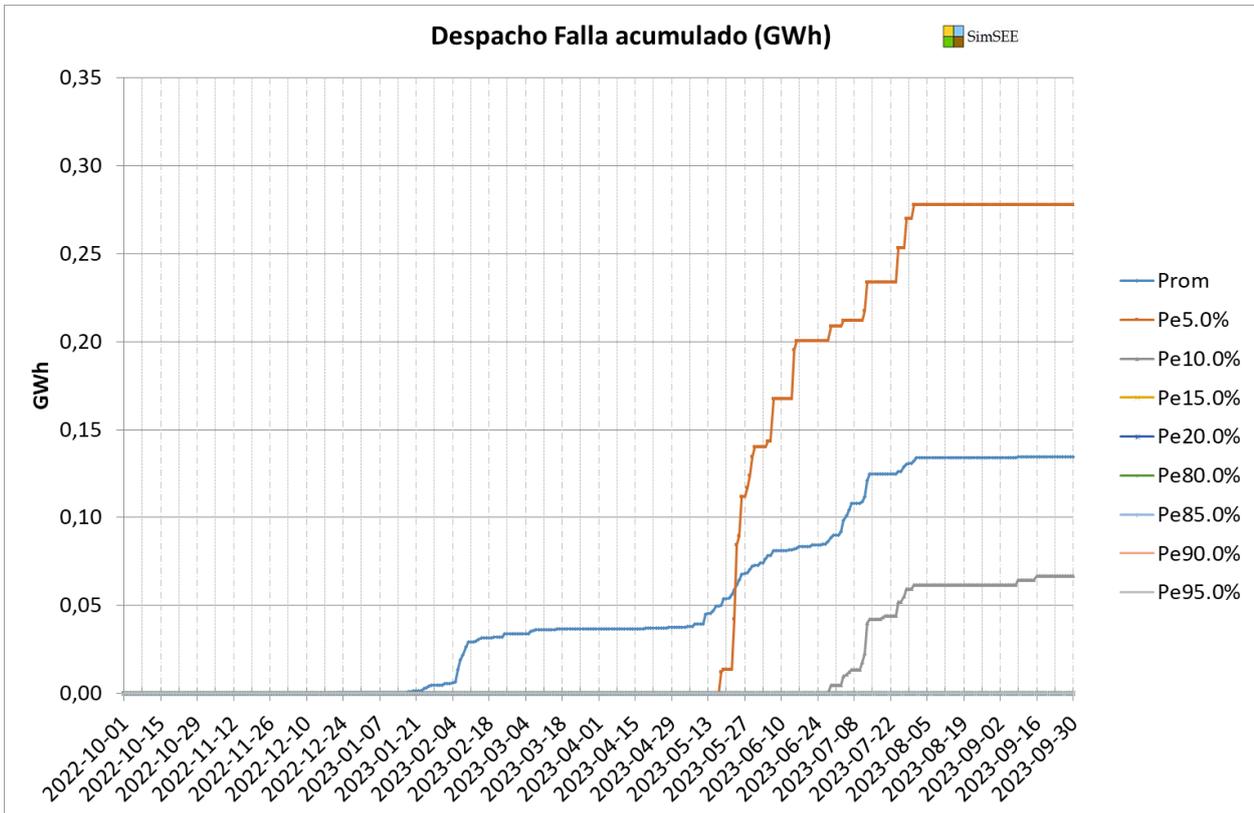


Figura 4: Despacho de Falla acumulado.

Se observa que la energía de Falla acumulada con excedencia 5 % es de 0.28 GWh.

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

3.1.2 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.

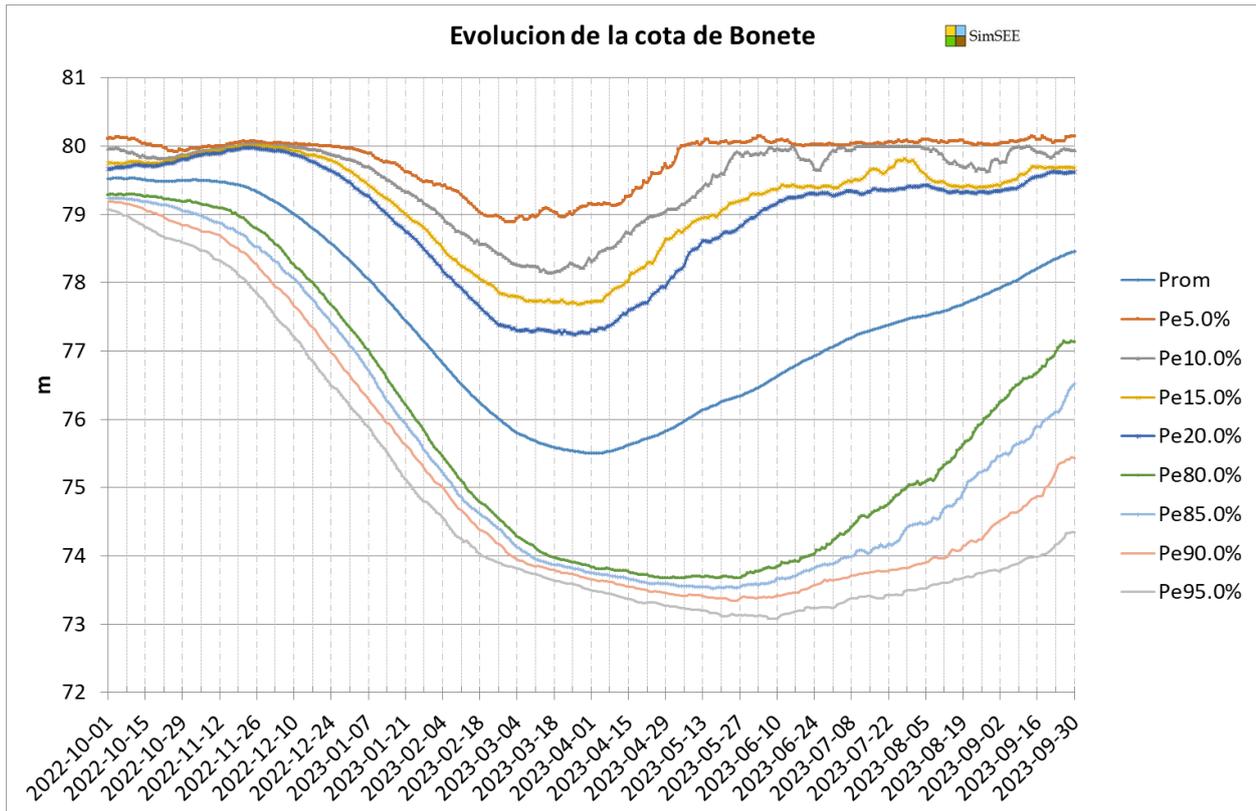


Figura 5: Evolución de la cota de Bonete

Se observa que con una probabilidad de 95 % no existe riesgo de bajar de cota 73.1 m.

3.1.3 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.

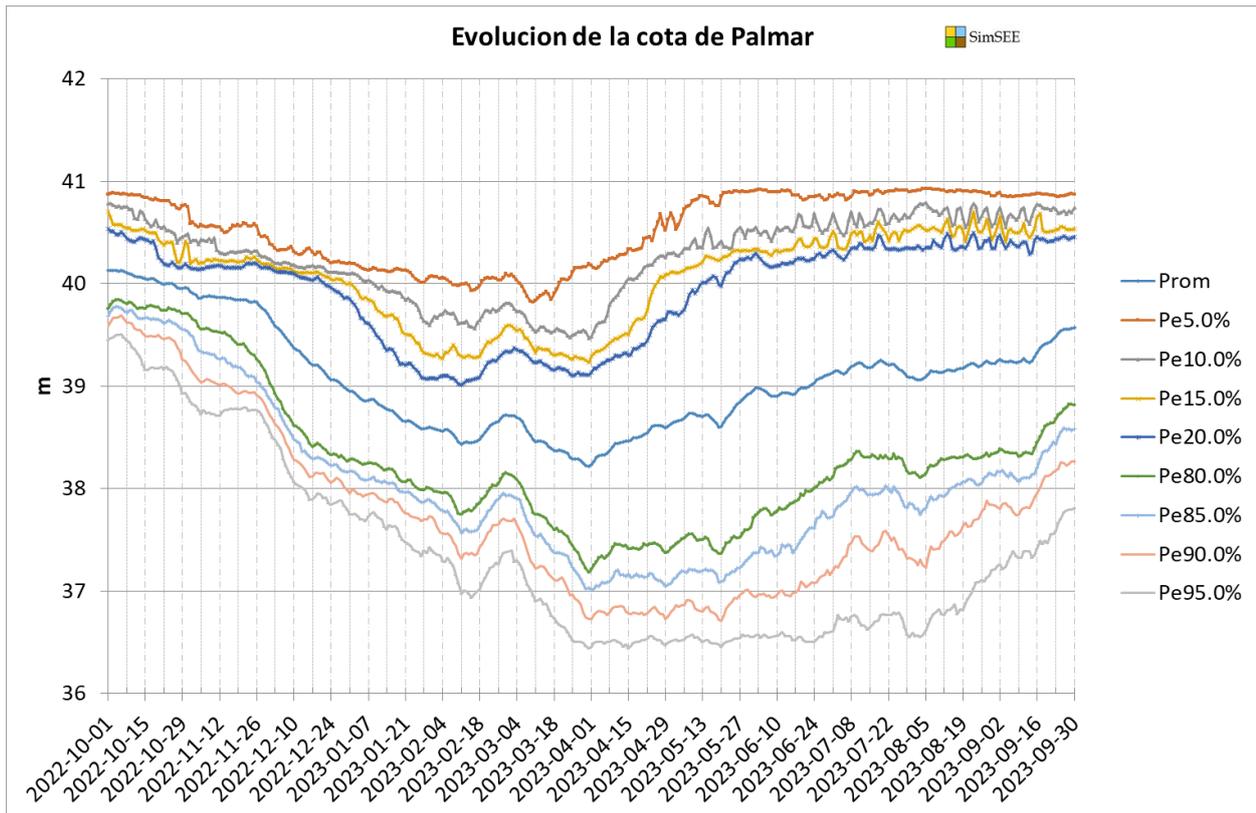


Figura 6: Evolución de la cota de Palmar

Se observa que con una probabilidad de 95 % no existe riesgo de llegar a la cota 36.4 m.

3.1.4 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.

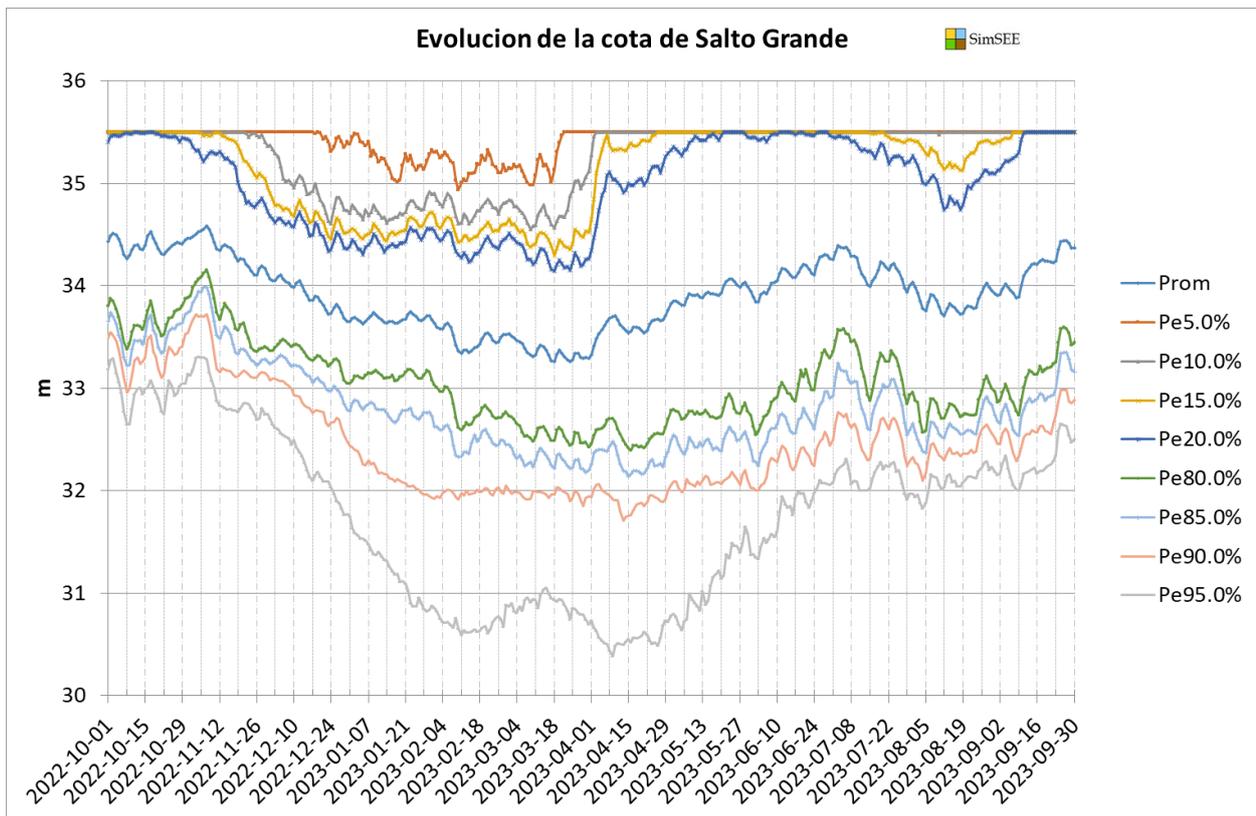


Figura 7: Evolución de la cota de Salto Grande

Se observa que con una probabilidad de 95 % no existe riesgo de llegar a la cota 30.4 m.

3.1.5 Costo Marginal del Sistema

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

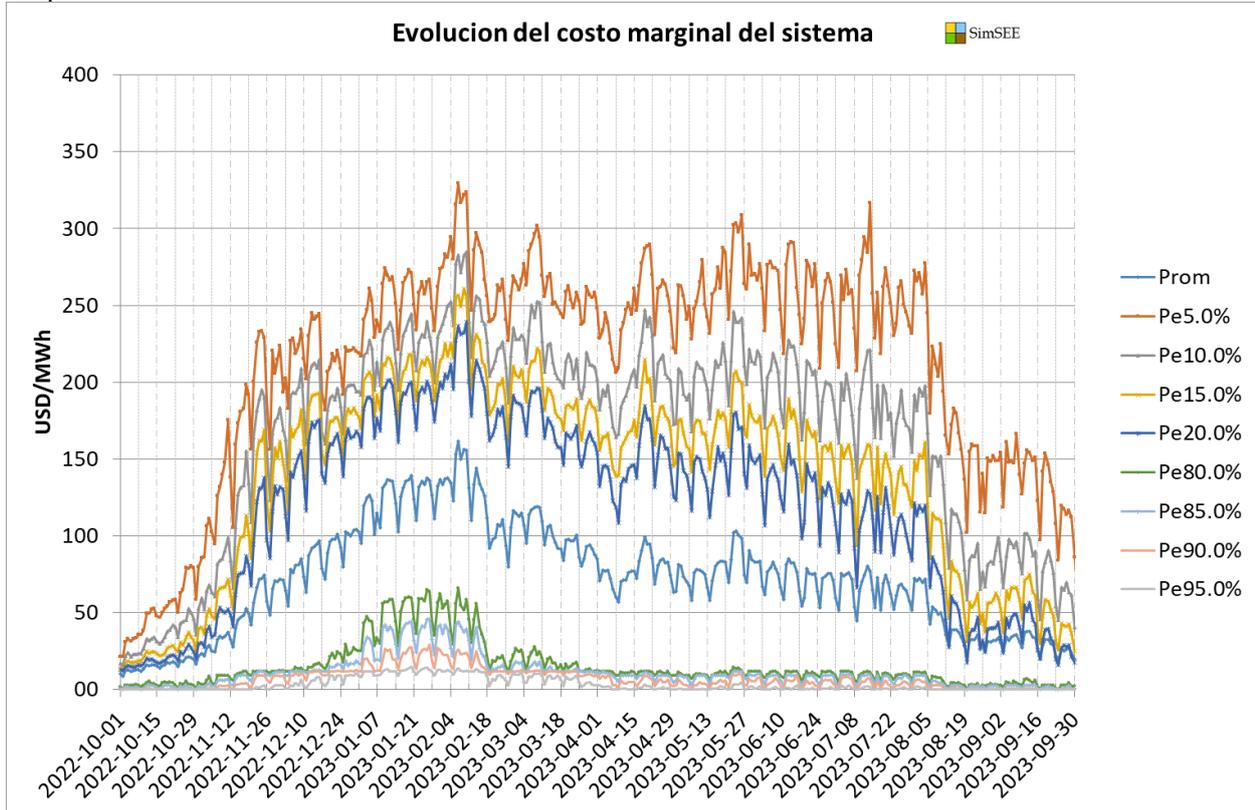


Figura 8: Evolución del Costo Marginal del Sistema

El Costo Marginal esperado para el período de estudio es de 71.7 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 01/10/2022 al 29/09/2023.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

X	Unidad con mantenimiento programado para esta fecha
	Ventana de mtto, los trabajos previstos pueden moverse dentro de estas fechas
X	Mantenimiento estimado con la finalidad de extender el programa de Mtto de la central en el modelo
	Semana de Carnaval
	Semana de Turismo
	No se tiene información.

4.3 Mantenimientos adicionales

En las Tabla 1 y Tabla 2 se muestran los mantenimientos adicionales a los presentados en 4.1 y 4.2 a considerarse para el PAM.

Generador	Central generadora	Observaciones
Uruply S.A.	Lumin	Año 2022: Parada por mantenimiento del 5 al 14 de noviembre. Año 2023: Parada por mantenimiento de 5 días en mayo y de 10 días en el mes de noviembre.
Palmatir S.A.	P.E. Cuchilla de Peralta	Año 2022: Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion). Año 2023 :Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion). Año 2024: Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion). Año 2025: Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion). Año 2026: Mayo 10 horas de parada de planta completa. (certificacion puesto de medida). Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion).
Cadonal S.A.	P.E. Talas de Maciel II	Año 2022: Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion). Año 2023 :Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion). Año 2024: Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion). Año 2025: Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion). Año 2026: Julio 10 horas de parada de planta completa. (certificacion puesto de medida). Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion).
R del Este S.A.	P.E. Maldonado II	Mantenimiento subestacion planificado para un día de la segunda semana de noviembre 2022. Adjunta plan de mantenimiento.
R del Sur S.A.	P.E. Maldonado I	Mantenimiento subestacion planificado para un día de la segunda semana de noviembre 2022. Adjunta plan de mantenimiento.
Ladaner S.A.	P.E. Cerro Grande	Marca en el formulario PAM las siguientes semana por año: 8/2023, 7/2024, 7/2025, 7/2026 Comentario del comunicado SII: "Esta previsto un corte de la totalidad de la planta en simultaneo para mantenimiento de la estación de transformación. Estos trabajos tienen una duración estimada de 8hs. Esas fechas marcadas podrían ser modificadas en caso de que las condiciones climáticas no lo permiten."
Corfrisa		La planta industrial de CORFRISA cuenta con un aerogenerador de potencia habilitada 1,8MW que recibe mantenimiento preventivo cada 6 meses. El proximo mantenimiento se hará en la primer quincena de febrero 2023 en dos jornadas de 8 horas cada una aproximadamente.
Luz de Mar S.A.		Sin mantenimientos programados
Luz de Rio S.A.		Sin mantenimientos programados
Luz de Loma S.A.		Sin mantenimientos programados
Jacinta Solar Farm SRL		Mantenimientos programados mayores se llevan adelante en horas no productivas, con excepción de calibraciones SMEC. Previstas para agosto 23, 25, 27 etc. Dos días de indisponibilidad cada una.
Giacote S.A.	P.F. Menafra Solar	Los mantenimientos preventivos correspondientes a este año 2022 ya estan realizados. Se prevee realizar los mismos mantenimientos preventivos para Julio 2023. De existir una modificacion se comunicara ni bien sea posible.

Tabla 1: Mantenimientos adicionales a considerarse para el PAM.*

*Nota a Tabla 1: Luz de Loma S. A. con fecha posterior (21/9/2022) a lo ya ingresado en la mencionada tabla y en el periodo de tiempo de recibir observaciones a la propuesta PAM,



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

sube el comunicado SII en el expediente PAM : “Mantenimiento programado por UTE para los días 12/10/2022 y 13/10/2022, harán que el parque esté sin generar durante el día.”

Lo mismo hace Luz de Mar S.A. con fecha 21/9/2022, sube el siguiente comunicado SII en el expediente PAM: “Mantenimiento programado por UTE para los días 12/10/2022 y 13/12/2022, harán que el parque esté sin generar durante el día.”

Luz de Río S.A. con fecha 21/9/2022 sube un comunicado SII vacío.

Generador	Central generadora	Observaciones
Giacote S.A.	P.F. Arapey Solar	Los mantenimientos preventivos correspondientes a este año 2022 ya están realizados. Se prevé realizar los mismos mantenimientos preventivos para Julio 2023. De existir una modificación se comunicará ni bien sea posible.
Raditon S.A.		Se prevé acciones de mantenimiento preventivo para segunda quincena de septiembre 2022. Estamos a la espera de confirmación por UTE, tan pronto las mismas sean aceptadas, notificaremos por este medio.
Fenima S.A.	P.F. Fenima	Se prevé mantenimientos preventivos para el 31 de Agosto 2022. Por otra parte, se estima las mismas fechas para acciones preventivas en Agosto 2023, sin fecha confirmada.
Petilcoran S.A.	P.F. Petilcoran	Se prevé mantenimientos preventivos para el 1 de septiembre 2022. Por otra parte, se estima las mismas fechas para acciones preventivas en septiembre 2023, sin fecha confirmada.
Dicano S.A.	P.F. Dicano	Se prevé mantenimientos preventivos para el 30 de agosto 2022. Por otra parte, se estima las mismas fechas para acciones preventivas en agosto 2023, sin fecha confirmada.
Estrellada S.A.	P.E. Melowind	Marca semana 12 del 2023 en el formulario PAM. Comentario del comunicado SII: "Mantenimiento anual de SSEE. Horas estipuladas de trabajo 12 hs. Consigna de generación 0Mw."
Alto Cielo S.A.		Marca en el formulario PAM las semanas a las que refiere en el comunicado: "A continuación fechas previstas para los próximos mantenimientos: SEMANA 39_2022: Ensayos periódicos 5 años previstos en convenio de uso + mantenimiento. SEMANA 12_2023: Mantenimiento anual BoP. SEMANA 12_2024: Mantenimiento anual BoP. SEMANA 49_2024: Recalibración SMEC (COMPLETO). SEMANA 12_2025: Mantenimiento anual BoP. SEMANA 12_2026: Mantenimiento anual BoP. A partir de enero 2027 se prevé realizar mantenimiento anual en semana 12. Este año se repetirán los ensayos periódicos previstos en el convenio de uso." En 2028 tendremos una nueva recalibración SMEC (completo).
Fingano S.A.	P.E. Carape I	Marca en el formulario PAM la semana 40 del año 2022 y las semanas 8 y 40 de los años 2023, 2024, 2025 y 2026. Comentario del comunicado SII: "Declaramos el PAM para Carape I. Las intervenciones se realizarán en la semana 40 año 2022 y la semana 8 año 2023. Las actividades serán preventivos-correctivos en Subestación."
Vengano S.A.	P.E. Carape II	Marca en el formulario PAM la semana 40 del año 2022 y las semanas 8 y 40 de los años 2023, 2024, 2025 y 2026. Comentario del comunicado SII: "Declaramos el PAM para Carape II. Las actividades de mantenimiento serán correctivas y preventivas en la SET. Las mismas se efectuarán en la semana 40 año 2022 y en la semana 8 año 2023."
UPM S.A.		Marca en el formulario PAM las semanas 35 a 47 del 2022.
Celulosa y Energía Punta Pereira S.A.		Marca en el formulario PAM: Año 2022: Semanas 11 a 13 Año 2023: Semanas 16 y 17 Año 2024: Semanas 17 y 18 Año 2025: Semanas 41 y 42

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 Reprogramación Estacional Agosto - Octubre 2022³ 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 03/09/2022.
- Se actualizan valores iniciales de los costos marginales de Brasil utilizados en las CEGHs.

5.2 *Red de Trasmisión*

Está planificado un trabajo sobre la convertora de Melo (CME) para el mes de noviembre de 2022 que indispondrá la convertora (indispone el intercambio en ambos sentidos) en forma continua entre el 14-11-2022 al 27-11-2022 inclusive. Para minimizar la indisponibilidad, se realizarán varios trabajos en forma simultánea: en los conmutadores de los transformadores convertidores con bianual de dichos trafos, anual de la sala de válvulas, bianual de seccionadores de la sala de válvulas así como modificación en el control de cooling de las mismas. Se estima que en 2023 se realicen otros trabajos que indispongan el intercambio durante el mes de noviembre, sin fecha planificada.

En la convertora de Rivera se planifica un trabajo en los dos transformadores de potencia de 3 semanas de duración por transformador durante el año 2023. En principio los trabajos no serían consecutivos. No se dispone de fechas estimadas pues requiere la creación de una licitación para insumos y coordinar disponibilidad de Talleres Generales de UTE.

Hay trabajos a realizar sobre el Compensador Estático de Reactiva (CER) que requieren coordinación con los mantenimientos de CTR a los efectos de maximizar la disponibilidad de sus unidades durante la indisponibilidad del CER. El trabajo sobre el CER se ha programado entre el 23 de enero y el 23 de abril de 2023.

Existe una intención de indisponer la línea Palmar 500 kV – Montevideo A 500 kV (PA5-MA5) durante 6 días consecutivos entre el 20-03-2023 y el 10-05-2023 en el marco del

³https://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1402/REPES_Agosto22.pdf



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

proyecto de incorporación de la subestación Cardal a la red de 500 kV. Estos trabajos no indispondrían generación, pero sí puede existir la necesidad de generación forzada de unidades térmicas para control de tensión. No se modela pues aún no se tiene suficiente información, además de que se haría con previa coordinación de DCU.

No se informaron otros mantenimientos mayores previstos en el horizonte de tiempo de este estudio sobre instalaciones de Transmisión. 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 92_238 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 : 03/09/2022 – 01/04/2024.

Fecha de optimización sala paso semanal : 03/09/2022 – 31/12/2035.

Fecha de la simulación sala paso diario: 03/09/2022 – 30/12/2023.

Fecha guarda de simulación sala paso diario: 01/10/2022.

6.3 Estado inicial del Sistema

Cota inicial del lago de Bonete: 79.53 m.

Cota inicial del lago de Palmar: 38.47 m.

Cota vista inicial del lago de SG UY: 34.64 m.

Aportes: Bonete = 1109 m³/s, Palmar = 1017 m³/s, SG UY= 1991 m³/s.

Valores trimestrales del iN3.4 (a partir del trimestre SON): -0.807 -0.791 -0.693
-0.472 -0.269 -0.073 +0.107 +0.219.

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.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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.

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 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 agrupado 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.

6.6 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 36.5 y 32.0 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 3.

	Cota Mínima (m)	Penalidad (MUSD/(m-día))
Bonete	72.3	1.551
Palmar	36.5	0.540
SG	32	0.721

Tabla 3: 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 0.76 MUSD/Hm³ para 2023 y 1.1 MUSD/Hm³ para 2024. Dicho erogado mínimo se impone desde la incorporación de UPM2 al Sistema (15/02/2023).

Se agrega control de cota superior en Bonete a 80 m con penalidad 0.5 MUSD/(m-día) sin indexado.

Se ajusta el control de crecida de Bonete según las tablas ISMES con los parámetros que se muestran en la Tabla 4.



Cota [m]	Erogado mínimo [m ³ /s]
80.7	0
82.0	1990
83.0	4510

Tabla 4: Parámetros en SimSEE para considerar curvas ISMES en Bonete.

6.7 Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas.

Se usa el sintetizador de aportes CEGH de octubre de 2019 que incorpora una señal para el fenómeno ENSO y una serie de costos marginales de Brasil a los efectos de modelar el intercambio con ese país. Se usan tres variables de estado hidrológico, una para el Río Negro, otra para el Río Uruguay y la restante para incorporar el iN3.4.

6.8 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.



ÍNDICE

1 RESUMEN EJECUTIVO.....	2
2 INTRODUCCIÓN.....	3
3 RESULTADOS.....	3
3.1.1 Análisis de Falla.....	3
3.1.2 Evolución de la cota del lago de Bonete.....	8
3.1.3 Evolución de la cota del lago de Palmar.....	9
3.1.4 Evolución de la cota del lago de Salto Grande.....	10
3.1.5 Costo Marginal del Sistema.....	11
4 PAM.....	11
4.1 Propuesta de PAM.....	11
4.2 Programa indicativo de mantenimientos para los siguientes 36 meses.....	13
4.3 Mantenimientos adicionales.....	16
5 HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA.....	18
5.1 Modificaciones con respecto a la Reprogramación Estacional.....	18
5.2 Red de Trasmisión.....	18
6 MODELADO UTILIZADO.....	19
6.1 Versión SimSEE.....	19
6.2 Salas SimSEE.....	19
6.3 Estado inicial del Sistema.....	19
6.4 Demanda.....	19
6.5 Modelado de las Unidades de Falla.....	20
6.6 Controles de Cota y erogados mínimos de los embalses.....	20
6.7 Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas.....	21
6.8 Parámetros generales.....	21



ÍNDICE DE FIGURAS.....	23
ÍNDICE DE TABLAS.....	23

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 01/10/2022 al 29/09/2023....	12
Figura 10: Programa indicativo para el período 30/09/2023 al 27/09/2024. El sombreado gris indica que no se cuenta con información.....	13
Figura 11: Programa indicativo para el período 28/09/2024 al 03/10/2025. El sombreado gris indica que no se cuenta con información.....	14
Figura 12: Programa indicativo para el período 04/10/2025 al 02/10/2026. El sombreado gris indica que no se cuenta con información.....	15

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: Controles de cota considerados en el estudio.....	20
Tabla 4: Parámetros en SimSEE para considerar curvas ISMES en Bonete.....	21