



Programa Anual de Mantenimiento (PAM) Octubre 2021

ADME

27/9/21

Montevideo - Uruguay

ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Trabajaron en la elaboración de este informe:

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

Por UTE: Hernán Rodrigo, Valentina Groposo, Milena Gurin, Gabriela Gaggero y Santiago Machado.

Responsable: Ruben Chaer

Nota 12/10/2021: diferencias entre la propuesta PAM puesta en vista de los Agentes y esta versión 2:

- Cambios en la Figura 9: se elimina el mantenimiento de la U12 de Salto Grande entre el 27/9/21 y el 24/10/21. Asimismo se agrega el mantenimiento de la U1 en las semanas 16 y 17 del año 2022. Observaciones recibidas de Salto Grande.



1 Resumen ejecutivo.

A partir del análisis de la información obtenida sobre las probabilidades de que el sistema incurra en falla, se concluye que los mantenimientos mayores previstos no impactan significativamente en el abastecimiento del sistema en el período Octubre 2021 – Setiembre 2022.

Los resultados principales para el período PAM 2/10/2021 al 30/9/2022 son:

- El valor esperado del despacho de Energía de Falla acumulada es de 0.9 GWh.
- El valor esperado de la demanda acumulada es de 11357.0 GWh.
- El valor esperado de falla acumulada con respecto a demanda acumulada es de 0.008 %, alcanzando un valor máximo de 0.4 %.
- 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 2 % de ser excedida es menor al 0.1 % de la demanda, lo cual 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.



2 Introducción

Según lo establecido en el RMEE 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 Trasmisor 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 Junio - Octubre 2021 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 02/10/2021 y el 30/09/2022.

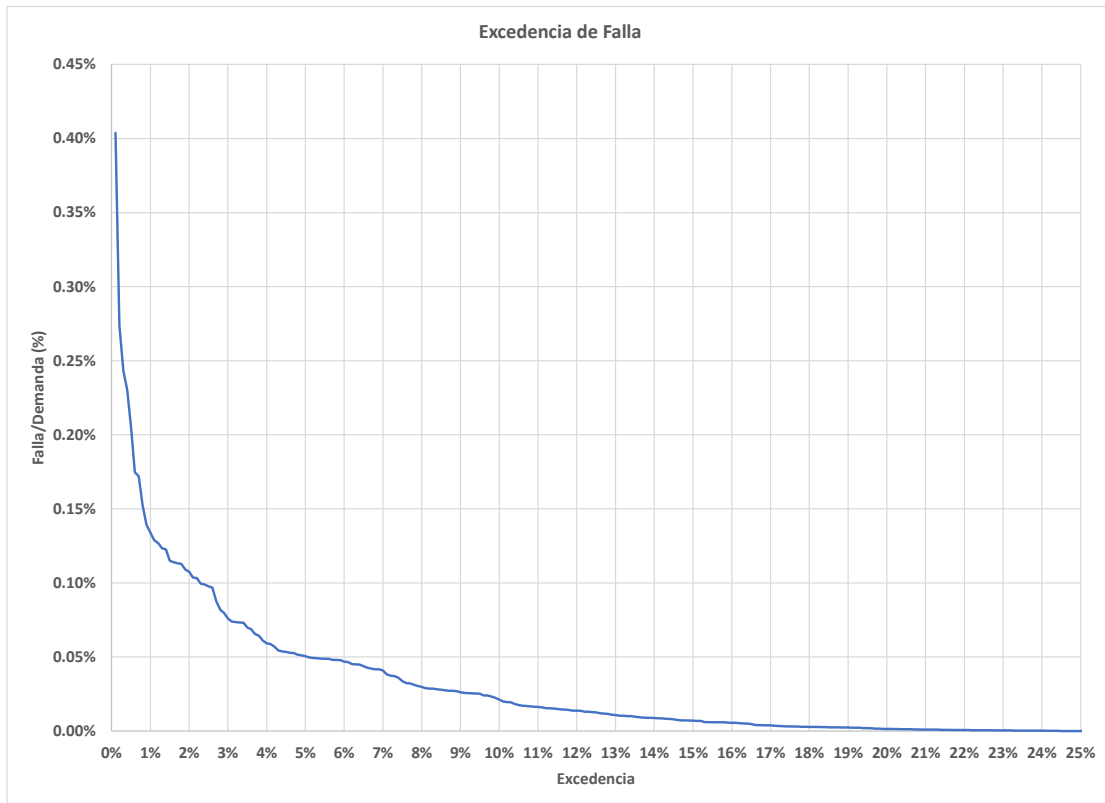


Figura 1: Excedencia de Falla acumulada en por unidad de la Demanda acumulada.

Se observa un valor máximo de falla acumulada de 0.4 % con respecto a la demanda acumulada.

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

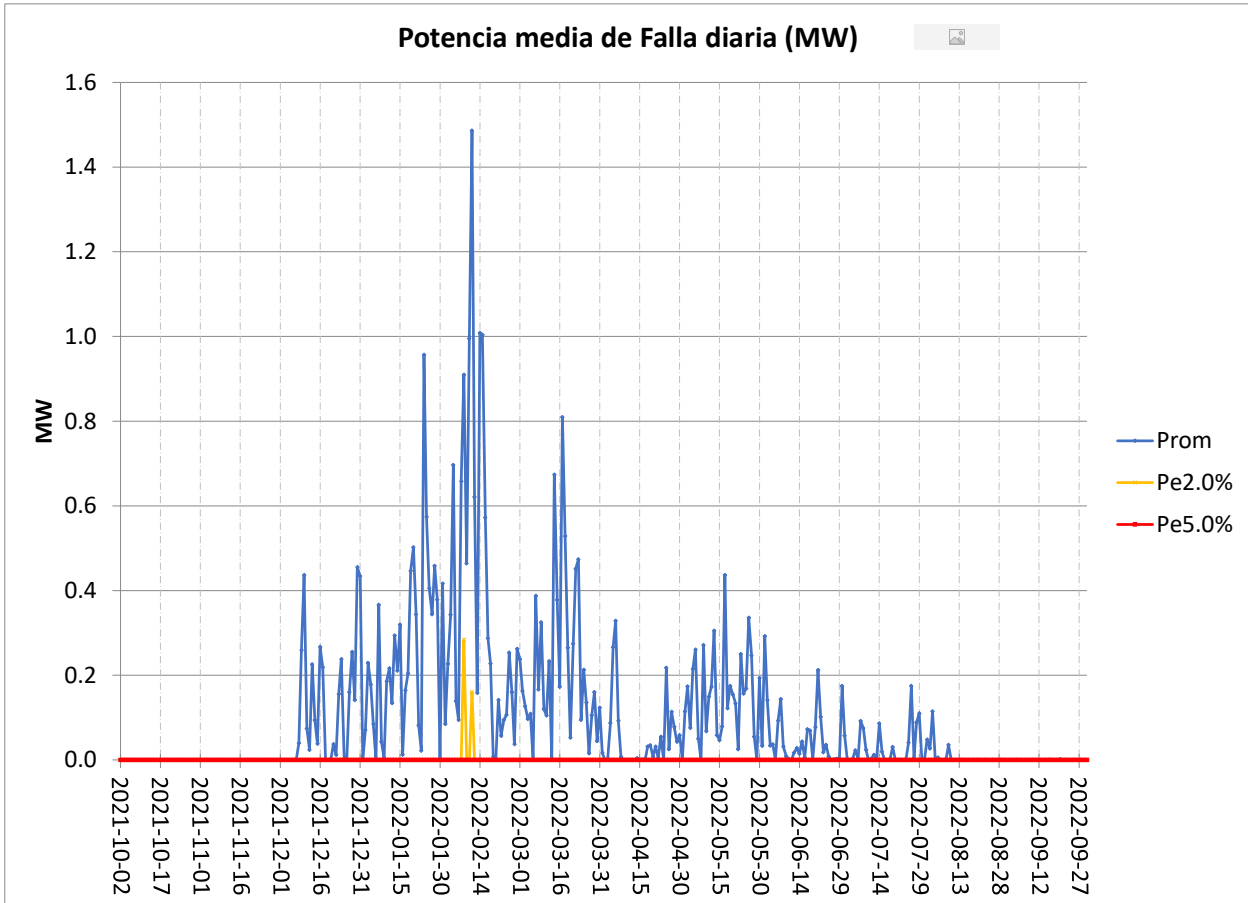


Figura 2: Potencia media de Falla diaria

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.

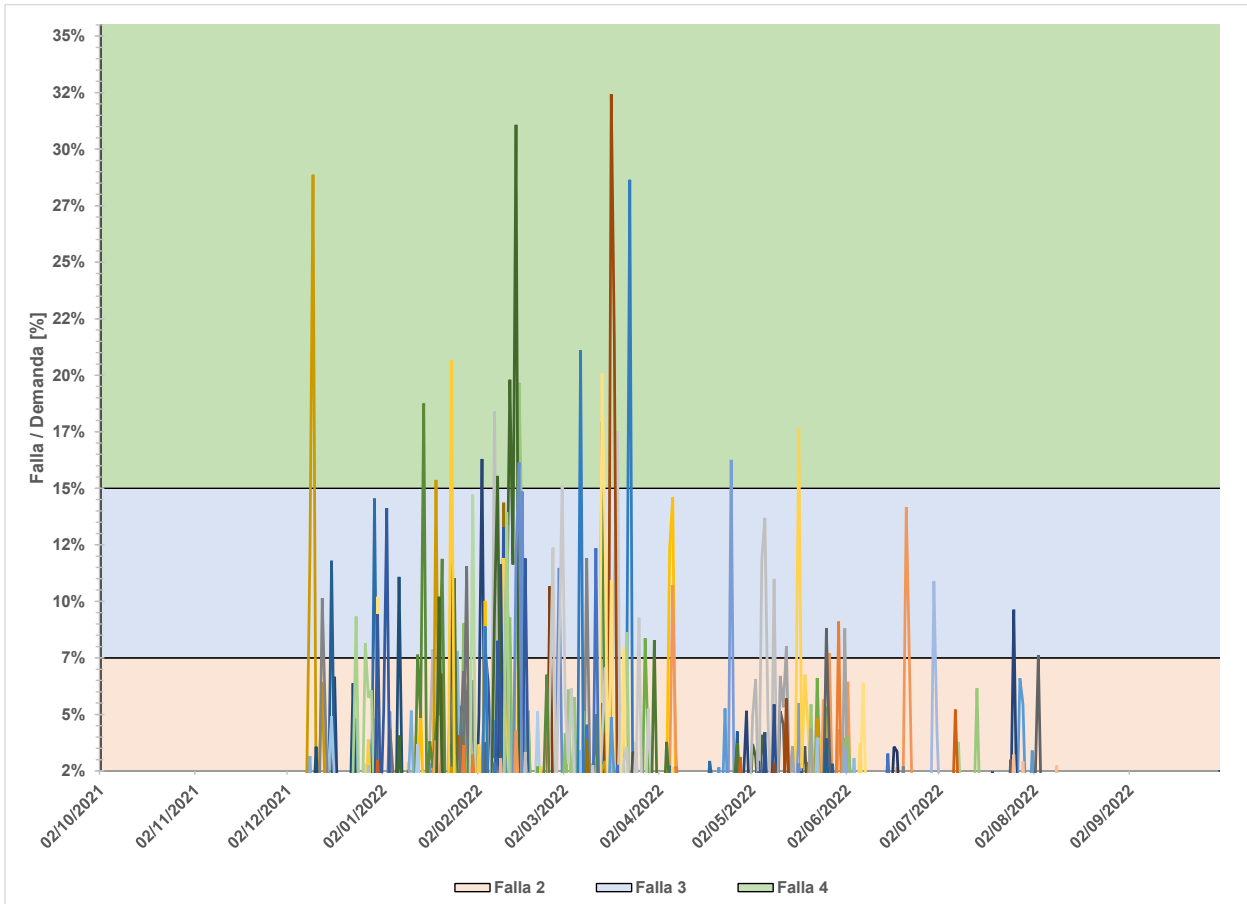


Figura 3: Crónicas de simulación que en algún paso de tiempo superan el 2 % de profundidad de la falla.

Los eventos mostrados en la gráfica anterior representan 0.1% 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 13.7 % de las crónicas superan la profundidad de falla de 2% y tienen una duración promedio de 2.5 días.
- El 5.8 % alcanzan o superan profundidades de falla 7% y tienen una duración promedio de 1.7 días
- El 1.7 % alcanzan o superan profundidades de falla 14.5% y tienen una duración promedio de 1.2 días.

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 6.6).

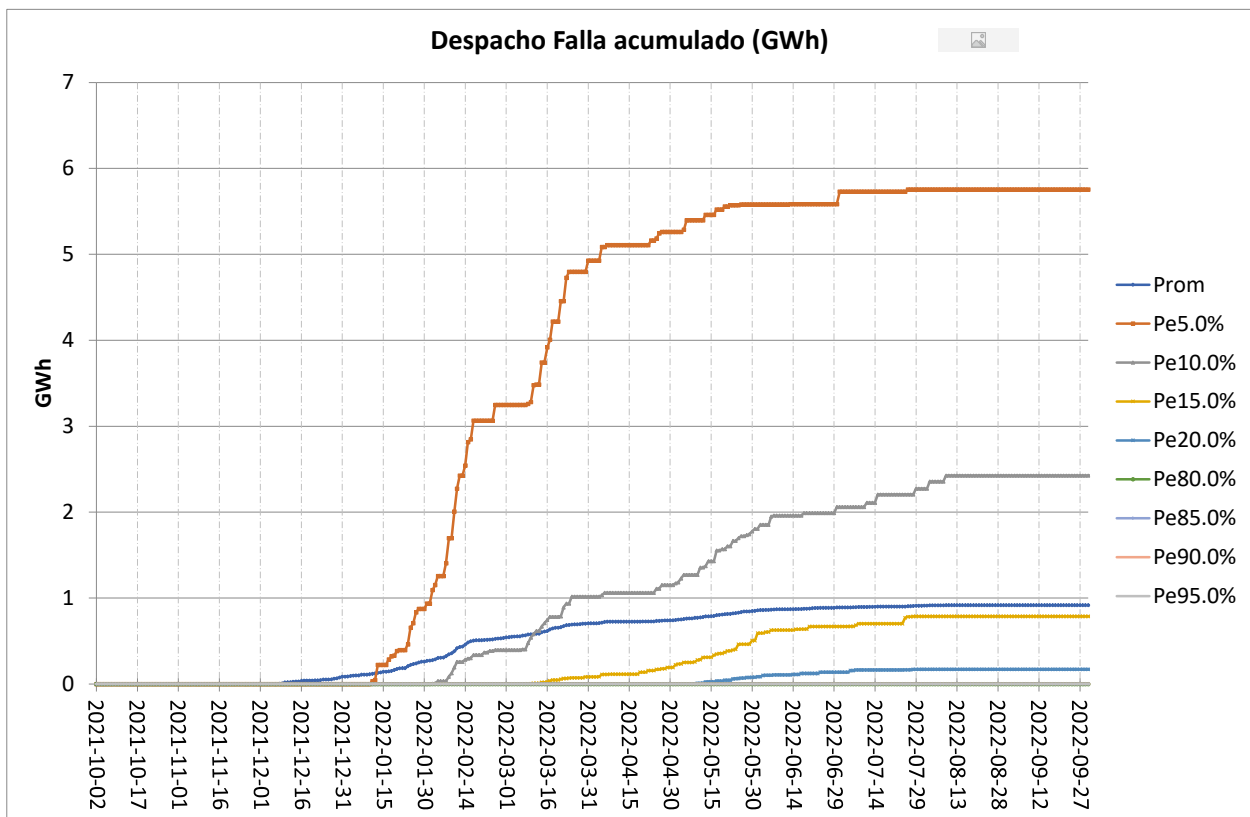


Figura 4: Despacho de Falla acumulado.

Se observa que la energía de Falla acumulada con excedencia 5 % es de 5,8 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.

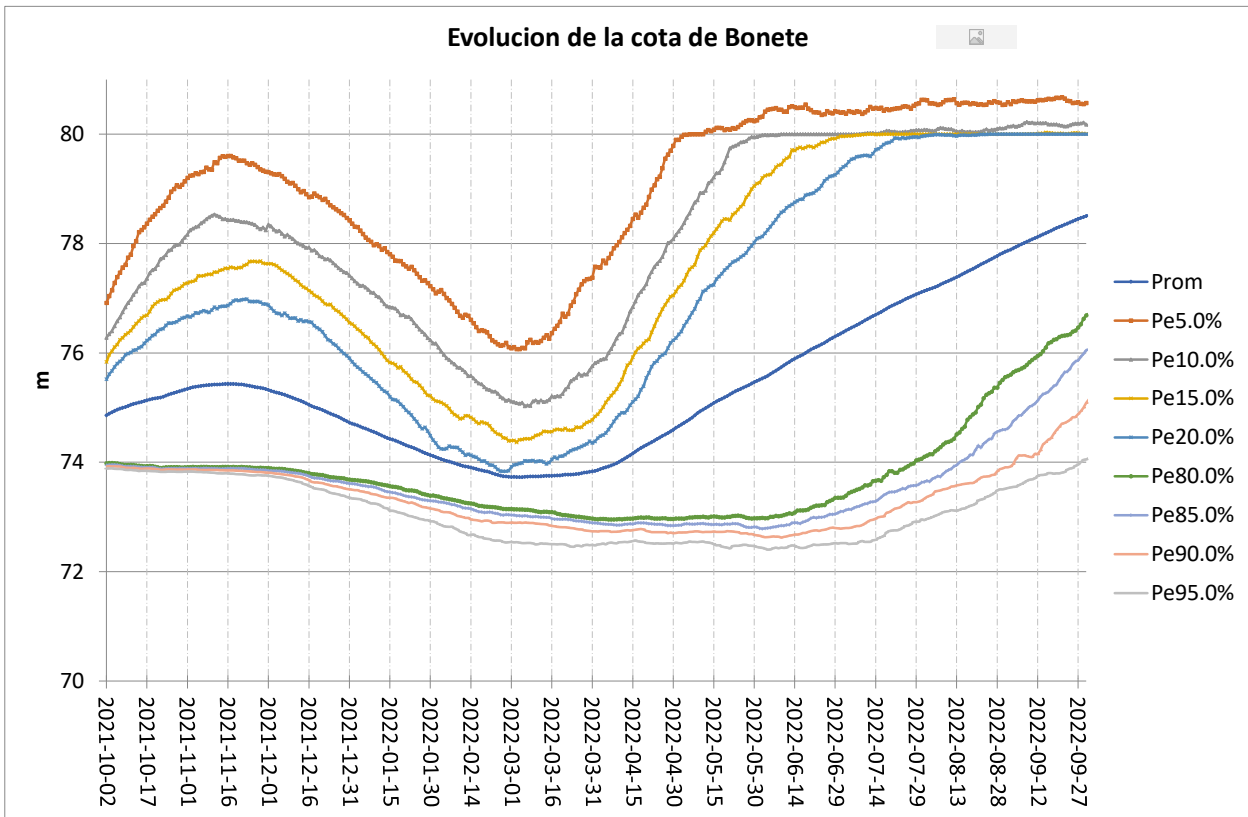


Figura 5: Evolución de la cota de Bonete

Se observa que con una probabilidad de 95 % no existe riesgo de bajar de la cota 72 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.

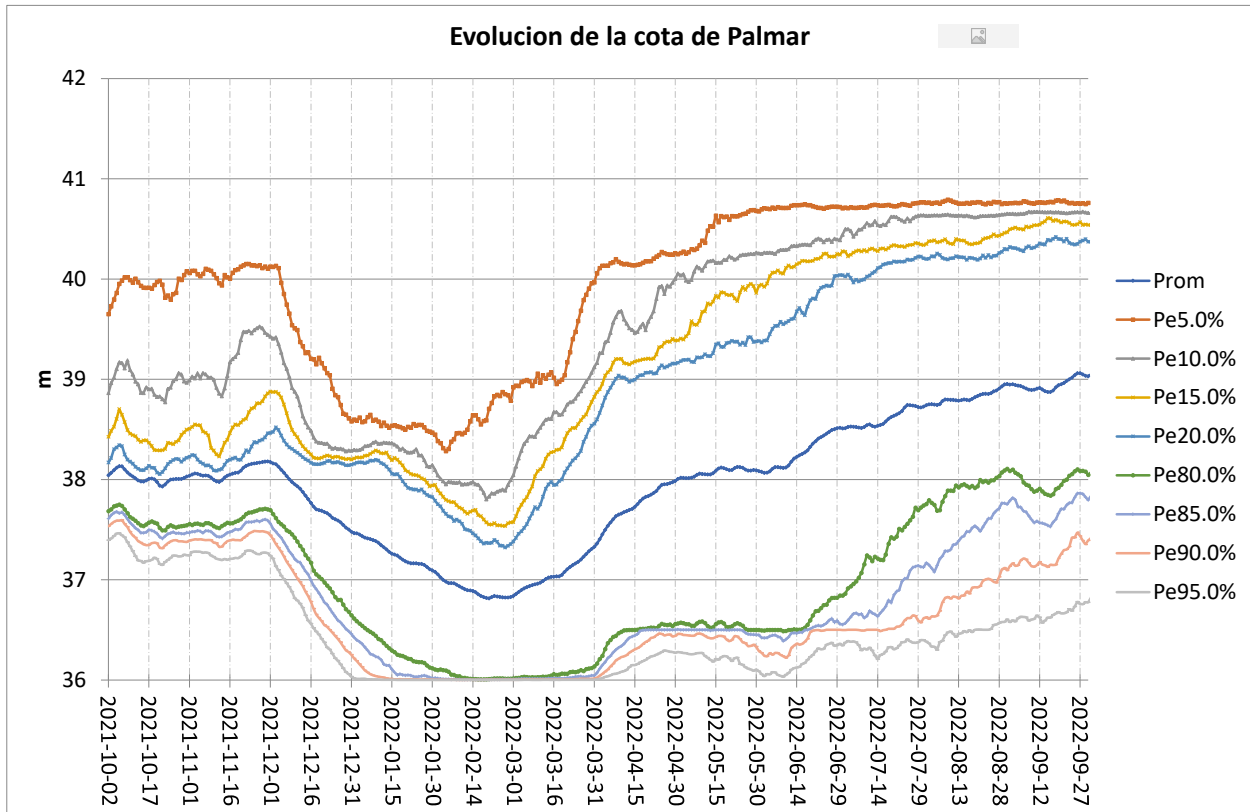


Figura 6: Evolución de la cota de Palmar

Se observa que con una probabilidad aproximada de 80 % no existe riesgo de llegar a la cota 36 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.

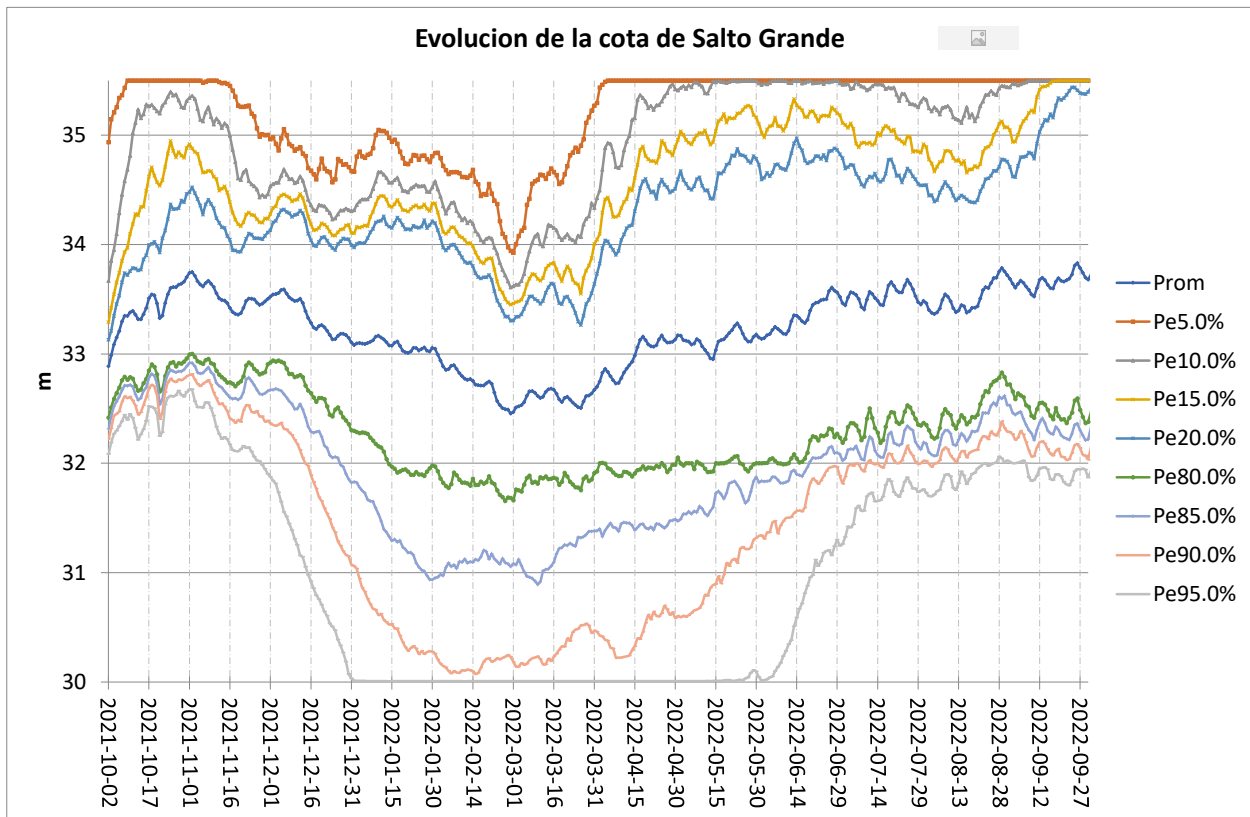


Figura 7: Evolución de la cota de Salto Grande

Se observa que con una probabilidad aproximada de 90 % no existe riesgo de llegar a la cota 30 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.

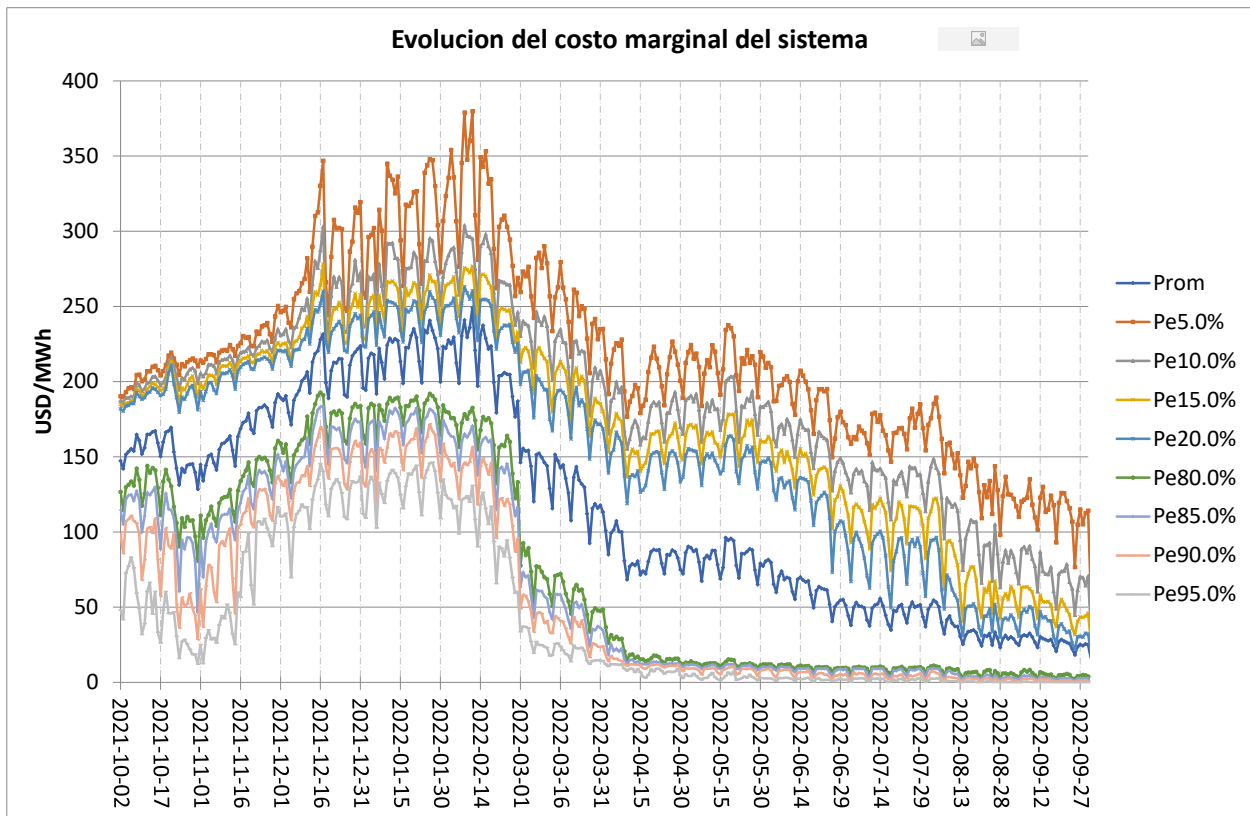


Figura 8: Evolución del Costo Marginal del Sistema

El Costo Marginal esperado para el período de estudio es de 118.7 USD/MWh.



4.3 Mantenimientos adicionales

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

Central Generadora	Observaciones
Corfrisa	Próximo mantenimiento en primera quincena de Febrero 2022 en dos jornadas de 8 horas cada una aprox.
P. E. Talas de Maciel II	En la semana 47 parada prevista de 8 a 18 h de un día, por mantenimiento anual de la subestación.
P. E. Cuchilla de Peralta	En la semana 48 parada prevista de 8 a 18 h de un día, por mantenimiento anual de la subestación.
P. E. Nuevo Pastoral I	Sin mantenimientos programados en el periodo Octubre 21 – Marzo 22.
P. E. Kiyú	Mantenimiento anual a realizarse en marzo 2022, parando la producción del parque un día en horario laboral.
P. E. Cerro Grande	Por mantenimiento de la subestación prevista una parada de 8 horas el 19 de febrero del 2022
P. E. Carapé I	Mantenimiento anual de subestación a realizarse el 2/12/21 de 8 a 17 hs.
P. E. Carapé II	Mantenimiento anual de subestación a realizarse el 2/12/21 de 8 a 17 hs.
P. E. Luz de Río	Sin mantenimientos programados
P. E. Luz de Mar	Sin mantenimientos programados
P. E. Luz de Loma	Sin mantenimientos programados
P. E. Maldonado II	Mantenimiento de la subestación de un día para semana 45 del 2021 y semana 10 del 2022.
P. E. Maldonado	Mantenimiento de la subestación de un día para semana 45 del 2021 y semana 10 del 2022.
P.E. Peralta I y II	Sin mantenimientos programados para el período Octubre 2021 – Marzo 2022
Alto Cielo	Mantenimiento de los 11 transformadores en Febrero o Marzo. Cada mantenimiento dura aprox 45 minutos y se hace durante la noche.
P. E. Talas de Maciel I	Mantenimiento previsto en la semana del 15/02/22 del trafo principal. Fuera de servicio desde las 9 a las 16 horas en el día que se lleve a cabo.

Tabla 1: Mantenimientos adicionales a considerarse para el PAM.



5 Hipótesis y metodología.

5.1 *Modificaciones con respecto a la Reprogramación Junio - Octubre 2021*

Se utilizan las hipótesis de la Reprogramación Junio - Octubre 2021 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 04/09/2021.
- Se actualizan valores iniciales de los costos marginales de Brasil utilizados en las CEGHs.
- Se actualizan precios de los combustibles según los vigentes a partir del 01-09-2021.
- Se modifica el criterio de indexación de los costos variables de las unidades térmicas a partir de octubre de 2021 para que presenten volatilidad sin tendencia.
- Se toman las siguientes tasas de crecimiento para la demanda: 1.07%, 2.21%, 2.37%, 2.23%, 2.09% y 2.32% para los años 2021, 2022, 2023, 2024, 2025 y 2026 respectivamente. Para el mes de setiembre 2021 se usan previsiones de demanda semanal de los modelos de PEG.
- Se modela la exportación a Brasil hasta 550 MW a un costo de 185.1 USD/MWh (cvPTA1-6 – 10 USD/MWh) con 90% de disponibilidad hasta el 19-10-2021. A partir del 20-10-2021 el precio sube a 214.6 USD/MWh (cvPTA1-6 + 10%). El 01-03-2022 se deshabilita esta exportación y se habilita el modelo de exportación a Brasil de la PES.

5.2 *Situación hidrológica y Clima*

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

5.2.1 Energía Hidráulica Afluyente Trimestral (EHAT)

En la Figura 12 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 energía trimestral afluyente a las represas hidroeléctricas Bonete, Palmar, Baygorria y Salto Grande.¹

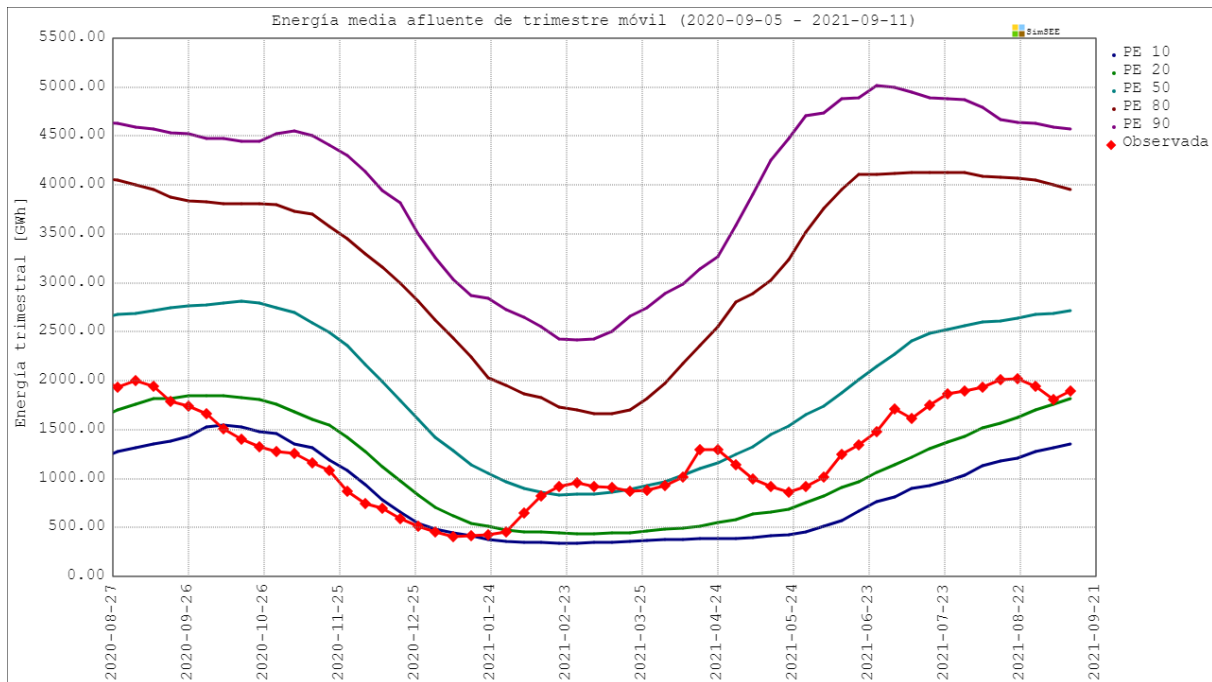


Figura 12: Energía Hidráulica Afluyente en el último año móvil.

Se observa que el sistema se encuentra con una hidraulicidad por debajo de la P50% y por encima de la P20% histórica para la época, del orden de los 2000 GWh en el último trimestre móvil.

5.2.2 Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, setiembre de 2021²)

En la Figura 13 se muestran los pronósticos realizados por modelos dinámicos y estadísticos de la anomalía de la temperatura superficial del Océano Pacífico en la región 3.4.

¹ <http://atorre.adme.com.uy/vates/hidro/resumen/index.php>

² https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/current/?enso_tab=enso-cpc_plume

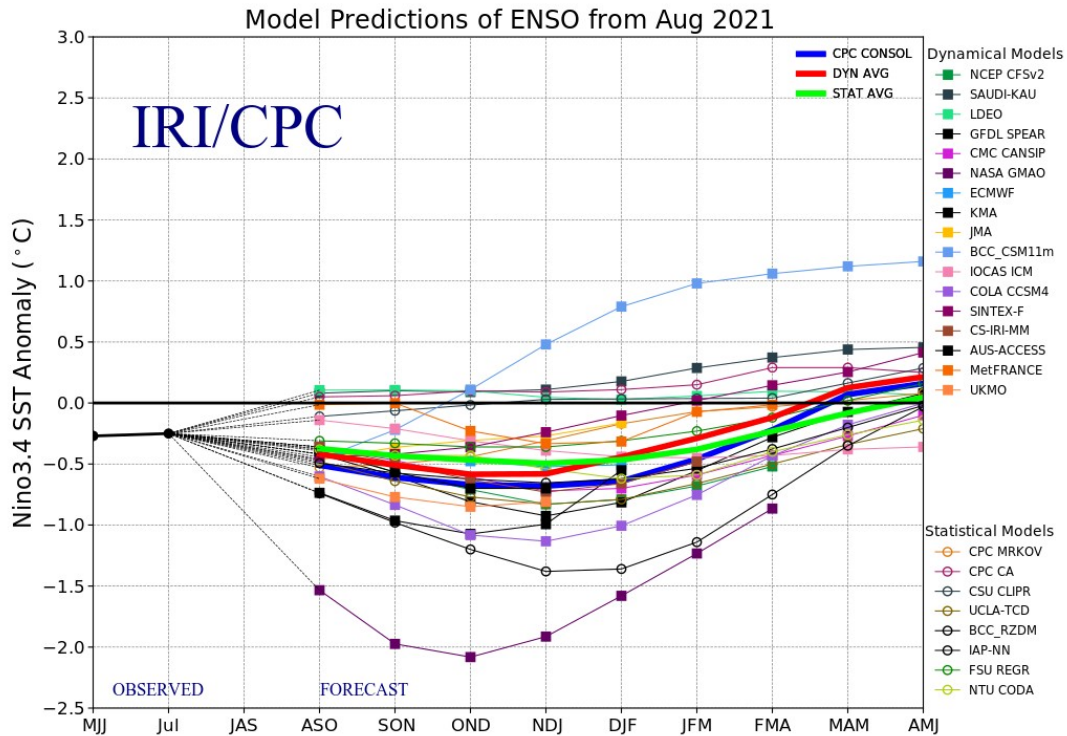


Figura 13: Modelos de previsión del Niño/Niña.

En la Figura 14 se muestra la probabilidad de ocurrencia de los fenómenos climáticos “La Niña”, “El Niño” o “Neutral” para cada trimestre móvil hasta Junio del 2022.

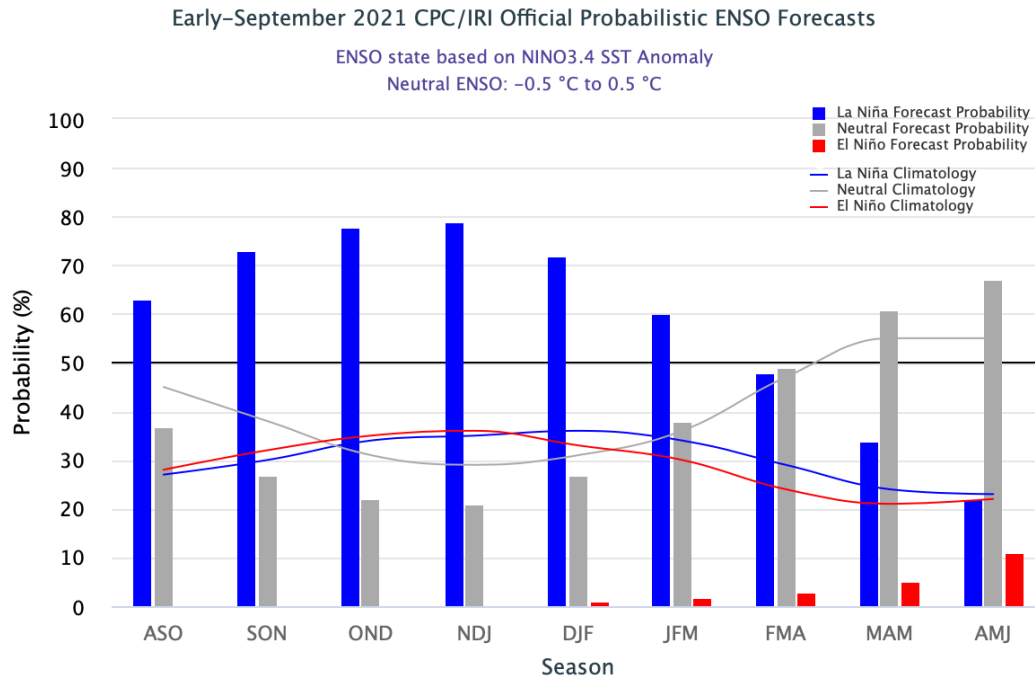


Figura 14: Previsión Niño/Niña.

A partir de las Figuras 13 y 14 se observan condiciones de prevalencia de La Niña para los próximos meses, las que se mantienen hasta el verano inclusive.

5.3 Precios de los combustibles

Los precios de los combustibles provienen de distintas fuentes.

GO y FOM: provistos por ANCAP, teniendo en consideración los parámetros establecidos para la venta de Gasoil y Fuel Oil a UTE para generación térmica, vigentes desde el 01-09-2021.

GN: se asume que, a partir de febrero de 2022, estarán vigentes contratos de importación de GN con empresas proveedoras de Argentina a precios diferenciales según la época del año, y se celebrarán similares en años siguientes hasta el fin de la optimización.

Se muestra en la Tabla 2 los precios de los combustibles.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

REF WTI (US\$/Barril):		65.05	
Combustibles	U\$/m ³	Densidad kg/l	U\$/T
Gasoil	701.6	0.845	830.2
Fueloil Motores	472.3	0.985	479.5
Gas Natural (may - set)	0.4364	0.0006	750.2
Gas Natural (oct - abr)	0.2833	0.0006	486.9

Tabla 2: Precio de combustibles derivados

Se presenta en la Tabla 3 los costos variables de las unidades generadoras térmicas.

Unidad	C.E. a pleno g/kWh	C.E. en min tec g/kWh	Precio del Combustible U\$/ton	Variable Combustible U\$/MWh	Variable No Combustible U\$/MWh	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
C.Battle Motores	229.0	229.0	479.5	109.8	10.9	120.7	120.7
PTA 1-6	225.0	348.8	830.2	186.8	8.4	195.2	297.9
PTA 1-6 - GN (may-set)	160.0	248.0	750.2	120.0	5.5	125.5	191.5
PTA 1-6 - GN (oct - abr)	160.0	248.0	486.9	77.9	5.5	83.4	126.3
CTR	289.0	592.5	830.2	239.9	4.3	244.2	496.2
PTA 7 y 8	239.0	322.7	830.2	198.4	8.0	206.4	275.9
PTB - CA - GO	251.1	337.4	830.2	208.4	4.7	213.1	284.8
PTB - CC - GO	165.2	219.4	830.2	137.1	6.0	143.1	188.2
PTB - CA - GN (oct - abr)	169.3	243.0	486.9	82.4	3.6	86.0	121.9
PTB - CC - GN (oct - abr)	109.2	149.3	486.9	53.2	4.9	58.1	77.6

Tabla 3: Costos Variables de las unidades térmicas

Se detalla en la Tabla 4 los costos variables que se ingresan en SimSEE para la modelación del Ciclo Combinado como un generador térmico combinado tanto funcionando con Gas Oil como con Gas Natural.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

TG cada una (total 2)	GO	GN	TV	GO	GN
Pmin (MW)	60,0	60,0	Pmin (MW)	50,9	53,4
Pmax (MW)	176,2	171,0	Pmax (MW)	181,1	188,8
cv min tec (USD/MWh)	280,1	118,3	cv min tec (USD/MWh)	-5,64	0,88
cv incr (USD/MWh)	171,4	63,0	cv incr (USD/MWh)	0,0	0,0
cv no comb (USD/MWh)	4,7	3,6	cv no comb (USD/MWh)	8,53	7,26
			Factor TV/TG	0,514	0,552

Tabla 4: Parámetros a ingresar en SimSEE del Ciclo Combinado generando con Gas Oil y con Gas Natural

5.4 Intercambio de Energía

Importación

Atendiendo al comportamiento reciente de los mercados vecinos y su proyección futura, se decide modelar la importación con cada uno de la siguiente manera.

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

A través de Melo una potencia máxima de 300 MW. Se usa una CEGH que modela los PLDs del sistema brasileiro, permitiendo la oferta de exportación a Uruguay sólo cuando el PLD está por debajo de 145 USD/MWh y con un sobre costo de 300 USD/MWh. En la práctica equivale a energía disponible para asistencia ante emergencias a costos superiores a Falla 1.

Exportación

Atendiendo al comportamiento reciente de los mercados vecinos y su proyección futura, se decide modelar la exportación con cada uno de la siguiente manera.

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. En la simulación dicha energía se valora a 20 USD/MWh.

Con Brasil

El intercambio con Brasil se modela a través de un actor Spot de Mercado, con una potencia de hasta 550 MW a precio cvPTA1-6 –10 USD/MWh (185.1 USD/MWh) con 90% de



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

disponibilidad hasta el 19-10-2021. A partir del 20-10-2021 el precio sube a cvPTA1-6 +10% (214.6 USD/MWh).

A partir del 01-03-2022, este intercambio se modela mediante un actor Spot de Mercado Postizado, que oferta cuando el marginal nacional está por debajo de 30 USD/MWh y recibe un neto de 30 USD/MWh por la energía vendida. En comparación con años anteriores, las exigencias de firmeza sobre las ofertas son más estrictas. Esto reduce las oportunidades de ofertar a precios sensiblemente inferiores al despacho térmico. Atendiendo a esta situación se cambia el modelado, representando 200 MW con 70% de disponibilidad en las condiciones de precio ya mencionadas³⁴.

No se modelan ventas de excedentes térmicos.

Excedentes

Se identifican como excedentes la energía hidráulica no embalsable y autodespachados (mayoritariamente eólica). Se modela como una exportación con potencia máxima 4000 MW en todos los postes y precio 0,1 USD/MWh.

5.5 Factor de respuesta unidades térmicas de UTE:

En la Tabla 5 se muestra los valores de indisponibilidad fortuita considerados.

	C. Battle Motores	PTA 1-6	PTI 7-8	CTR
Coef de Disponibilidad	75%	80%	80%	75%
Desde el 1/1/2025	70%	75%	80%	70%

Tabla 5: Disponibilidad de las unidades térmicas

5.6 Red de Trasmisión

Hay trabajos previstos sobre las convertoras pero aún no se tienen fechas definidas e incluso las duraciones son inciertas pues dependen de inspecciones previas que no se han realizado y de coordinaciones con personal especializado que viene del exterior. De todos modos, se espera que:

³ Atendiendo a la evolución proyectada del PLD de la región Sur de Brasil por CCEE para los próximos meses, se fija la tendencia del cmo en 32.43 USD/MWh (180.2 R\$/MWh) y los valores iniciales para los bornes cmo1 y cmo3 de la fuente CEGH correspondiente se fijan en $1048.07 \text{ } \$\text{R}/\text{MWh}/180.2 \text{ R}/\text{MWh} = 5.817$ y $1003.62 \text{ } \$\text{R}/\text{MWh}/180.2 \text{ R}/\text{MWh} = 5.571$ respectivamente.

⁴ En cuanto a los detalles de los parámetros del actor Spot de Mercado Postizado, atendiendo al comportamiento observado del comercializador en Brasil, se crea un índice para el Costo Variable de Importación (CVI) como: $\text{CVI}=\text{máx}(0;(\text{CMO}_{\text{Br}}-3.05 \text{ USD}/\text{MWh})/1.27)$.



- Exista una intervención después de semana de turismo en 2022, con una duración de al menos 1 semana sobre la Conversora de Rivera (CRI).
- Sobre la Conversora de Melo (CME) se espera una indisponibilidad de dos semanas, a definir si durante mayo u octubre de 2022 en función de coordinaciones con personal del exterior.

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 iie67_218 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.

6.3 Horizontes de tiempo

Fecha de optimización sala paso diario : 04/09/2021 – 02/04/2023

Fecha de optimización sala paso semanal : 04/09/2021 – 31/12/2035

Fecha de la simulación sala paso diario: 04/09/2021 – 01/01/2023

Fecha guarda de simulación sala paso diario: 02/10/2021.

6.4 Estado inicial del Sistema

Cota inicial del lago de Bonete: 74.95 m.

Cota inicial del lago de Palmar: 38.31 m

Cota vista inicial del lago de SG UY: 32.66 m

Aportes: Bonete = 177 m³/s, Palmar = 189 m³/s, SG UY= 1084 m³/s.

Valores trimestrales del iN3.4 (a partir del trimestre SON): -0.51; -0.58; -0.58; -0.44
-0.29; -0.12; 0.13; 0.21.

6.5 Demanda

Se continúa utilizando el modelo CEGH de paso diario "CEGH_DEM_X3.txt", con su modelado horario en base a las demandas detalladas ""llano1_2012_2068.bin", "llano2_2012_2068.bin", "pico_2012_2068.bin" y "valle_2012_2068.bin". Se calibra el valor esperado de la demanda introduciendo valores diarios que se calculan a partir de los valores



anuales o trimestrales de demanda esperadas con un suavizado de las transiciones para evitar saltos.

6.6 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.

6.7 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 6.

	Cota Mínima (m)	Penalidad (MUSD/(m-día))
Bonete	72,3	1,062
Palmar	36,5	0,370
SG	32	0,494

Tabla 6: 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 2021 y marzo de 2022.

6.8 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 dos variables de estado hidrológico, una para el Río Negro y otra para el Río Uruguay.

6.9 Parámetros generales

La simulación de la sala de paso diario se realiza a partir de 1000 crónicas sintéticas y la optimización con 5.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

La optimización de la sala de paso semanal se realiza a partir de 20 crónicas sintéticas.



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.....	7
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.....	12
4.1 Propuesta de PAM.....	12
4.2 Programa indicativo de mantenimientos para los siguientes 36 meses.....	13
4.3 Mantenimientos adicionales.....	15
5 HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA.....	16
5.1 Modificaciones con respecto a la Reprogramación Junio - Octubre 2021.....	16
5.2 Situación hidrológica y Clima.....	16
5.2.1 Energía Hidráulica Afluente Trimestral (EHAT).....	17
5.2.2 Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, setiembre de 2021).....	17
5.3 Precios de los combustibles.....	19
5.4 Intercambio de Energía.....	21
5.5 Factor de respuesta unidades térmicas de UTE:.....	22
5.6 Red de Trasmisión.....	22
6 MODELADO UTILIZADO.....	23
6.1 Versión SimSEE.....	23
6.2 Salas SimSEE.....	23
6.3 Horizontes de tiempo.....	23



6.4 Estado inicial del Sistema.....	23
6.5 Demanda.....	23
6.6 Modelado de las Unidades de Falla.....	24
6.7 Controles de Cota y erogados mínimos de los embalses.....	24
6.8 Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas.....	24
6.9 Parámetros generales.....	24
ÍNDICE DE FIGURAS.....	27
ÍNDICE DE TABLAS.....	28

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 2/10/2021 al 30/9/2022.....	12
Figura 10: Programa indicativo de mantenimientos para el período 1/10/2022 al 29/9/2023.	13
Figura 11: Programa indicativo para el período 30/9/2023 al 27/9/2024.....	14
Figura 12: Energía Hidráulica Afluente en el último año móvil.....	17
Figura 13: Modelos de previsión del Niño/Niña.....	18
Figura 14: Previsión Niño/Niña.....	19



Índice de tablas

Tabla 1: Mantenimientos adicionales a considerarse para el PAM.....	15
Tabla 2: Precio de combustibles derivados.....	20
Tabla 3: Costos Variables de las unidades térmicas.....	20
Tabla 4: Parámetros a ingresar en SimSEE del Ciclo Combinado generando con Gas Oil y con Gas Natural.....	21
Tabla 5: Disponibilidad de las unidades térmicas.....	22
Tabla 6: Controles de cota considerados en el estudio.....	24