



Propuesta Programa Anual de Mantenimiento (PAM) Abril – Setiembre 2021

**ADME Marzo 2021
Montevideo - Uruguay**

En la elaboración de este PAM trabajaron:

Por ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas:
Felipe Palacio, Pablo Soubes, María Cristina Alvarez

Por UTE – Unidad PEG de UTE – Melilla:
Hernán Rodrigo, Valentina Groposo, Milena Gurin, Gabriela Gaggero y Santiago Machado

Responsable: Ruben Chaer

Montevideo 12/03/2021

Nota 26/03/21: diferencias entre la propuesta PAM puesta en vista de los Agentes y esta propuesta v2:

- En la Tabla 15 se corrige el mantenimiento de la U6 de Salto Grande en el año 2021. dicho mantenimiento figuraba como finalizando el 17/07/2021 pero la fecha prevista para su finalización es el 31/07/2021. Observación recibida de Salto Grande.



1 Resumen ejecutivo.

Se mantienen la mayoría de las hipótesis consideradas para la elaboración de la Programación de la Estacional Noviembre 2020 – Abril 2021.

De los gráficos de análisis de falla se concluye que los mantenimientos mayores previstos no impactan significativamente al sistema en el período Abril – Setiembre 2021.

Los principales resultados obtenidos en este informe PAM para el periodo 03/04/2021 al 01/10/2021 son:

- **CMG:** El valor esperado del Costo Marginal del Sistema es de 63,1 USD/MWh.
- **Cota de Bonete:** El valor esperado de la cota de Bonete es de 75,5 m.
- **Despacho Térmico Acumulado:** El valor esperado de la generación térmica acumulada es de 477,5 GWh.
- **Despacho de Falla Acumulada:** El valor esperado del despacho de Energía de Falla acumulada es de 0,46 GWh.

En virtud de las consideraciones anteriores se recomienda aceptar las solicitudes de mantenimiento recibidas.



2 Hipótesis y metodología.

2.1 *Las principales novedades*

Se toman las hipótesis correspondientes a la Programación Estacional vigente (PES Noviembre 2020 – Abril 2021) incorporando estas modificaciones relativas a la situación actual:

- 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 27/02/2021.
- Se actualizan valores iniciales de los costos marginales Brasileños utilizados en las CEGHs.
- Se baja a 70% la disponibilidad de la TV del Ciclo combinado.
- Se utiliza la versión iie50_8M,210 de SimSEE. Se corre una Sala de paso diario cuyos resultados se analizan y otra de paso semanal para brindar valores de referencia al fin del horizonte de optimización de la Sala de paso diario.

A continuación se actualiza la información climática y se presentan las principales hipótesis utilizadas.

2.2 Clima

Se presenta en este apartado la situación actual y proyecciones climáticas para los meses venideros.

El sistema se encuentra en clase hidrológica 4 a la fecha de fijación de las hipótesis de este estudio (Semana 9 de 2021).

Agua disponible en suelos y agua no retenida (Fuente: INIA Enero 2021 ¹)

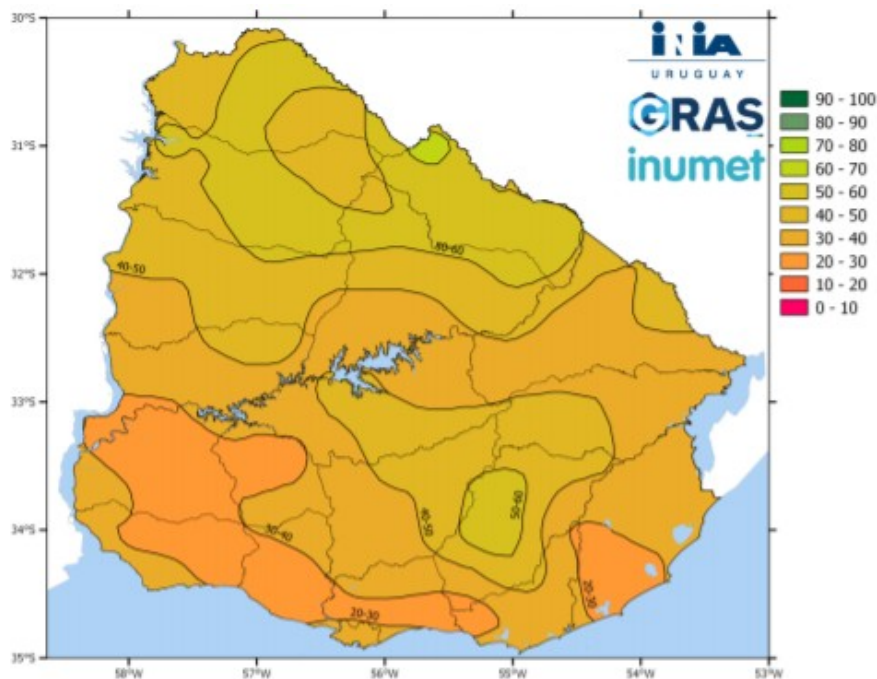


Figura 1: Porcentaje de agua disponible en suelos

¹<http://www.inia.uy/Publicaciones/Documentos%20compartidos/Informe0agroclimatico0INIA-GRAS0Enero0de02021.pdf>

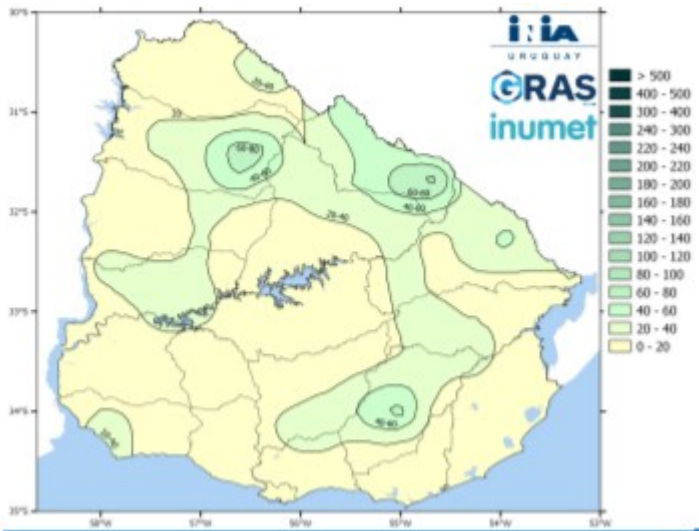


Figura 2: Agua no retenida en el suelo

Previsión climática para el trimestre Marzo – Mayo (MAM/2021²) según CPTEC

Para el trimestre en cuestión, el modelo indica para la región Sur que las precipitaciones serán por debajo de lo normal.

²http://clima1.cptec.inpe.br/~rclima1/pdf_notatecnica/Nota_Tecnica.pdf

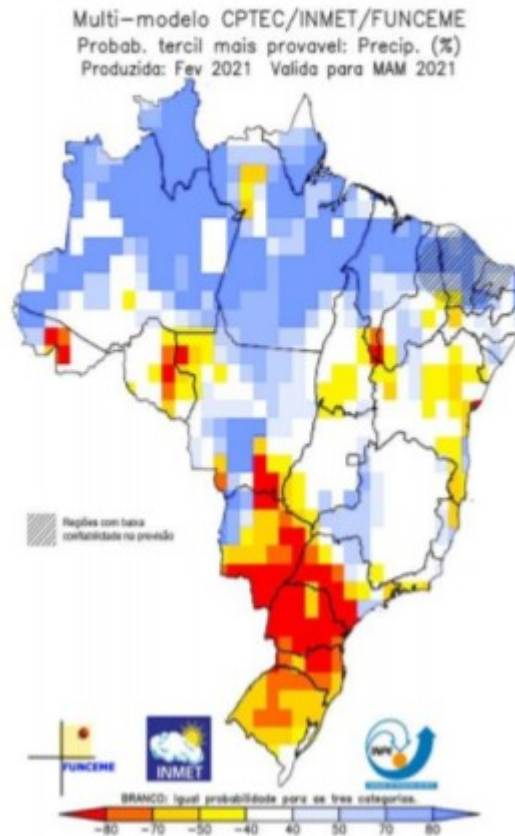


Figura 3: Previsión Climática estacional por tercil

Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, Febrero de 2021[1])

Los modelos muestran condiciones de prevalencia de Niña y luego neutralidad para los próximos meses, las que se mantienen en el próximo invierno.

[1] https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/#ENSO_Forecasts

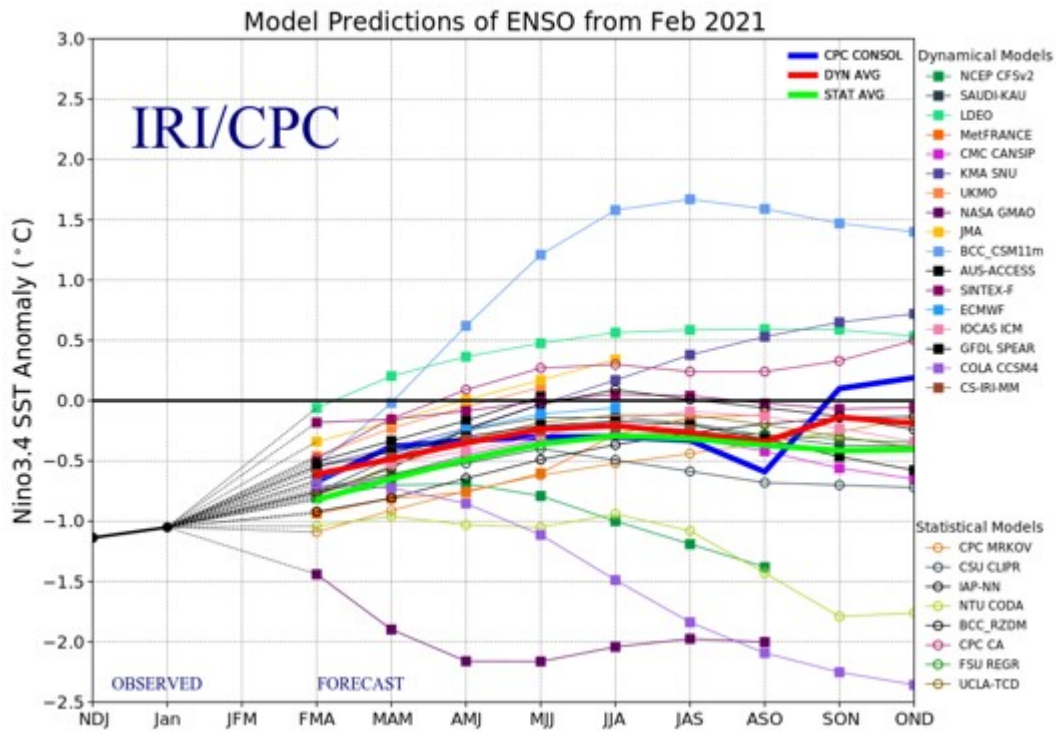


Figura 4: Modelos de previsión del Niño/Niña.

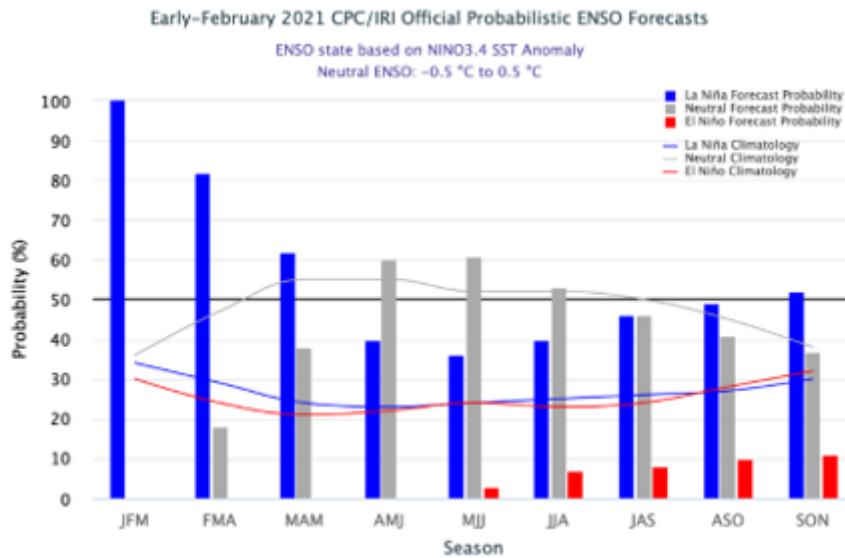


Figura 5: Previsión Niño/Niña

2.3 Demanda y postes horarios

Los datos presentados en la Tabla 1 corresponden a la proyección elaborada en Mayo de 2020 por el Sector Mercado de UTE.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

AÑO	Energía entregada a Trasmisión (GWh)	Tasa de CRECIMIENTO
2009	8.995	2.44%
2010	9.394	4.43%
2011	9.805	4.38%
2012	10.048	2.47%
2013	10.315	2.66%
2014	10.388	0.71%
2015	10.513	1.21%
2016	11.180	6.34%
2017	10.784	-3.54%
2018	11.182	3.69%
2019	11.033	-1.33%
2020	11.053	0.18%
2021	11.193	1.26%
2022	11.371	1.59%
2023	11.622	2.21%
2024	11.882	2.24%
2025	12.157	2.31%

Tabla 1: Demanda real y previsión del año 2009 al 2025

En la sala de paso semanal se consideran 5 postes horarios: los postes 1 y 2 corresponden al pico, el poste 3 al resto y los postes 4 y 5 al valle.

Poste	Horas/semana
1	5
2	30
3	91
4	28
5	14

Tabla 2: Numero de postes y duración de los mismos en la sala de paso semanal.

En la sala de paso diario se consideran cuatro postes de duración de 1, 4, 13 y 6 horas respectivamente. Los dos primeros postes corresponden al pico, el tercer poste corresponde al resto y el ultimo poste al Valle.



2.4 Modelado de las Unidades de Falla

En la sala de paso diario se consideran dos escalones de Falla para tener una mejor representación de la falla de potencia. El primer escalón agrupa a los tres primeros escalones de Falla reglamentarios (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) refleja la Falla 4.

En la sala de paso semanal se consideran los cuatro escalones de Falla según la reglamentación vigente (CTR+10% = 203 USD/MWh para el primer escalón, 600 USD/MWh el segundo, 2400 USD/MWh el tercero y 4000 USD/MWh el cuarto).

2.5 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 a partir de la resolución de directorio de ANCAP N°667/9/2019.

GN: se asume que, a partir de enero 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 3 los precios de los combustibles.

Combustibles	U\$ S/m ³	Densidad kg/l	U\$ S/T
Gasoil	527,6	0,845	624,4
Fueloil Motores	394,9	0,985	400,9
Gas Natural (may - set)	0,3013	0,0006	517,9
Gas Natural (oct - abr)	0,2163	0,0006	371,8

Tabla 3: Precio de combustibles derivados

Se presenta en la Tabla 4 los costos variables de las unidades generadoras térmicas.

Unidad	C.E. a pleno g/kWh	C.E. en mín tec g/kWh	Precio del Combustible U\$/ton	Variable Combustible U\$/MWh	Variable No Combustible U\$/MWh	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
C.Battle Motores	229,0	229,0	400,9	91,8	10,9	102,7	102,7
PTA 1-6	225,0	348,8	624,4	140,5	8,4	148,9	226,2
PTA 1-6 - GN (may-set)	160,0	248,0	517,9	82,9	5,5	88,4	133,9
PTA 1-6 - GN (oct - abr)	160,0	248,0	371,8	59,5	5,5	65,0	97,7
CTR	289,0	592,5	624,4	180,4	4,3	184,7	374,2
PTA 7 y 8	239,0	322,7	624,4	149,2	8,0	157,2	209,5
PTB - CA - GO	251,1	337,4	624,4	156,8	4,7	161,5	215,3
PTB - CC - GO	165,2	219,4	624,4	103,1	6,0	109,1	143,0
PTB - CA - GN (oct - abr)	169,3	243,0	371,8	62,9	3,6	66,5	93,9
PTB - CC - GN (oct - abr)	109,2	149,3	371,8	40,6	4,9	45,5	60,4

Tabla 4: Costos Variables de las unidades térmicas

Se detalla en la Tabla 5 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.

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)	210,6	90,3	cv min tec (USD/MWh)	-4,24	0,67
cv incr (USD/MWh)	128,9	48,1	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 5: Parámetros a ingresar en SimSEE del Ciclo Combinado generando con Gas Oil y con Gas Natural

2.6 Intercambio de Energía

Importación

Con Argentina

Se modelan dos importaciones separadas, una que representaría los costos de los ciclos combinados en Argentina durante las horas de resto y valle, y otra que representaría



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

las centrales térmicas de dicho país que podrían auxiliar a nuestro sistema en casos de emergencia.

La primera importación se modela fuera de las semanas 48 a 10 (verano) y semanas 18 a 40 (invierno), 200 MW a Costo Variable igual a (Costo variable de Motores – 10 %), con 20% de disponibilidad entre las 22:00 y 16:59 hs todos los días (aprox. sólo disponibles en postes 3 y 4). Estará disponible sólo hasta fines de 2021.

La segunda importación 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 sobrecosto de 300 USD/MWh. En la práctica equivale a energía disponible para asistencia ante emergencias a costos superiores a Falla 1.

Exportación

Con Argentina

Las compras de Argentina al sistema uruguayo se modelan mediante un actor Spot de Mercado a un precio de 12 USD/MWh, con una potencia de 800 MW y 70% de disponibilidad.

Con Brasil

El intercambio con Brasil 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 mencionadas ³⁴

³Atendiendo 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 19.855 USD/MWh (104.5 R\$/MWh) y los valores iniciales para los bornes cmo1 y cmo3 de la fuente CEGH correspondiente se fijan en 178.2 \$R/MWh/104.5 R\$/MWh = 1.705 y 173.18 \$R/MWh/104.5 R\$/MWh = 1.657 respectivamente

⁴En cuando 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: $CVI = \max(0; (CMO_Br - 3.05 \text{ USD/MWh}) / 1.27)$.



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.

2.7 Factor de respuesta unidades térmicas de UTE:

En la Tabla 6 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 1/1/2023	70%	75%	80%	70%

Tabla 6: Disponibilidad de las unidades térmicas

2.8 Generadores de fuente eólica, solar y biomasa

Se muestra a continuación los valores de potencia equivalente utilizados.

BIOMASA:

En la Tabla 7 se puede observar los parámetros considerados para generadores en base a biomasa.

Los valores de la Tabla 7 corresponden a una aproximación en base su generación a los efectos de simular la energía disponible de cada recurso en el período estacional y no son válidos como determinantes de la disponibilidad real de las respectivas centrales de generación. Para el caso de Bioener y Fenirol, como dichas centrales tienen acuerdos con UTE por los cuales, pueden reducir la generación cuando a ambas partes les resulta conveniente, se optó por modelar dichas centrales como un recurso despachable con costo variable de 30 USD/MWh y con un pago por disponibilidad de 60 USD/MWh. Para los generadores que figuran con factor de disponibilidad f.d.=1 la potencia disponible, se determinó con valores históricos de generación entregada a la red (excluyendo los períodos de mantenimiento declarados). Para los generadores Ponlar, Liderdat, Bioener y Fenirol la potencia disponible queda determinada por los valores calculados en estudios previos.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Generador	Potencia considerada(MW)	f.d. (p.u.) fortuita	TMR (horas)	cv (USD/MWh)
Uruply S.A.	1.2	1	0	0
UPM	25	0.5	72	0
Fenirol	9.5	0.95	72	30
Bioener	9.5	0.9	72	30
Montes del Plata	80	0.85	72	0
Galofer	12.5	0.82	0	0
Ponlar	4.4	0.76	72	0
Alur	3.1	1	0	0
Lanas Trinidad	0.3	1	0	0
Las Rosas	0.2	1	0	0
Liderdat	2.45	0.82	0	203.4

Tabla 7: Parámetros considerados para los generadores en base a Biomasa

En la Tabla 8 se muestra el cronograma de potencias y disponibilidades, así como mantenimientos, de la incorporación de UPM2 considerados.

		días	días mant.	días neto	MW	fd	
01/10/2022	31/12/2022	92		92	180	0.60	
01/01/2023	31/03/2023	90		90	190	0.60	
01/04/2023	30/09/2023	183		183	190	0.70	
01/10/2023	30/09/2024	366	10	356	220	0.60	10 días mantenimiento abril 2024
01/10/2024	30/09/2025	365		365	220	0.75	
01/10/2025	30/09/2026	365	10	355	220	0.80	10 días mantenimiento octubre 2025
Futuro					220	0.80	10 días mantenimiento cada 18 meses

Tabla 8: Cronograma de incorporación de UPM2

La penalización modelada por incumplir con el erogado promedio mínimo de 80 m³/s promedios diarios en la sala de paso diario (promedio por poste en la sala de paso semanal) es de 0,05 MUSD/Hm³.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

EÓLICA:

En la Tabla 9 se muestran los parques eólicos en servicio que se consideran en este estudio.

Central Generadora	Agente Generador	Potencia autorizada a inyectar en la red (MW)
ARIAS	UTE + Accionistas	70.0
CARACOLES 1 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	UTE	10.0
CARACOLES 2 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	UTE	10.0
CUCHILLA DEL PERALTA I	PALMATIR S.A.	50.0
ENGRAW	ENGRAW EXPORT & IMPORT CO. S.A.	3.6
JUAN PABLO TERRA	UTE	67.2
CORFRISA	CORPORACION FRIGORIFICA del URUGUAY S.A.	1.8
LUZ DE LOMA	LUZ DE LOMA S.A.	20.0
LUZ DE MAR	LUZ DE MAR S.A.	18.0
LUZ DE RÍO	LUZ DE RÍO S.A.	50.0
MARYSTAY	MARYSTAY S.A.	2.0
MELOWIND	ESTRELLADA S.A.	50.0
MINAS I	GENERACIÓN EÓLICA MINAS S.A. - GEMSA	42.0
NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2	NUEVO MANANTIAL S.A.	4.0
PALOMAS	NICEFIELD S.A.	70.0
PAMPA	UTE + Accionistas	141.6
PARQUE CERRO GRANDE	LADANER S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO 18 DE JULIO	IKEROL COMPANY S.A.	10.0
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	UTE + Eletrobras	65.1
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	FINGANO S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	VENGANO S.A.	40.0
PARQUE EÓLICO FLORIDA I	POLESINE S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	GLYMONT S.A.	49.5
PARQUE EÓLICO JULIETA	IWERYL S.A.	3.6
PARQUE EÓLICO Kiyú	COBRA INGENIERÍA URUGUAY S.A.	48.6
PARQUE EÓLICO LIBERTAD	TOGELY COMPANY S.A.	7.7
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	NUEVO MANANTIAL S.A.	7.8
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	KENTILUX S.A.	17.2
PARQUE EÓLICO MALDONADO	R DEL SUR S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	R DEL ESTE S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO MARÍA LUZ	TOGELY COMPANY S.A.	9.8
PARQUE EÓLICO NUEVO PASTORALE I	VIENTOS DE PASTORALE S.A.	49.2
PARQUE EÓLICO ROSARIO	TOGELY COMPANY S.A.	9.0
PARQUE EÓLICO SOLÍS DE MATAOJO	POSADAS & VECINO S.A.	10.0
PARQUE EÓLICO VENTUS I	República Administradora de Fondos de Inversión S.A.	9.0
PARQUE EÓLICO VILLA RODRÍGUEZ	TOGELY COMPANY S.A.	10.0
PERALTA I GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	50.0
PERALTA II GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	50.0
TALAS DEL MACIEL I	ASTIDEY S.A.	50.0
TALAS DEL MACIEL II	CADONAL S.A.	50.0
VALENTINES	UTE + Accionistas	70.0
		1477

Tabla 9: Parques Eólicos considerados en este estudio

FOTOVOLTAICA:

En la Tabla 10 se muestran los generadores solares fotovoltaicos en servicio y su potencia autorizada a inyectar a la red de UTE.

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Autorizada (MW)
ABRIL	GILPYN S.A.	1.00
ALTO CIELO	ALTO CIELO S.A.	20.00
ARAPEY SOLAR	GIACOTE S.A.	10.00
ASAHI	MIEM-UTE	0.50
CASALCO	CASALCO S.A.	1.75
CERROS DE VERA SOLAR	UTE	0.05
DEL LITORAL	JOLIPARK S.A.	16.00
DICANO	DICANO S.A.	11.25
EL NARANJAL	COLIDIM S.A.	50.00
FENIMA	FENIMA S.A.	9.50
HIKARI	MIEM-UTE	0.25
LA JACINTA	JACINTA SOLAR FARM S.R.L.	50.00
MENAFRA SOLAR	GIACOTE S.A.	20.00
NATELU	NATELU S.A.	9.50
PETILCORAN	PETILCORAN S. A.	9.50
RADITON	RADITON S.A.	8.00
TS	CERNEAL S.A.	1.00
VINGANO	VINGANO S.A.	1.00
YARNEL	YARNEL S.A.	9.50
TOTAL		228.80

Tabla 10: Generadores solares fotovoltaicos considerados

2.9 Red de Trasmisión

Se indisponen la CME y MB5 en las siguientes fechas:

- Del 03/05/21 al 07/05/21



- Del 10/05/21 al 14/05/21

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

2.10 Información adicional del modelado.

Se utiliza la versión iie 50_8M.210 de SimSEE.

Fecha de optimización:

- Sala de paso semanal: 27/02/2021 – 31/12/2025
- Sala de paso diario: 27/02/2021 a 01/04/2022 se engancha al Costo Futuro de la sala SimSEE de paso semanal el 01/04/2022.

Fecha de la simulación:

- Sala de paso diario: 27/02/2021 al 01/01/2022

Fecha de guarda de la simulación: 27/02/2021

Se utilizan tres embalses en la sala de paso diario: Bonete, Palmar y Salto Grande. Las cotas iniciales son respectivamente 74,24 m, 38,18 m y 33,01 m. En la sala de paso semanal solo se considera el embalse de Bonete.

Aportes al inicio, Bonete= 142 m³/s, Palmar= 53 m³/s, Salto/2= 1600 m³/s.

Valores trimestrales del IN3.4 (a partir del trimestre FMA): -0.61 -0.48 -0.35 -0.24
-0.21 -0.2 -0.34 -0.14

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 * 0.15, se muestran en la Tabla 11.

	Cota Mínima (m)	Penalidad (MUSD/(m-día))
Bonete	72,3	0,801
Palmar	37	0,279
SG	32	0,373

Tabla 11: Cotas mínimas de control de cotas y penalidades en las centrales hidroeléctricas consideradas en este PAM



Se incorporan erogados mínimos requeridos por paso de tiempo (paso diario) en las centrales hidroeléctricas de Salto Grande por navegabilidad y Palmar por erogado ecologico, de 600 y 120 m³/s respectivamente.

En Bonete se incorpora un erogado mínimo con falla de 80 m³/s y con un valor de penalización de 0.05 MUSD/Hm³ a partir del 1/10/2022, fecha en que entra en servicio UPM2.

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.

Se realiza la simulación con 1000 crónicas sintéticas.






En la sala de paso diario el número de crónicas a optimizar se reduce a 5, con respecto a la corrida de paso semanal donde se consideran 20 crónicas de optimización.

3 PAM Abril – Setiembre 2021

3.1 Cronograma

En las Tablas 12, 13 y 14 se pueden observar los diagramas de Gantt con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades térmicas de UTE a partir de la fecha de comienzo de la optimización y hasta 2023.

Referencias:

	Unidad con mantenimiento programado para esta fecha
	Ventana de mito, los trabajos previstos pueden moverse dentro de estas fechas
	Fecha anterior propuesta no considerada para las corridas
	Semana de Carnaval
	Semana de Turismo



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Versión 1
22-02-2021

PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS E HIDRÁULICOS DEL S.J.N. AÑO 2021																																																				
	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													
	03-abr	10-abr	17-abr	24-abr	01-may	08-may	15-may	22-may	29-may	05-jun	12-jun	19-jun	26-jun	03-jul	10-jul	17-jul	24-jul	31-jul	07-ago	14-ago	21-ago	28-ago	04-set	11-set	18-set	25-set	02-oct	09-oct	16-oct	23-oct	30-oct	06-nov	13-nov	20-nov	27-nov	04-dic	11-dic	18-dic	25-dic													
CBM	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1									1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1															
CTR1																																																				
CTR2																																																				
PTA1																																																				
PTA2																																																				
PTA3																																																				
PTA4																																																				
PTA5																																																				
PTA6																																																				
PTA 7y8-U7																																																				
PTA 7y8-U8																																																				
PTB TG1																																																				
PTB TG2																																																				
PTB ST																																																				

Tabla 12: Gantt Generadores térmicos año 2021



Versión 1
22-02-2021

		PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS E HIDRÁULICOS DEL S.I.N. AÑO 2023																																																														
		1 31-dic	2 07-ene	3 14-ene	4 21-ene	5 28-ene	6 04-feb	7 11-feb	8 18-feb	9 25-feb	10 04-mar	11 11-mar	12 18-mar	13 25-mar	14 01-abr	15 08-abr	16 15-abr	17 22-abr	18 29-abr	19 06-may	20 13-may	21 20-may	22 27-may	23 03-jun	24 10-jun	25 17-jun	26 24-jun	27 01-jul	28 08-jul	29 15-jul	30 22-jul	31 29-jul	32 05-ago	33 12-ago	34 19-ago	35 26-ago	36 02-set	37 09-set	38 16-set	39 23-set	40 30-set	41 07-oct	42 14-oct	43 21-oct	44 28-oct	45 04-nov	46 11-nov	47 18-nov	48 25-nov	49 02-dic	50 09-dic	51 16-dic	52 23-dic											
CBM																	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1											
CTR1																	x	x	x	x	x	x	x																																									
CTR2																																																																
PTA1																																																																
PTA2																																																																
PTA3																																																																
PTA4																																																																
PTA5																																																																
PTA6																																																																
PTA 7y8-U7																																																																
PTA 7y8-U8																																																																
PTB TG1																																																																
PTB TG2																																																																
PTB ST																																																																

Tabla 14: Gantt Generadores térmicos año 2023



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

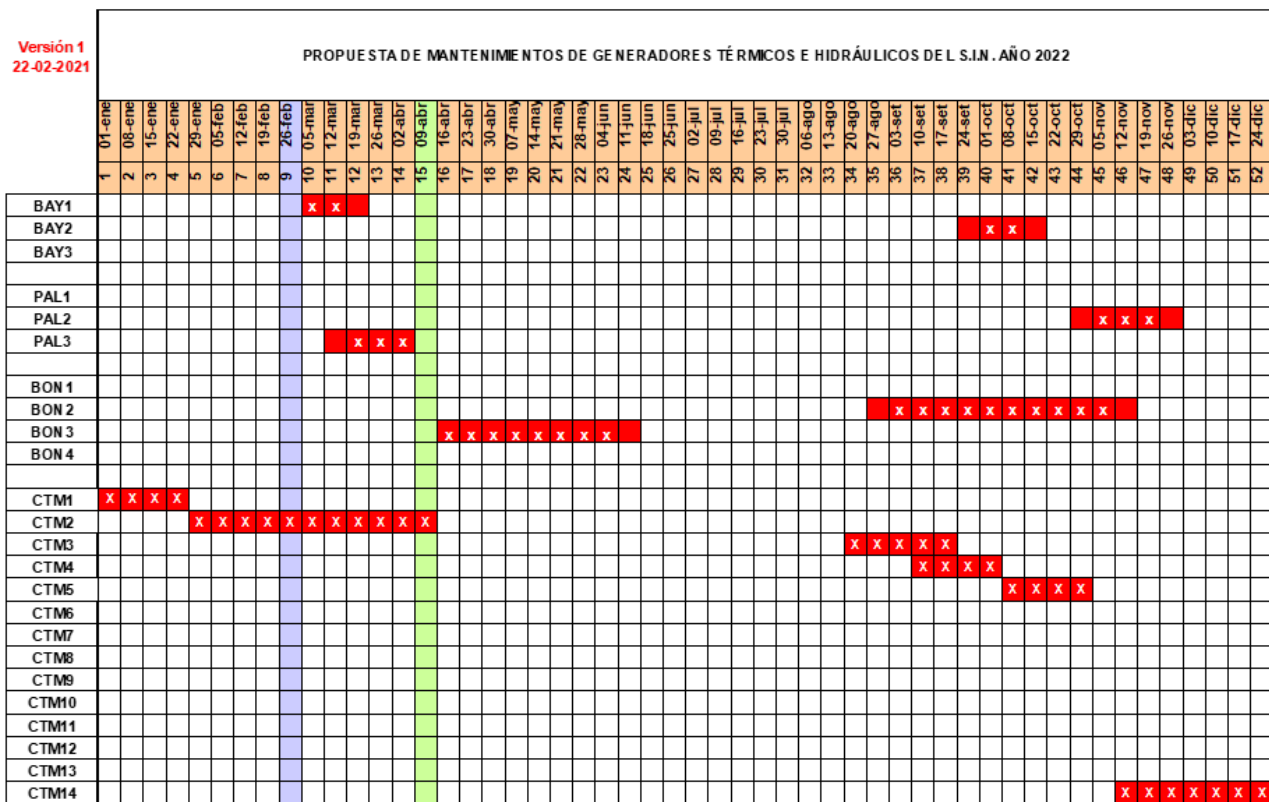


Tabla 16: Gantt unidades hidráulicas año 2022

3.2 Resultados – sala SimSEE de paso diario

3.2.1 Respaldo no hidráulico del sistema

Se muestra en la Figura 6 un gráfico con la potencia media mensual resultante de aplicar el PAM y bajo las hipótesis de importación⁵ y expansión utilizadas (unidades no hidráulicas).

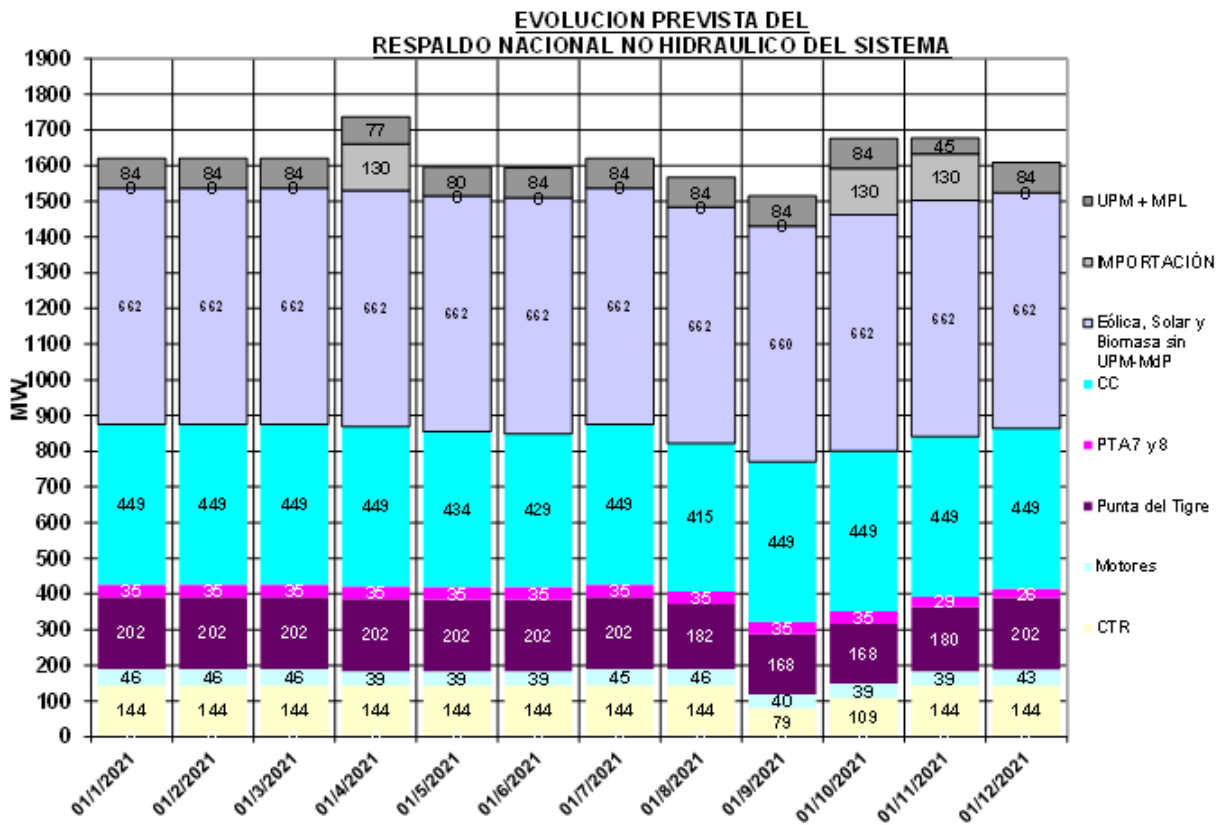


Figura 6: Evolución prevista del Respaldo Nacional no hidráulico del Sistema

⁵ No se incluye la energía disponible desde Brasil a costos mayores a Falla: 300MW cuando el PLD esté por debajo de 145 USD/MWh.

3.2.2 Análisis de Falla

En la Figura 1 se muestra las curvas de excedencia de la Potencia media de falla diaria hasta fines del año 2021.

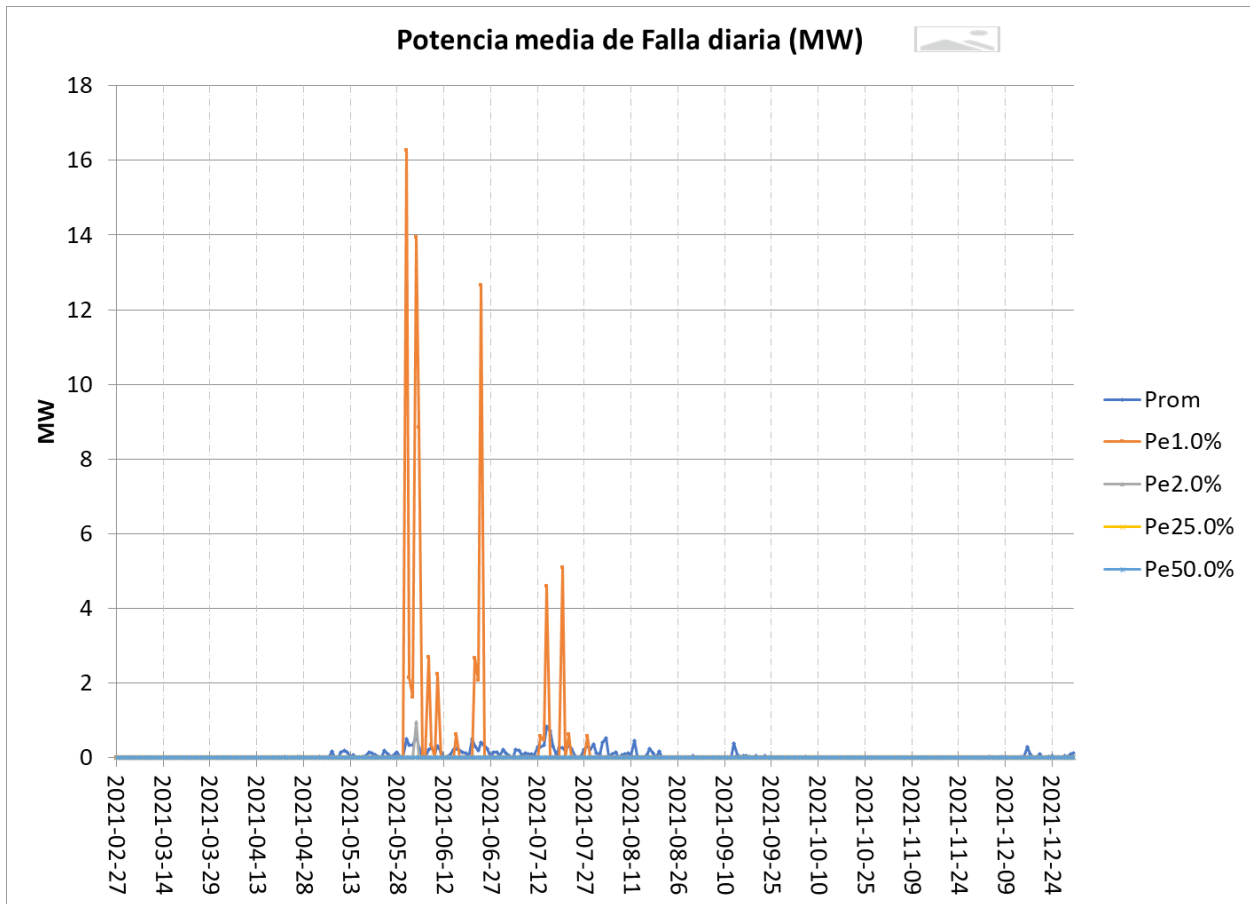


Figura 1: Potencia media de Falla diaria

Se observa que la excedencia del 1 % alcanza una Falla media diaria de 16,3 MW.

En la Figura 2 se muestra la Energía de Falla acumulada de los dos escalones de Falla considerados en la sala de paso diario.

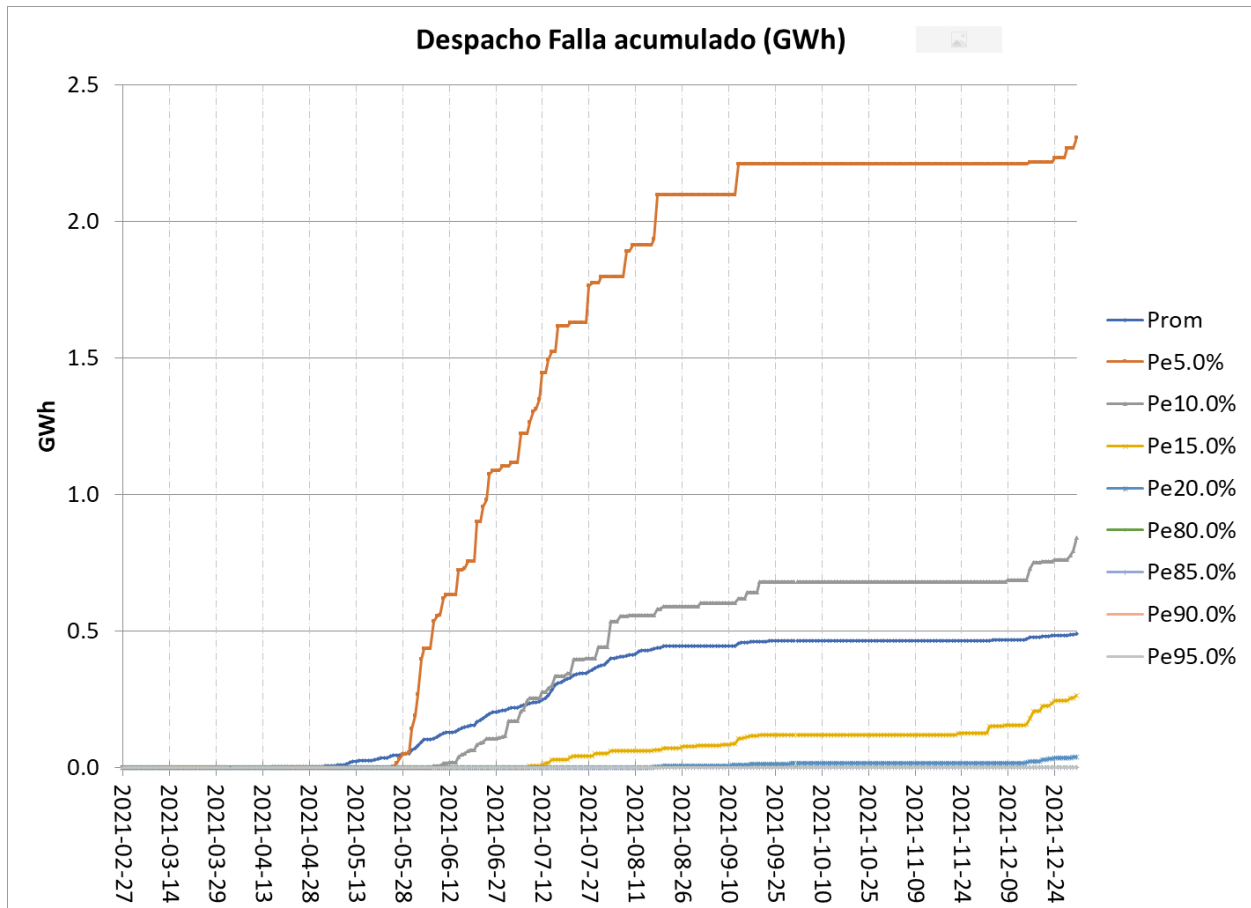


Figura 2: Energía de Falla Acumulada hasta fines del año 2021.

Se observa que la energía de Falla acumulada con excedencia 5 % es de 2,2 GWh en el periodo en estudio.

Se concluye que no existe riesgo de Falla por falta de energía en el período considerado.

3.2.3 Evolución de la cota del lago de Bonete

En la Figura 3 se muestra la evolución de la cota de Bonete hasta finales del año 2021.

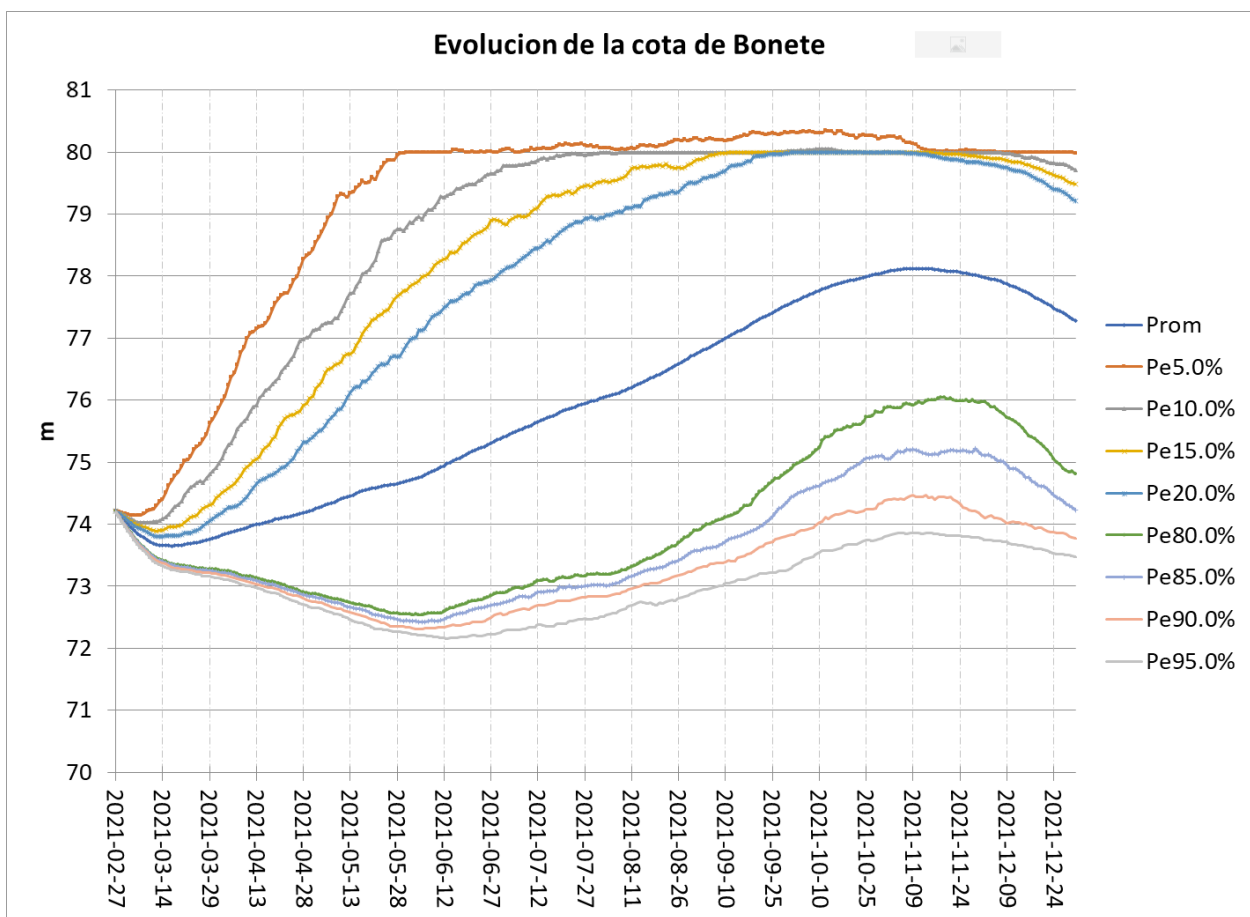


Figura 3: Evolución de la cota de Bonete

3.2.4 Evolución de la cota del lago de Palmar

En la Figura 4 se muestra la evolución de la cota de Palmar hasta finales del año 2021.

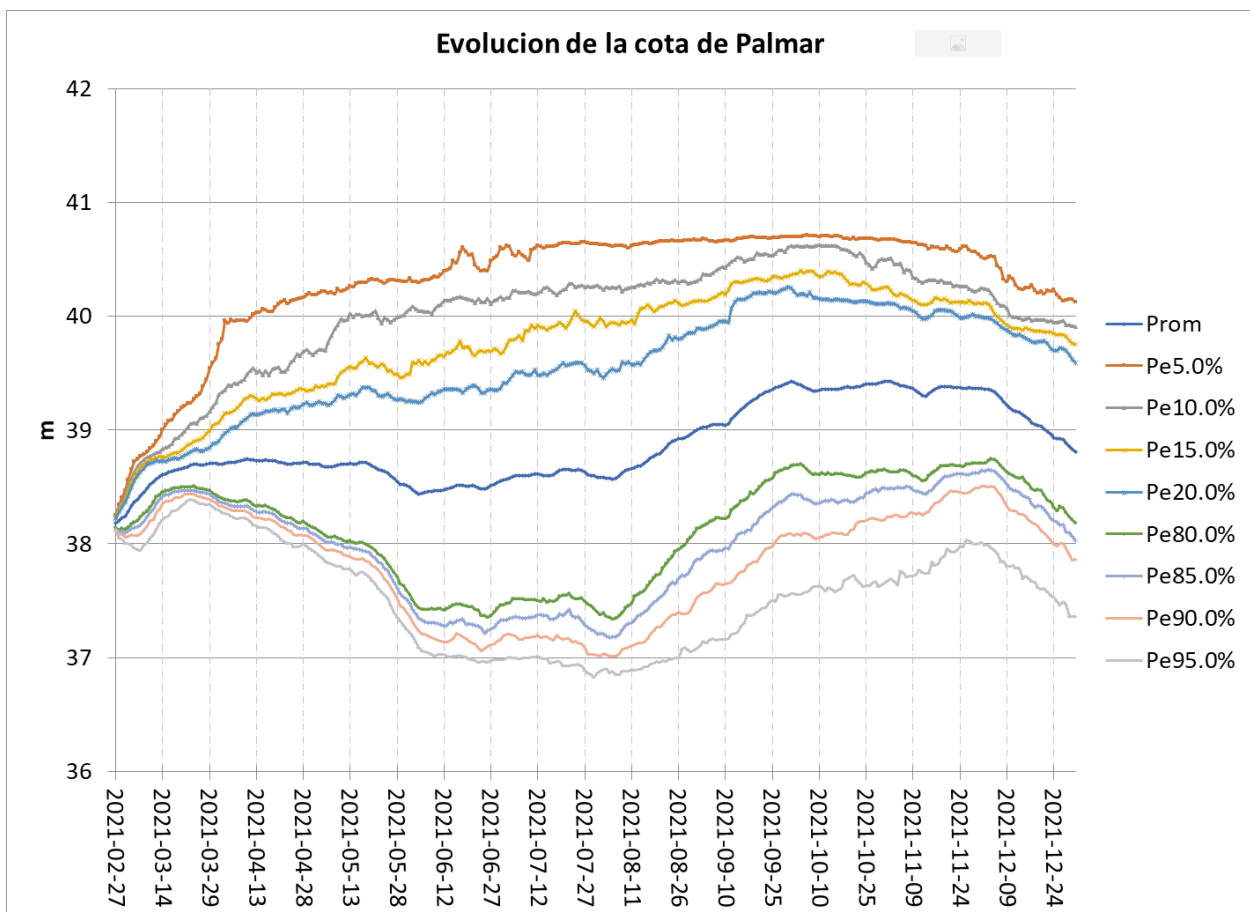


Figura 4: Evolución de la cota de Palmar

3.2.5 Evolución de la cota del lago de Salto Grande

En la Figura 5 se muestra la evolución de la cota de Salto Grande hasta finales del año 2021.

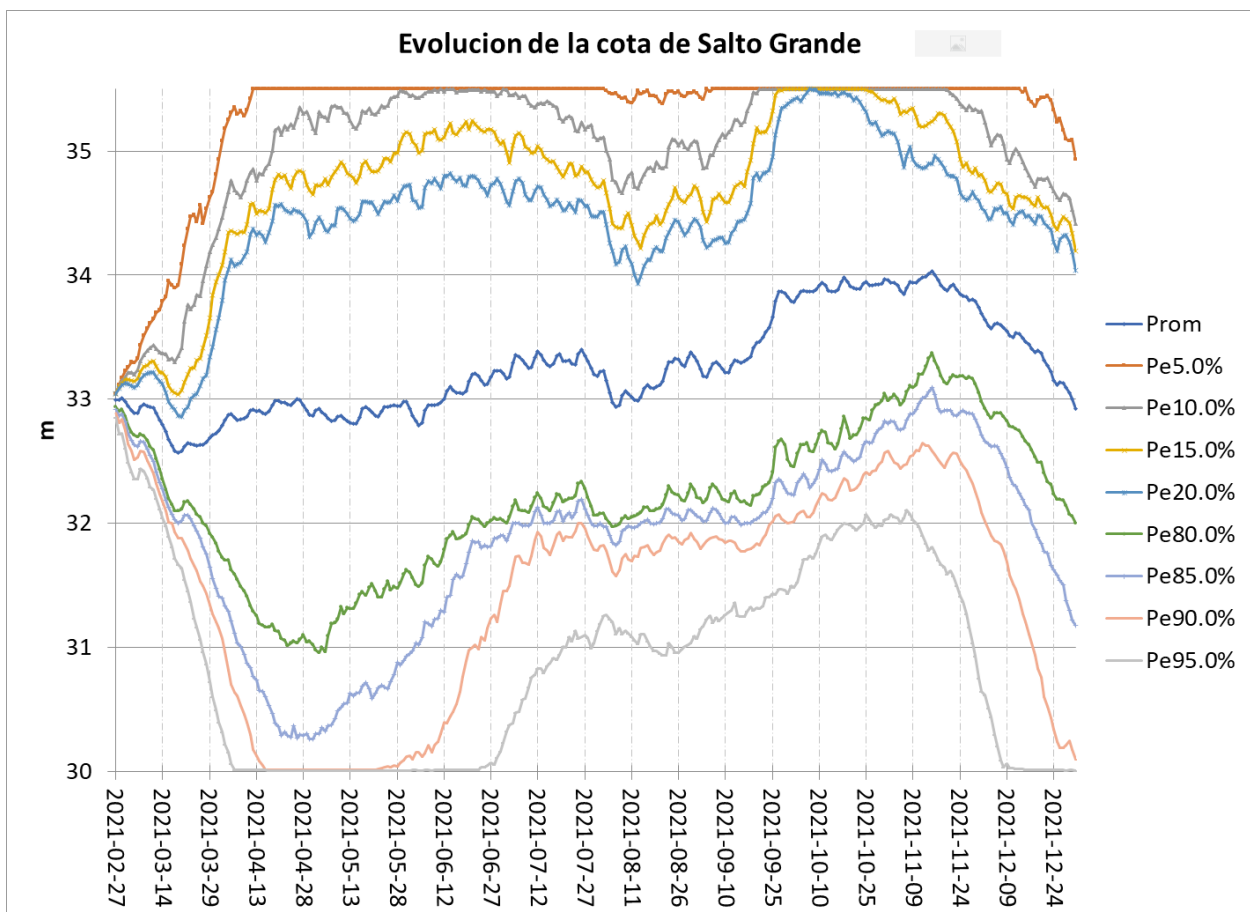


Figura 5: Evolución de la cota de Salto Grande

3.2.6 Despacho Promedio

En la Figura 6 se presenta el Despacho Promedio Diario hasta fines del 2021.

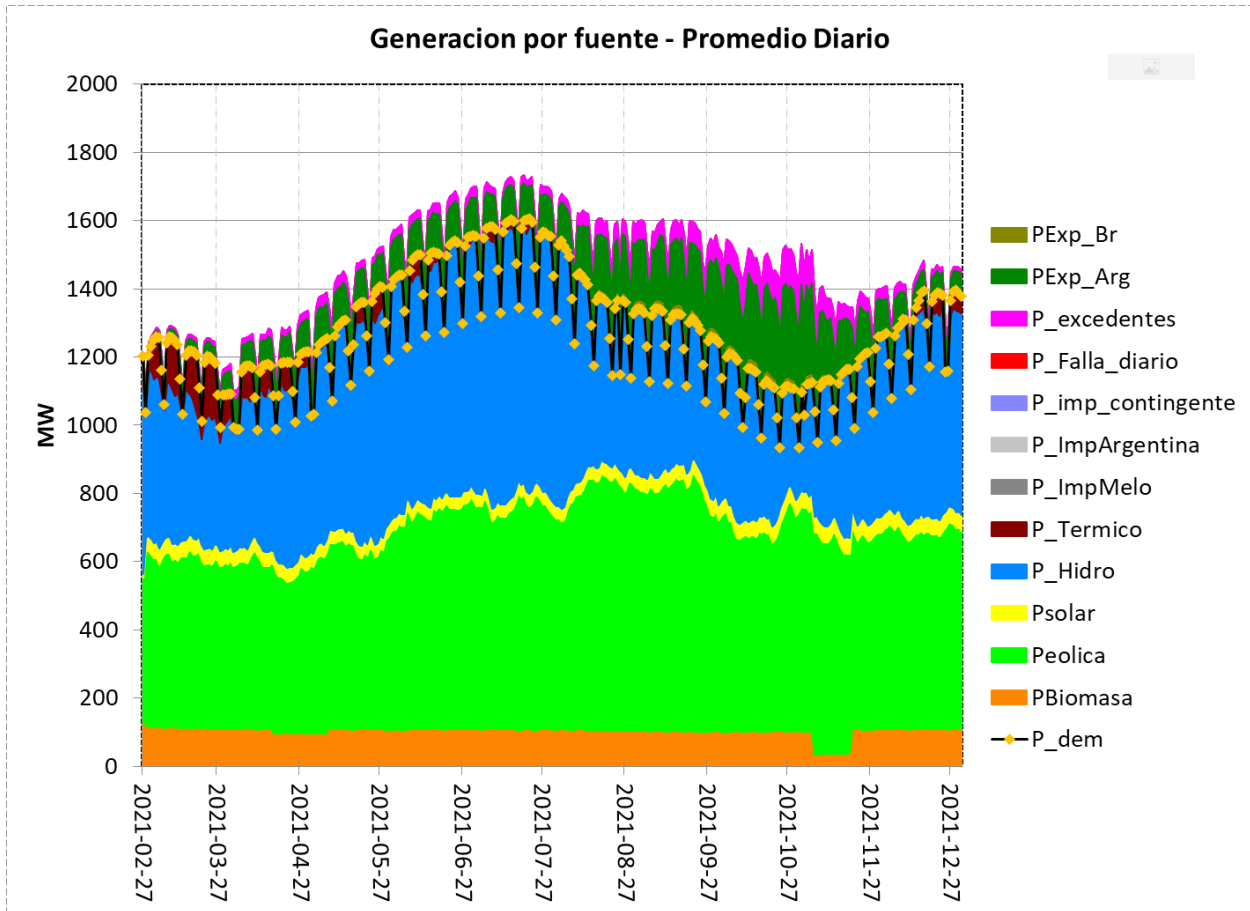


Figura 6: Despacho promedio diario

3.2.7 Costo Marginal del Sistema

En la Figura 7 se presenta el Costo Marginal del Sistema para diferentes probabilidades de excedencia hasta fines del año 2021.

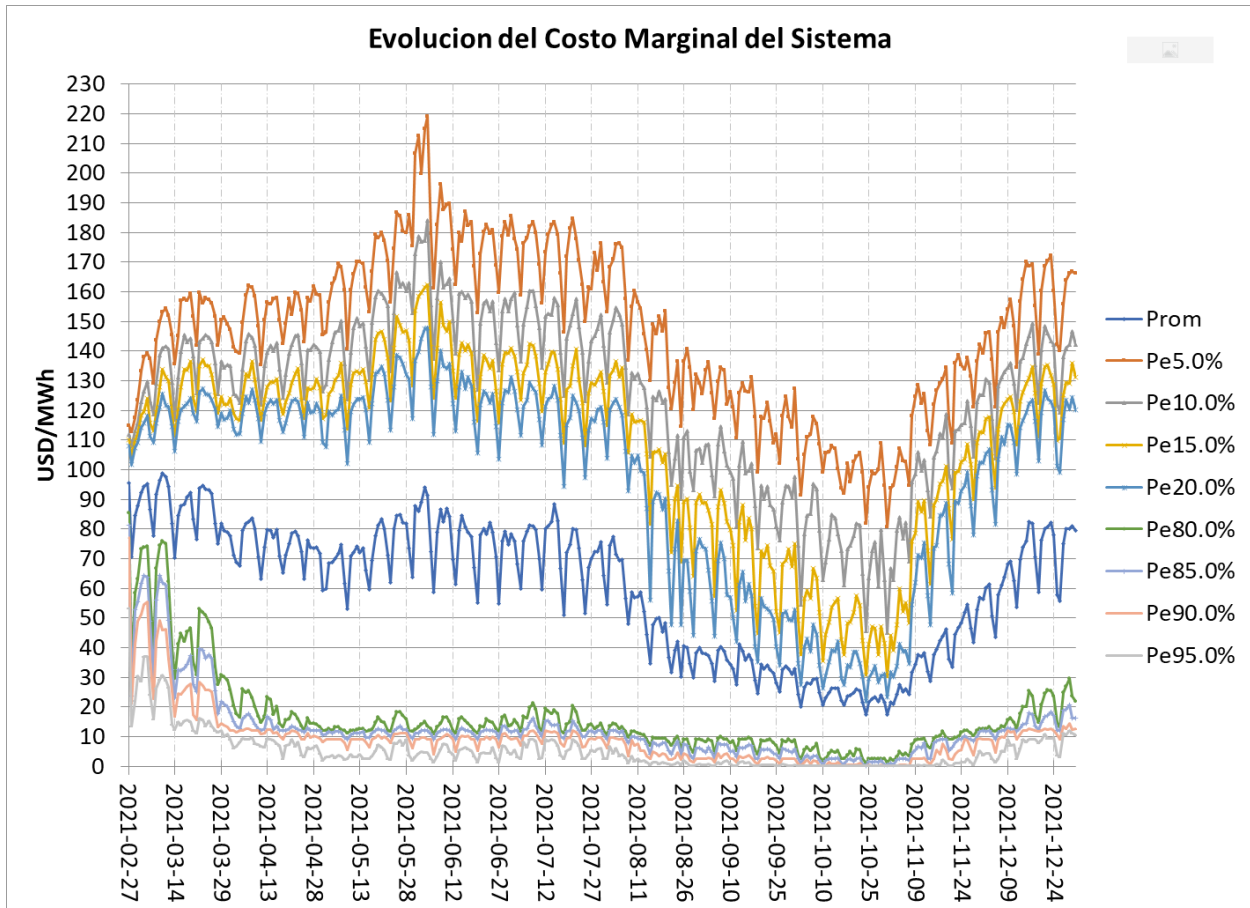


Figura 7: Evolución del Costo Marginal del Sistema



INDICE

1 RESUMEN EJECUTIVO.....	2
2 HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA.....	3
2.1 Las principales novedades.....	3
2.2 Clima.....	4
2.3 Demanda y postes horarios.....	8
2.4 Modelado de las Unidades de Falla.....	10
2.5 Precios de los combustibles.....	10
2.6 Intercambio de Energía.....	11
2.7 Factor de respuesta unidades térmicas de UTE:.....	13
2.8 Generadores de fuente eólica, solar y biomasa.....	13
2.9 Red de Trasmisión.....	16
2.10 Información adicional del modelado.....	17
3 PAM ABRIL – SETIEMBRE 2021.....	18
3.1 Cronograma.....	18
3.2 Resultados – sala SimSEE de paso diario.....	25
3.2.1 Respaldo no hidráulico del sistema.....	25
3.2.2 Análisis de Falla.....	26
3.2.3 Evolución de la cota del lago de Bonete.....	28
3.2.4 Evolución de la cota del lago de Palmar.....	29
3.2.5 Evolución de la cota del lago de Salto Grande.....	30
3.2.6 Despacho Promedio.....	31
3.2.7 Costo Marginal del Sistema.....	32
ÍNDICE DE FIGURAS.....	34



ÍNDICE DE TABLAS.....34

Índice de figuras

Figura 1: Potencia media de Falla diaria.....26
Figura 2: Energía de Falla Acumulada hasta fines del año 2021.....27
Figura 3: Evolución de la cota de Bonete.....28
Figura 4: Evolución de la cota de Palmar.....29
Figura 5: Evolución de la cota de Salto Grande.....30
Figura 6: Despacho promedio diario.....31
Figura 7: Evolución del Costo Marginal del Sistema.....32

Índice de tablas

Tabla 1: Demanda real y previsión del año 2009 al 2025.....9
Tabla 2: Numero de postes y duración de los mismos en la sala de paso semanal.....9
Tabla 3: Precio de combustibles derivados.....10
Tabla 4: Costos Variables de las unidades térmicas.....11
Tabla 5: Parámetros a ingresar en SimSEE del Ciclo Combinado generando con Gas Oil y con Gas Natural.....11
Tabla 6: Disponibilidad de las unidades térmicas.....13
Tabla 7: Parámetros considerados para los generadores en base a Biomasa.....14
Tabla 8: Cronograma de incorporación de UPM2.....14
Tabla 9: Parques Eólicos considerados en este estudio.....15
Tabla 10: Generadores solares fotovoltaicos considerados.....16
Tabla 11: Cotas mínimas de control de cotas y penalidades en las centrales hidroeléctricas consideradas en este PAM.....17
Tabla 12: Gantt Generadores térmicos año 2021.....19



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 13: Gantt Generadores térmicos año 2022.....	20
Tabla 14: Gantt Generadores térmicos año 2023.....	21
Tabla 15: Gantt unidades hidráulicas año 2021.....	22
Tabla 16: Gantt unidades hidráulicas año 2022.....	23
Tabla 17: Gantt unidades hidráulicas año 2023.....	24