



Propuesta Reprogramación Estacional Junio - Octubre 2021

***ADME Junio 2021
Montevideo - Uruguay.***

En la elaboración de esta Programación Estacional trabajaron:

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

Por UTE, en el marco del Contrato de arrendamiento de Servicios:
Gabriela Gaggero, Valentina Groposo, Milena Gurin, Santiago Machado y Hernán Rodrigo de
la unidad PEG de UTE-Melilla.



1 Resumen ejecutivo.

En el presente informe se analizan las hipótesis y principales resultados de la Reprogramación Estacional (RePES) Junio – Octubre 2021.

Las causas que originan esta Reprogramación Estacional son:

- Suba en los costos variables de las unidades térmicas por un aumento del precio de Gas Oil.
- Nueva proyección de demanda de Junio del 2021. La proyección anterior era de un 0,89 % y la actual de un 1,07 % para el año 2021.

Se actualizan las cotas, aportes y condiciones iniciales del Sistema Interconectado Nacional (SIN) al 12/06/2021. El resto de las hipótesis de la Programación Estacional Mayo – Octubre 2021 continúan siendo validas ¹.

Las principales hipótesis que originan esta Reprogramación se detallan a continuación:

- Se actualizan precios de los combustibles según los vigentes a partir de la semana 24 de 2021 (La fecha inicio de la semana energética es el 12/06/2021).
- 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.

Los principales resultados para el resto del semestre (12/06/21 - 29/10/21) analizado son:

- **Política de Operación de los embalses.** El principal objetivo de la Programación Estacional es la obtención de la Política de Operación de los embalses que es utilizada luego para la programación de la operación de Mediano y Corto Plazo. Esta Política de Operación se determina el valor del agua para los embalses de Bonete, Palmar y Salto según las cotas de los mismos y la situación hidrológica de las cuencas y del índice iN34.
- **CAD:** El costo total de Abastecimiento de la Demanda en valor esperado es de 253 MUSD.
- **CMG:** El valor esperado del Costo Marginal del Sistema es de 34,9 USD/MWh.
- **Cota de Bonete:** El valor esperado de la cota de Bonete es de 76,6 m.
- **Cota de Palmar:** el valor esperado de la cota de Palmar es de 39,2 m.
- **Cota vista de Uruguay en Salto Grande:** el valor esperado de la cota de SGUY es de 33,5 m.
- **Despacho Térmico Acumulado:** El valor esperado de la generación térmica acumulada es de 82,0 GWh.

¹ Ver https://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1320/PES_Mayo21.pdf



- **Despacho de Falla Acumulada:** El valor esperado del despacho de Energía de Falla acumulada es de 0,03 GWh.

En resumen, desde un punto de vista energético los estudios indican que no existen riesgos importantes para el sistema que ameriten acciones correctivas.

2 Hipótesis

Se detallan a continuación las principales hipótesis consideradas para la realización de la Reprogramación Estacional Junio – Octubre 2021. La fecha de fijación de hipótesis es el 12/06/2021.

2.1. Demanda y Falla

Previsión de demanda

AÑO	Energía entregada a Trasmisión (GWh)	Tasa de CRECIMIENTO
2020	10.969	-0.59%
2021	11.086	1.07%
2022	11.331	2.21%
2023	11.600	2.37%
2024	11.859	2.23%
2025	12.107	2.09%
2026	12.388	2.32%

Tabla 1: Demanda real del año 2020 y proyección de demanda hasta el año 2026

La Tabla 1 presenta el histórico de la demanda a nivel de generación (energía entregada a Trasmisión) hasta el 2020 inclusive. De 2021 en adelante se presenta la proyección suministrada por el distribuidor UTE realizadas en Junio. Para los años 2022 y posteriores se toma la media proyectada.

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 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. Se realizó un ajuste en la demanda 2021 para que la demanda ocurrida hasta el 04-06-2021 fuese la real (4533.5 GWh).

Representación de la falla

Se muestra en la Tabla 2 la representación de la Falla reglamentaria utilizada para la sala de paso semanal y diario.

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 2	10113.6	232
Entre 2 y 7	26155.8	600
Entre 7 y 14.5	104623.2	2400
Entre 14.5 y 100	174372.0	4000

Tabla 2: Escalones y costo de Falla según reglamentación vigente; salas de paso semanal y diario.

Tipo de cambio: 43,593 \$/USD

BCU dólar billete al 10/06/2021

NOTA: coincide con el tipo de cambio usado para calcular el precio de los combustibles líquidos informado por ANCAP para el mes de junio, ya que en la nueva modalidad ANCAP informa los precios en pesos uruguayos.

2.2. Situación hidrológica y clima

En esta sección se muestra la situación actual y proyecciones climáticas para los meses venideros.

En las Figuras 1 a 6 se observan los gráficos con las excedencias de la energía afluyente al Río Negro, al Río Uruguay y total hidráulico.

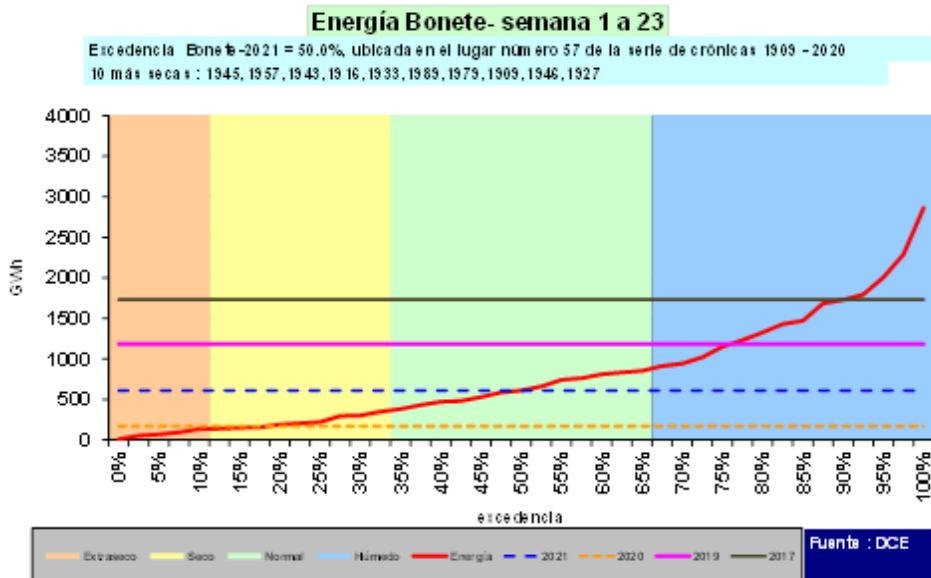


Fig. 1: Excedencia de energía afluyente Bonete, semanas 1 a 23.

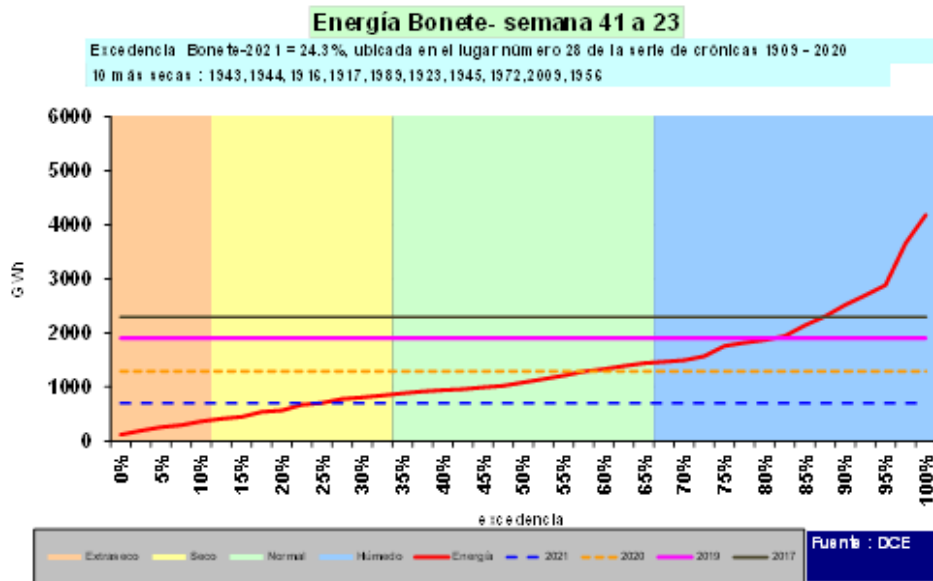


Fig. 2: Excedencia de energía afluente Bonete, semanas 41 a 23

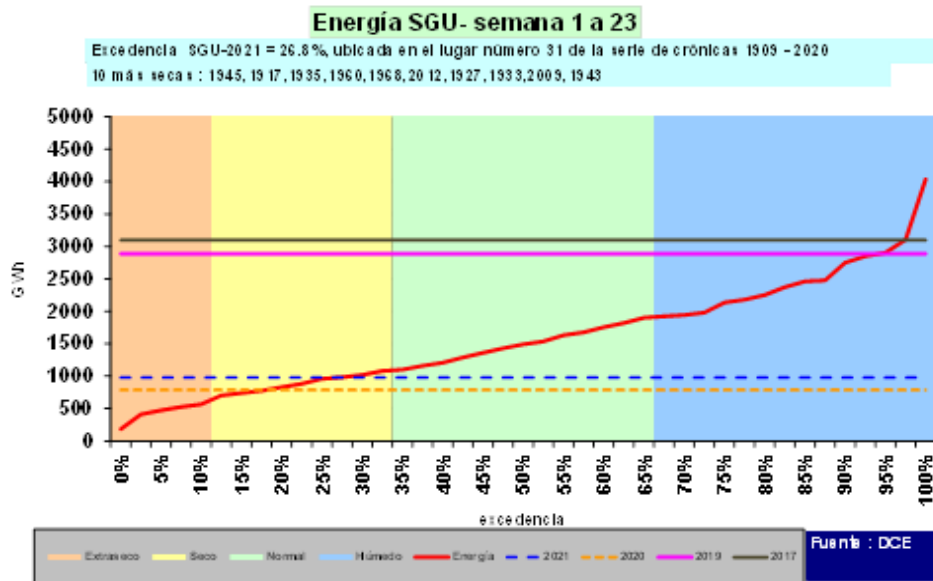


Fig. 3: Excedencia de energía afluente SGU, semanas 1 a 23

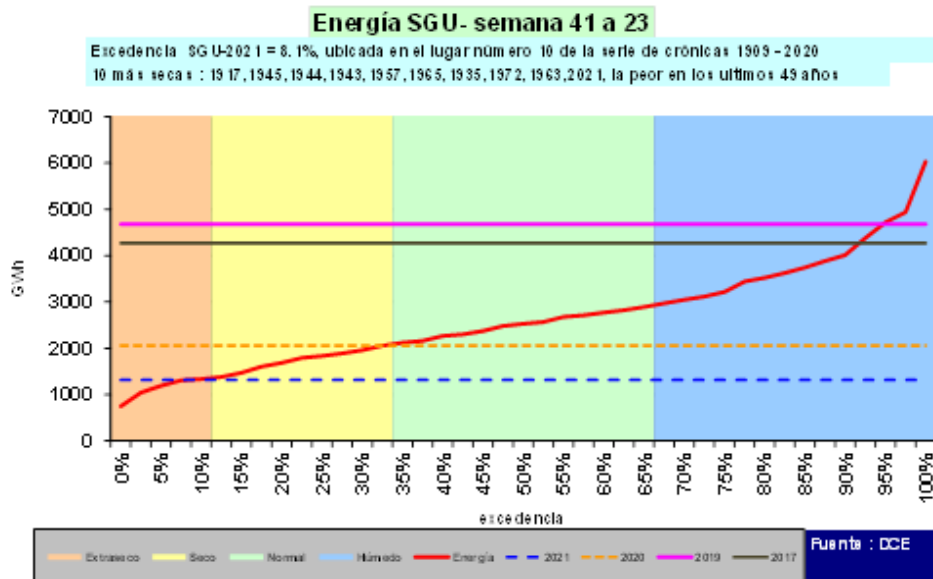


Fig. 4: Excedencia de energía afluente SGU, semanas 41 a 23

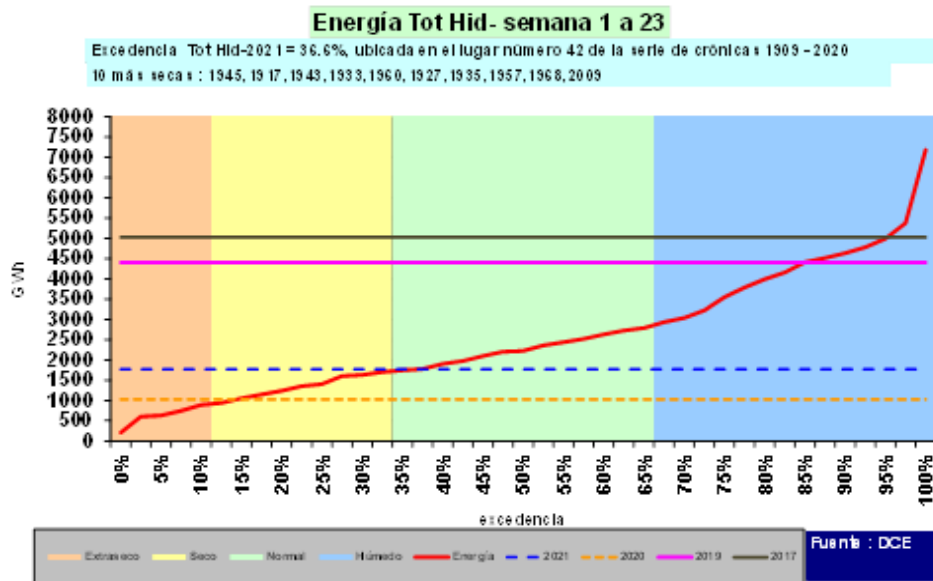


Fig. 5: Excedencia de energía afluente total hidráulico, semanas 1 a 23

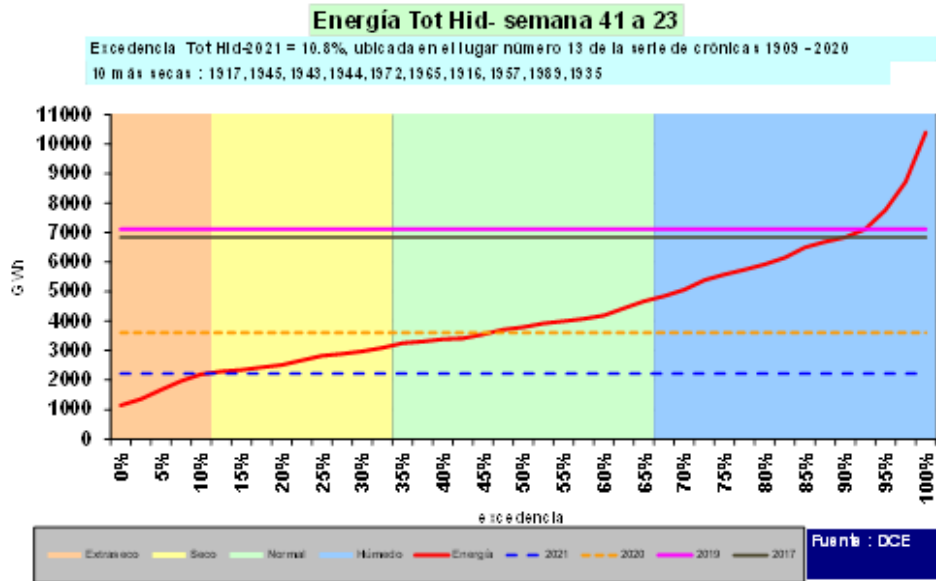
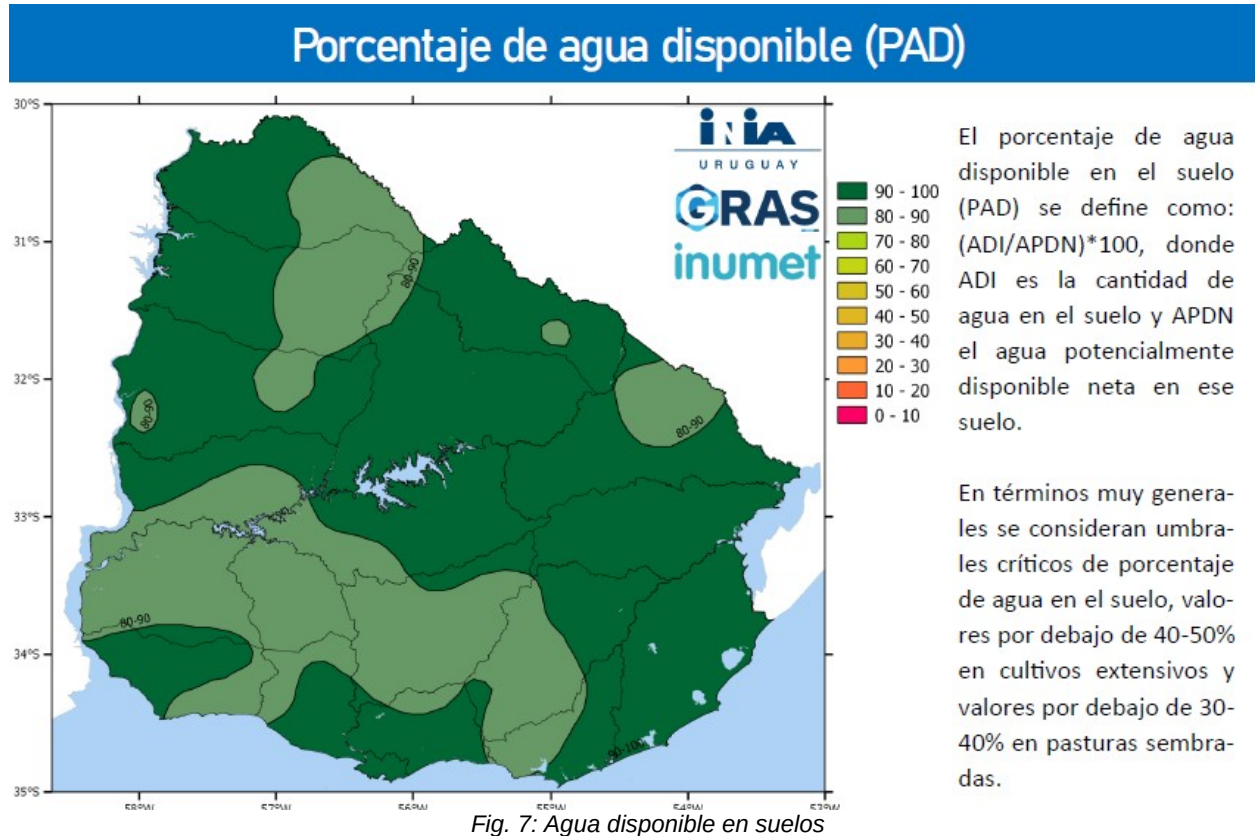


Fig. 6: Excedencia de energía afluente total hidráulico, semanas 41 a 23

Agua disponible en suelos y agua no retenida (Fuente INIA, mayo de 2021²)

En la Fig. 7 y en la Fig. 8 se muestra el agua disponible en suelos y el agua no retenida.



² <http://www.inia.uy/Publicaciones/Documentos%20compartidos/Informe0agroclimatico0INIA-GRAS0Mayo0de02021.pdf>



Fig. 8: Agua no retenida

Previsión climática para JJA/2021 (Fuente CPTEC, mayo de 2021³)

Como se muestra en la Fig. 9 la prevision indica que para la región Sur las probabilidades de ocurrencias de precipitaciones inferiores o mayores a lo normal son equiprobables para el siguiente trimestre.

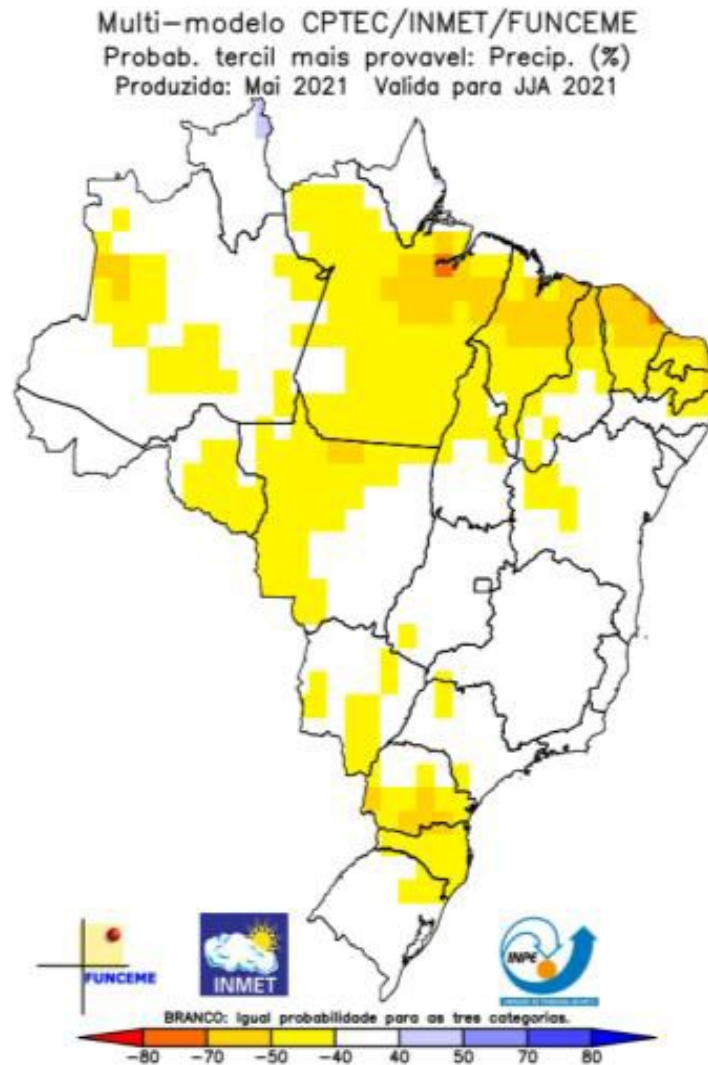


Fig. 9: Previsión Climática estacional por tercil.

³ https://clima1.cptec.inpe.br/~rclima1/pdf_notatecnica/Nota_Tecnica.pdf

Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, junio de 2021⁴)

En las Figuras 10 y 11 se muestran las previsiones para el fenómeno del El Niño según varios modelos. Los modelos estiman condiciones de neutralidad para los próximos meses, las cuales se mantienen durante el próximo invierno.

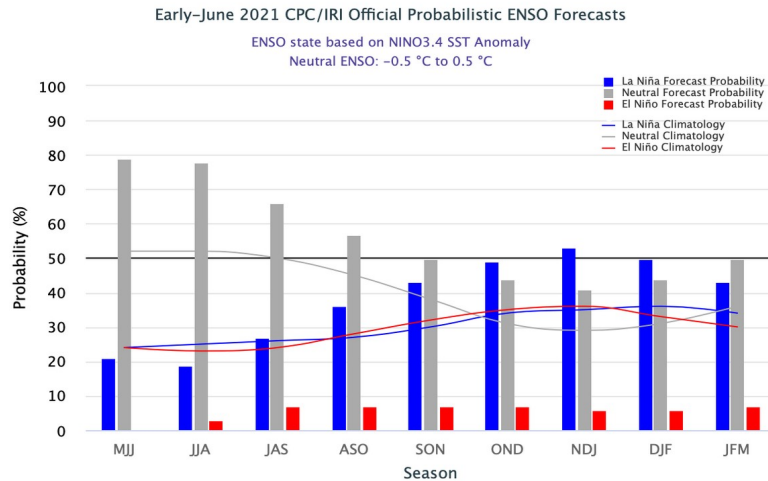


Fig. 10: Pronóstico probabilístico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur.

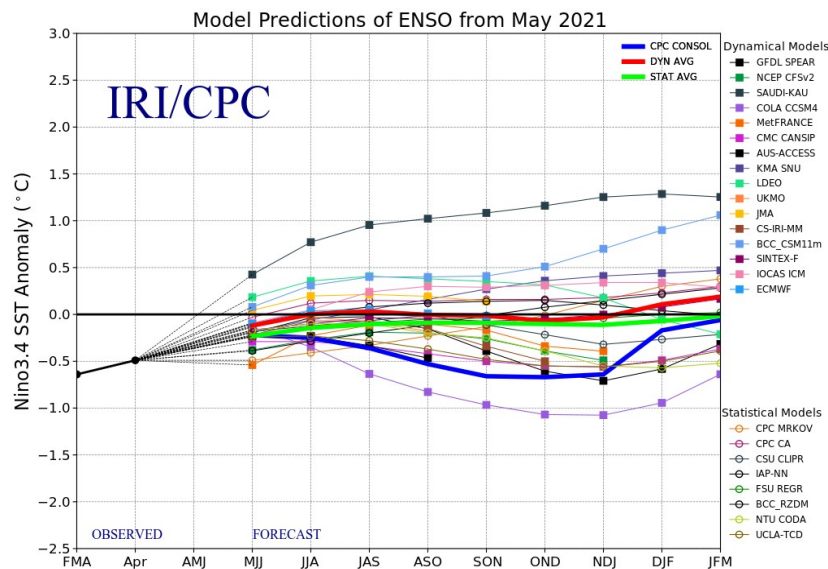


Fig. 11: Pronóstico anomalía iN34 según distintos modelos.

⁴ https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/current/?enso_tab=enso-sst_table

2.3. Combustibles

Se resuelve considerar los precios de combustibles vigentes a la semana 24 para el cálculo de los costos variables de las centrales térmicas, evolucionando con tendencia del WTI proyectada por EIA en el mes de abril 2021 hasta fines de 2022, y para el largo plazo (hasta el año 2050) también proyecciones de EIA de octubre de 2020.

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 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.

La Tabla 3 resume los precios de los combustibles a Junio 2021.

REF WTI (U \$\$/Baril):		68.7		
Combustibles	U\$\$/m3	Densidad kg/l	U\$\$/T	Factor conv a tonelada TOP
Gasoil	605.1	0.845	716.0	1.183
Fueloil Motores	463.8	0.985	470.8	1.000
Gas Natural (may - sep)	0.4364	0.0006	750.2	1718.880
Gas Natural (oct - abril)	0.2833	0.0006	486.9	1718.880

Tabla 3: Precios de los combustibles resultantes

2.4. Parque térmico

Datos técnicos

La representación corresponde a la potencia que efectivamente las unidades entregan al sistema de transmisión descontando los consumos propios.

En la Tabla 4 se muestran los costos variables considerados para el despacho de la generación en base a Gas Oil, Fuel Oil y Gas Natural.

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.Batlle Motores	229.0	229.0	470.8	107.8	10.9	118.7	118.7
PTA 1-6	225.0	348.8	716.0	161.1	8.4	169.5	258.1
PTA 1-6 - GN (may-ago)	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	716.0	206.9	4.3	211.2	428.5
PTA 7 y 8	239.0	322.7	716.0	171.1	8.0	179.1	239.0
PTB - CA - GO	251.1	337.4	716.0	179.8	4.7	184.5	246.3
PTB - CC - GO	165.2	219.4	716.0	118.3	6.0	124.3	163.1
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 4: Costos variables para el despacho.

Para modelar la central de Ciclo Combinado se utiliza el actor Generador Térmico combinado, cuyos parámetros son los que se muestran en la Tabla 5 para su funcionamiento con GO y GN.

TG cada una (total 2)	GO	GN
Pmin (MW)	60.0	60.0
Pmax (MW)	176.2	171.0
cv min tec (USD/MWh)	241.6	118.3
cv incr (USD/MWh)	147.9	63.0
cv no comb (USD/MWh)	4.7	3.6

TV	GO	GN
Pmin (MW)	50.9	53.4
Pmax (MW)	181.1	188.8
cv min tec (USD/MWh)	-4.86	0.88
cv incr (USD/MWh)	0.0	0.0
cv no comb (USD/MWh)	8.53	7.26
Factor TV/TG	0.514	0.552

Tabla 5: Modelado del Ciclo Combinado con Gas Oil y Gas Natural.

2.5. Modelado utilizado

2.5.1. Versión SimSEE

Se utiliza la versión iie54_213 de SimSEE.

2.5.2. Salas SimSEE

Para realizar esta PES 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.

2.5.3. Horizontes de tiempo

Fecha de optimización: 12/06/2021 – 01/06/2023

(Engancha con CF paso semanal optimizado desde la misma fecha hasta 31/12/2035)

Fecha de la simulación: 12/06/2021 – 02/01/2023

2.5.4. Estado inicial del Sistema

La cota inicial del lago Bonete: 74,67 m.

La cota inicial de Palmar: 40,06 m

La cota inicial del lago de SG: 33,74 m

Aportes al inicio, Bonete= 838 m³/s, Palmar= 90 m³/s, Salto/2= 1257m³/s.

Valores trimestrales del iN3.4 : 0 0,03 0 -0,01 -0,07 -0,03 0,11 0,19

2.5.5. 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".

2.5.6. Controles de Cota 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	0.916
Palmar	37	0.319
SG	32	0.426

Tabla 6: Controles de cota considerados en el estudio



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

2.5.8. 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.

3 Principales resultados

En esta sección se muestran los principales resultados aplicables a la operación en el Período de la Reprogramación Estacional Junio – Octubre 2021, con paso de tiempo diario.

3.1. Balance energético del semestre

La demanda estimada en el periodo comprendido entre el 12/06/2021 al 29/10/2021, con confianza 90 %, es de 4,346 GWh \pm 0,28 %.

En la Tabla 7 se muestra el balance energético en el periodo 12/06/2021 al 29/10/2021.

	Generación acumulada (GWh) desde 12/06/2021 al 29/10/2021	% de la Generación total
Hidráulica	2.395,4	46,0
Térmica	82,0	1,6
Biomasa	350,0	6,7
Eólica	2.234,4	42,9
Solar	141,6	2,7
Falla	0,0	0,0
Imp Argentina Contingente	0,1	0,0
Imp Argentina CC	0,0	0,0
Imp Brasil	0,0	0,0
Generación Total	5.203,5	100
Excedentes	123,5	
Exp Argentina	506,5	
Exp Brasil	227,9	
Generación Total - Exportaciones	4.345,6	

Tabla 7: Balance energético en el resto del periodo estacional



3.2. Evolución de la cota de Bonete

En la Fig. 12 se muestra la evolución de la cota de Bonete hasta fines del año 2021. Se observa que en promedio la cota asciende hasta los 78,3 metros y el valor esperado en el resto del periodo estacional es de 76,6 metros.

3.3. Evolución de la cota de Palmar

En la Fig. 13 se muestra la evolución de la cota de Palmar hasta fines del año 2021. Se observa que en el resto del periodo estacional en promedio la cota asciende hasta los 39,9 metros y el valor esperado es de 39,2 metros.

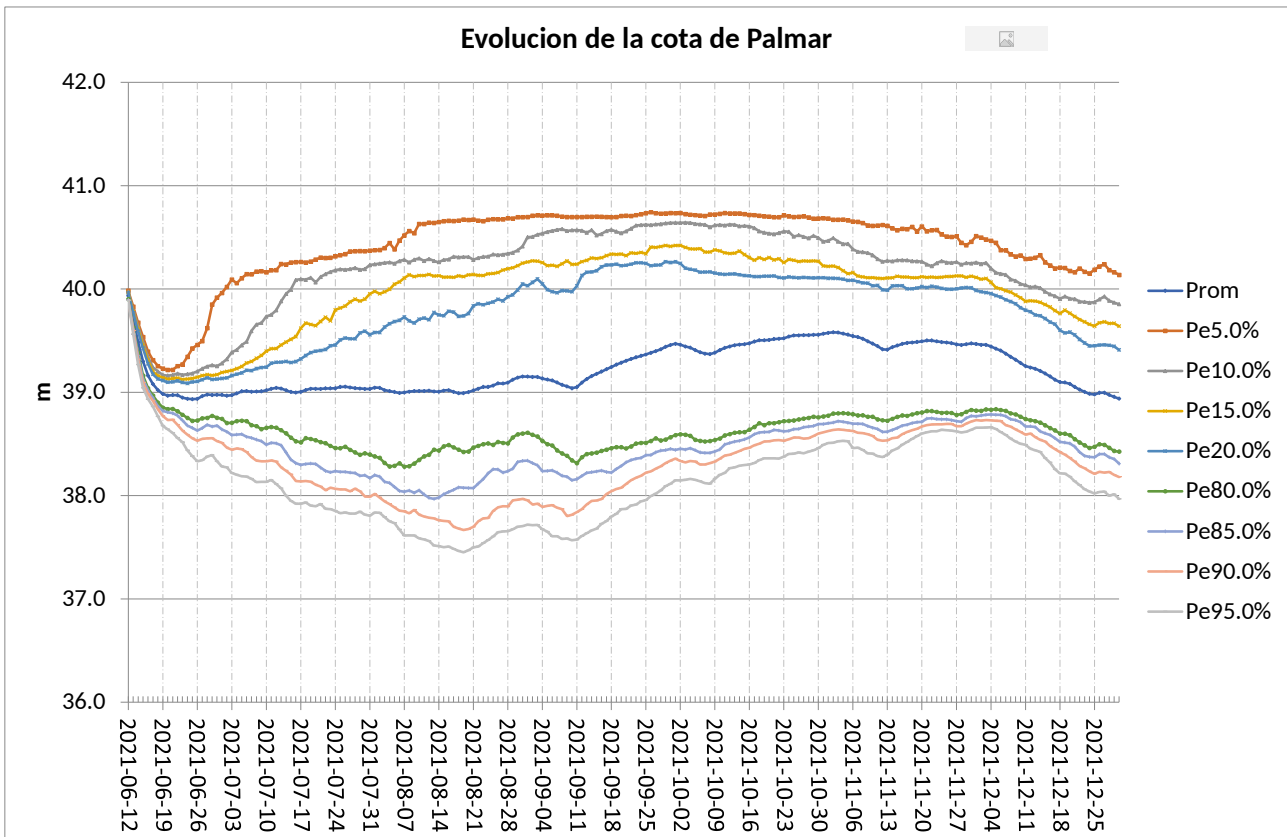


Fig. 13: Evolución de la cota de Palmar hasta fines del año 2021

3.4. Evolución de la cota de Salto Grande

En la Fig. 14 se muestra la evolución de la cota de Salto Grande hasta fines del año 2021. Se observa que en el periodo estacional restante en promedio la cota asciende hasta los 33,9 metros y el valor esperado es de 33,5 metros.

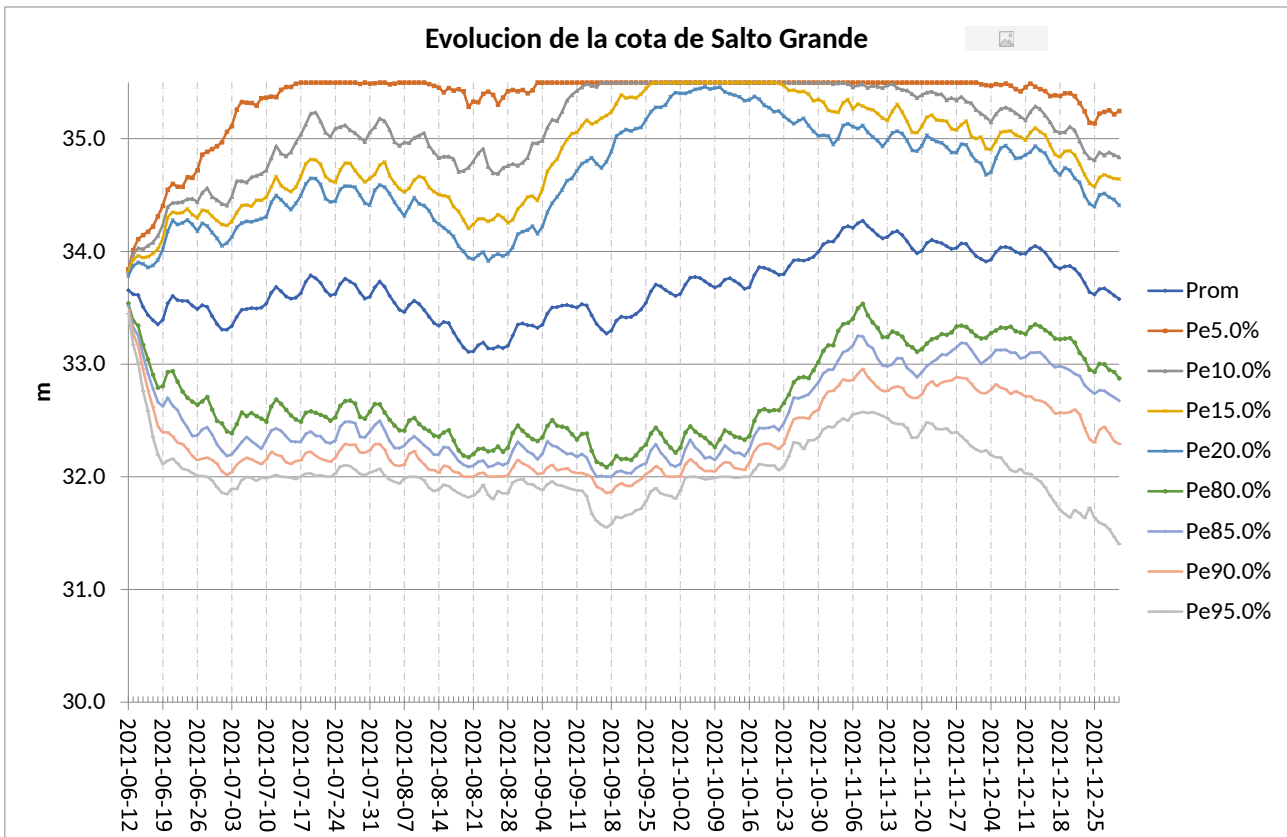


Fig. 14: Evolución de la cota de Salto Grande hasta fines del año 2021

3.5. Costo Marginal del Sistema

En la Fig. 15 se muestra la evolución del costo marginal del Sistema hasta fines del año 2021. En el resto del periodo estacional el Costo Marginal del Sistema en promedio no supera los 50,1 USD/MWh y el valor esperado es de 34,9 USD/MWh.

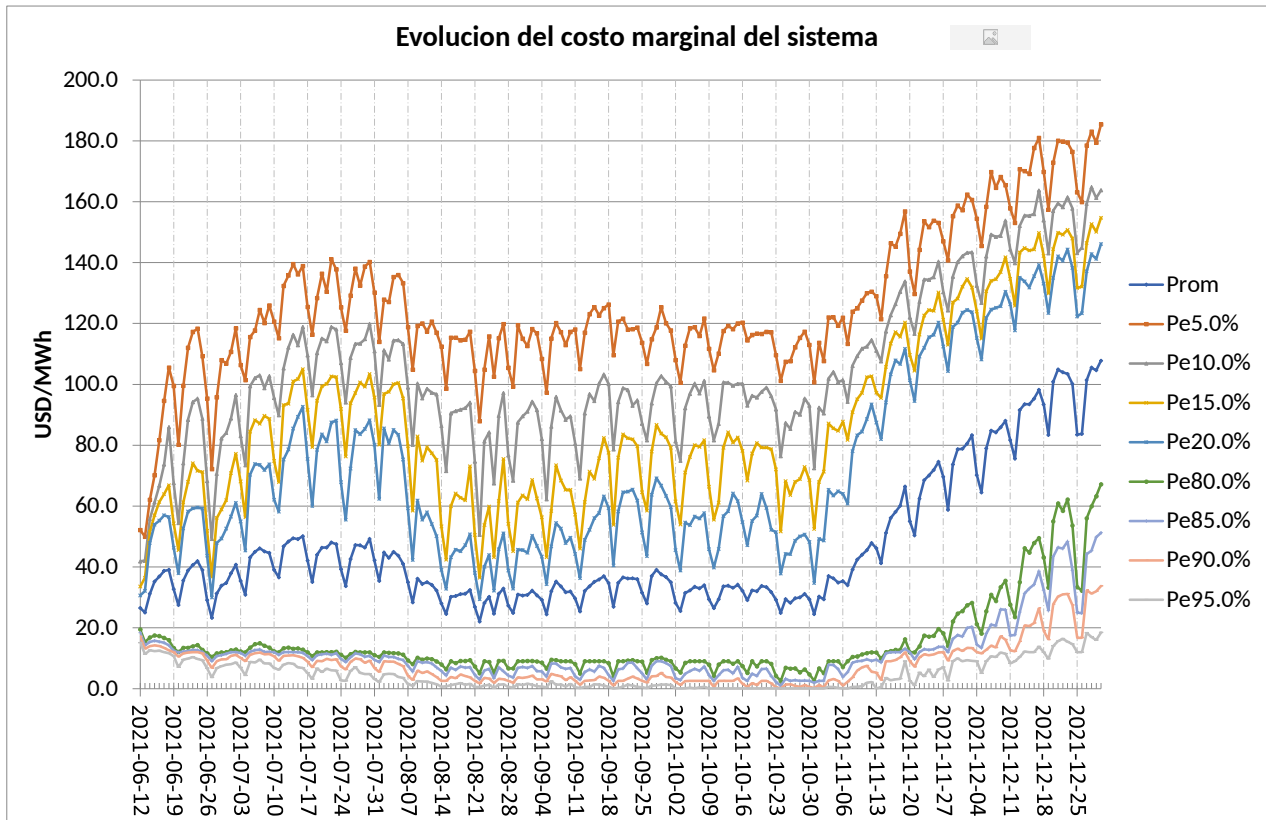


Fig. 15: Evolución del Costo Marginal del Sistema hasta fines del año 2021.

3.6. Despacho promedio

En la Fig. 16 se muestra la generación por fuente hasta fines del año 2021.

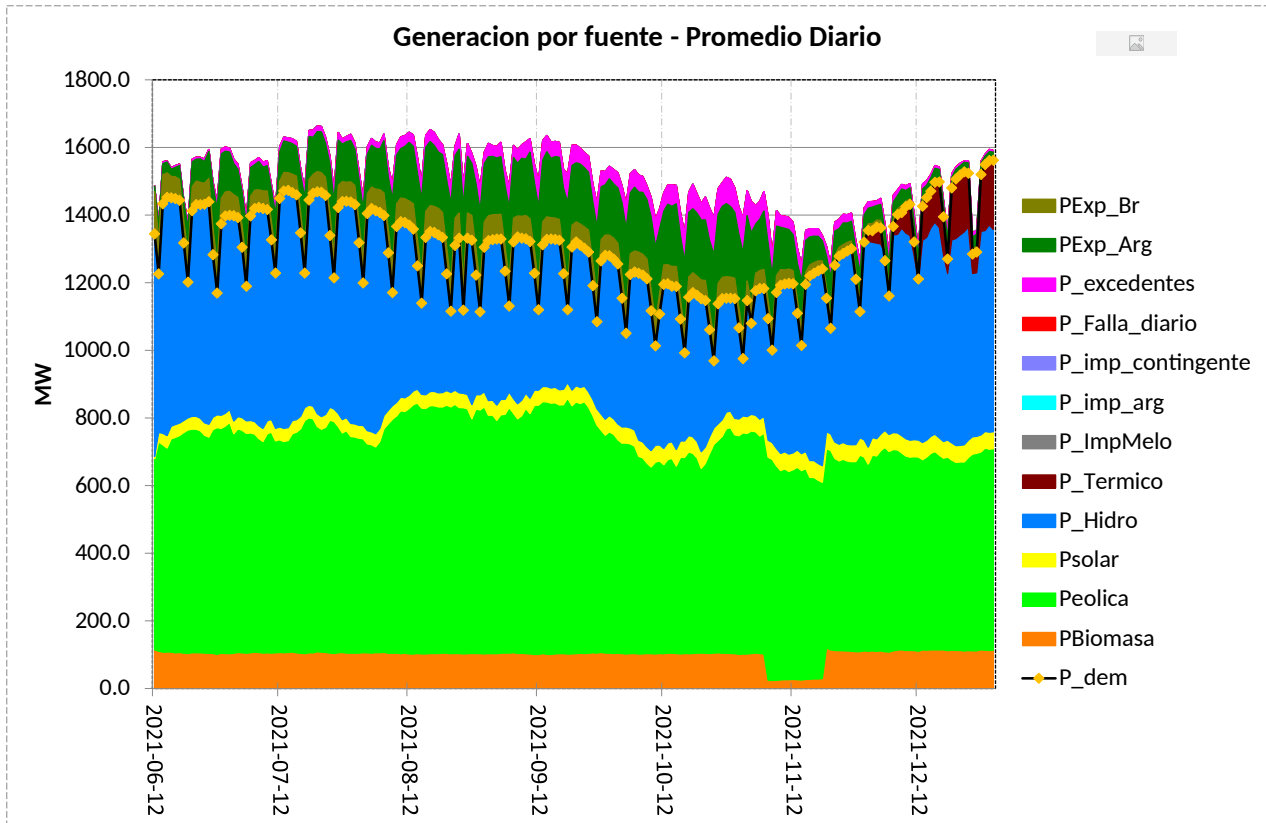


Fig. 16: Despacho promedio diario hasta fines del 2021.

3.7. Despacho térmico acumulado

El despacho térmico acumulado hasta fines del año 2021 se muestra en la Fig. 17. En el resto del periodo estacional el despacho esperado de generación térmica es de 82,0 GWh.

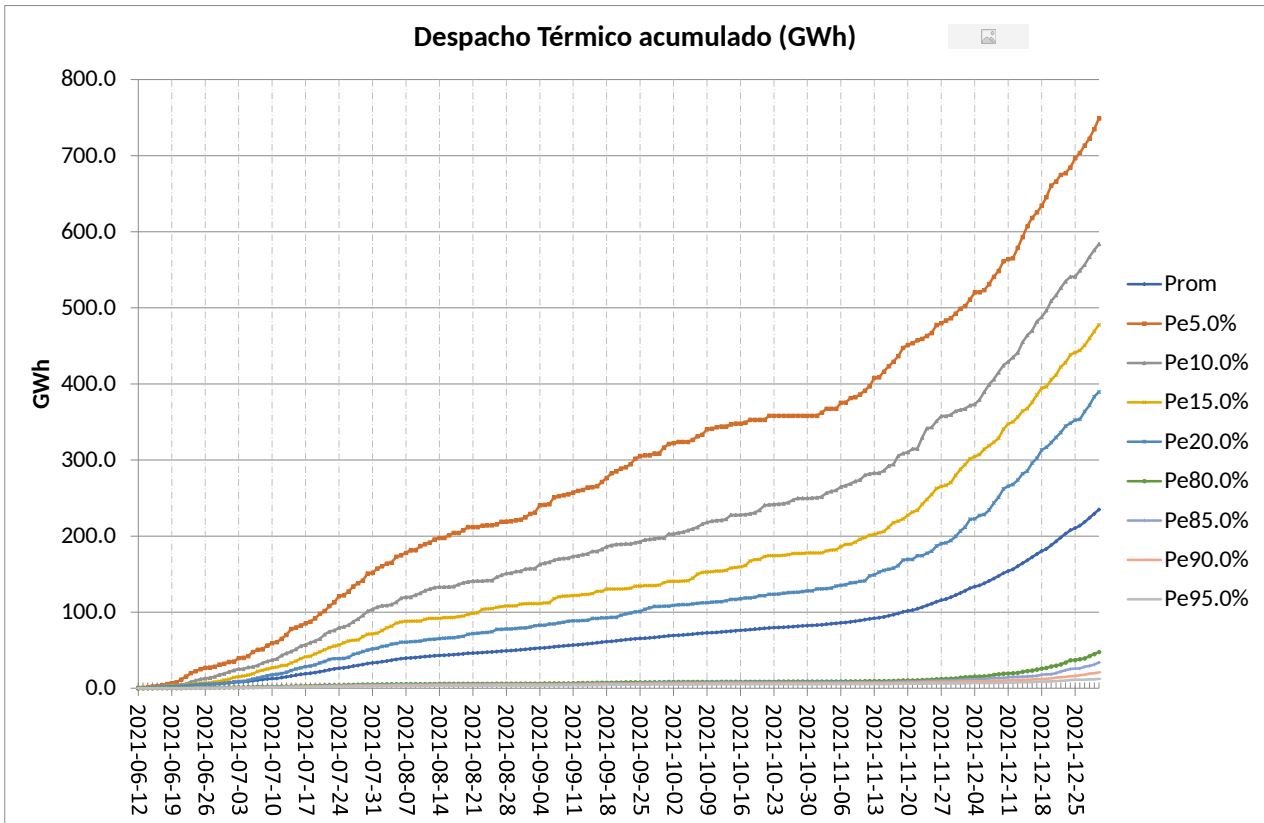


Fig. 17: Despacho térmico acumulado hasta fines del año 2021.

3.8. Despacho de Falla Acumulado

En la Fig. 18 se muestra el despacho de Falla acumulado hasta fines del 2021. En el periodo estacional el despacho de Falla esperado es de 0,03 GWh.

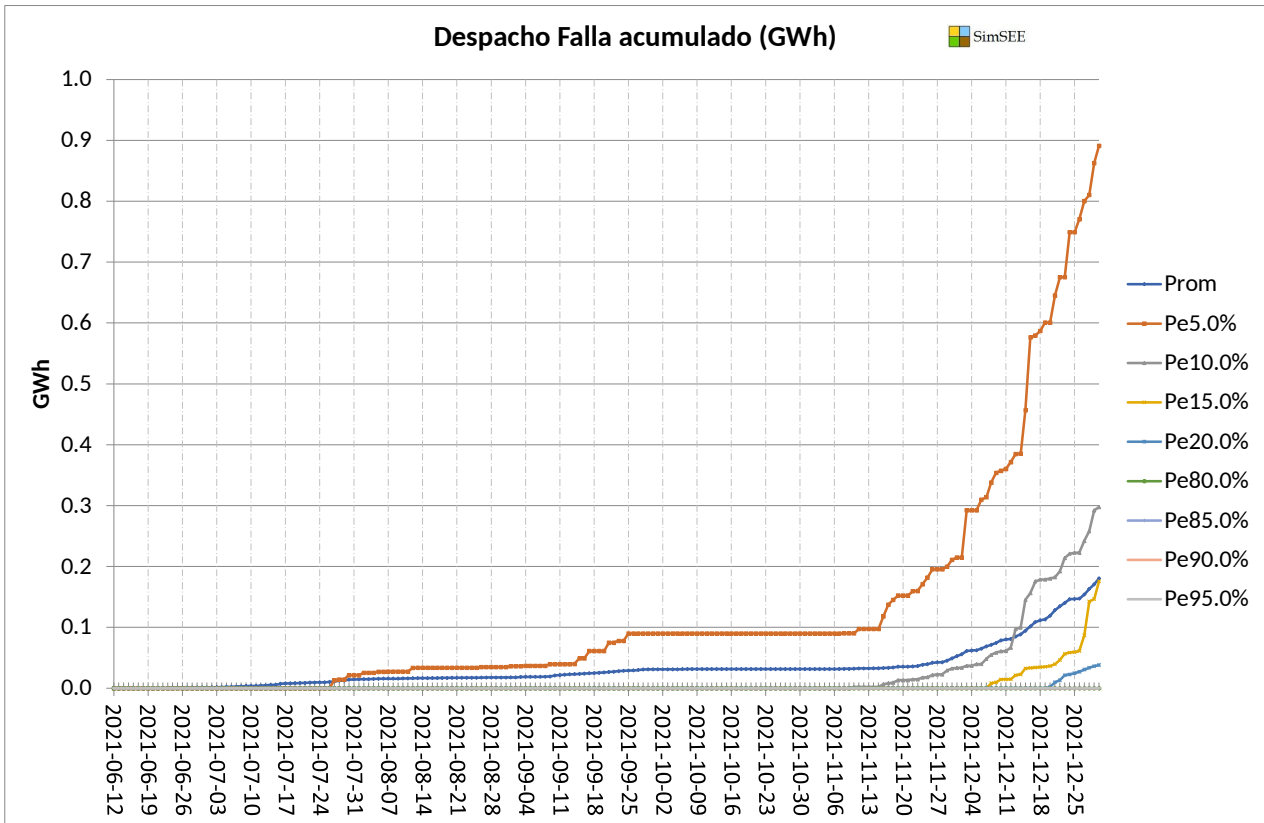


Fig. 18: Despacho de Falla acumulado hasta fines del año 2021.

3.9. Valorización de la Demanda al costo marginal

En la Tabla 8 se muestra la valorización al costo marginal de la Demanda a partir de la fórmula en la ec. 1.

$$Val_{Cmg} = \left(\frac{\sum_{i=1}^{NDias} \sum_{j=1}^{NPostes} P[j]^{i,k} \cdot Durpos[j] cmg[j]^{i,k}}{\sum_{i=1}^{NDias} \sum_{j=1}^{NPostes} P[j]^{i,k} Durpos[j]} \right)_k$$

ec. 1: Cálculo de la valorización de los recursos y demanda al cmg.

Siendo:

- $P[j]^{i,k}$: Potencia media entregada o demandada de la red en el Poste j del día i de la crónica k resultante de la simulación.



- $cmg[j]^{i,k}$: Costo marginal del sistema en el Poste j del día i de la crónica k resultante de la simulación.
- $Durpos[j]$: Duración del Poste j usado en la simulación.

Recurso	ValCMG (USD/MWh)
Demanda	63.8

Tabla 8: Valorización de la Demanda al cmg.

Se considera el periodo comprendido entre 12/06/2021 y el 11/06/2022 para el calculo de la valorización de la Demanda al cmg.



Tabla de Contenidos

PROPUESTA REPROGRAMACIÓN ESTACIONAL.....	1
JUNIO - OCTUBRE 2021.....	1
1 RESUMEN EJECUTIVO.....	2
2 HIPÓTESIS.....	3
2.1. Demanda y Falla.....	3
2.2. Situación hidrológica y clima.....	4
2.3. Combustibles.....	12
2.4. Parque térmico.....	12
2.5. Modelado utilizado.....	13
2.5.1. Versión SimSEE.....	13
2.5.2. Salas SimSEE.....	14
2.5.3. Horizontes de tiempo.....	14
2.5.4. Estado inicial del Sistema.....	14
2.5.5. Demanda.....	14
2.5.6. Controles de Cota de los embalses.....	14
2.5.7. Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas.....	15
2.5.8. Parámetros generales.....	15
3 PRINCIPALES RESULTADOS.....	16
3.1. Balance energético del semestre.....	16
3.2. Evolución de la cota de Bonete.....	17
3.3. Evolución de la cota de Palmar.....	18
3.4. Evolución de la cota de Salto Grande.....	19
3.5. Costo Marginal del Sistema.....	20
3.6. Despacho promedio.....	21
3.7. Despacho térmico acumulado.....	22
3.8. Despacho de Falla Acumulado.....	23
3.9. Valorización de la Demanda al costo marginal.....	23