



**Propuesta Programa Anual de Mantenimiento  
(PAM)  
Octubre 2019 – Marzo 2020**

**ADME Setiembre 2019  
Montevideo - Uruguay**

En la elaboración de este PAM trabajaron:

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

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

*Montevideo 20/09/2019*

**Fe de erratas 23/01/2020: el único cambio de esta versión del informe es que se incluye la tabla 12 de mantenimientos de las unidades térmicas para el año 2021, que por error se había omitido en la versión aprobada y publicada.**



## **1 Resumen ejecutivo.**

Se mantienen la mayoría de las hipótesis consideradas para la elaboración de la reProgramación Estacional Julio – Octubre 2019.

Los valores considerados para la disponibilidad de recursos de generación se ajustan a la experiencia reciente y a las expectativas para el futuro inmediato según la información disponible al día de hoy.

De los gráficos de análisis de falla se concluye que los mantenimientos mayores previstos no impactan significativamente al sistema en el período octubre 2019 – marzo de 2020.

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



## 2 Hipótesis y metodología.

### 2.1 *Las principales novedades.*

Se toman las hipótesis correspondientes a la reProgramación Estacional vigente (rPES Julio - Octubre 2019).

Las principales novedades respecto a ésta son las siguientes:

- 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 actualiza la fecha de combinación del ciclo en la central PTB al 05-10-2019 con disponibilidad de 70%, aumentando a 85% el 09-11-2019.
- Se actualizan cotas de las centrales hidroeléctricas, aportes a sus embalses y previsiones del índice El Niño 3.4 al 14/09/2019.

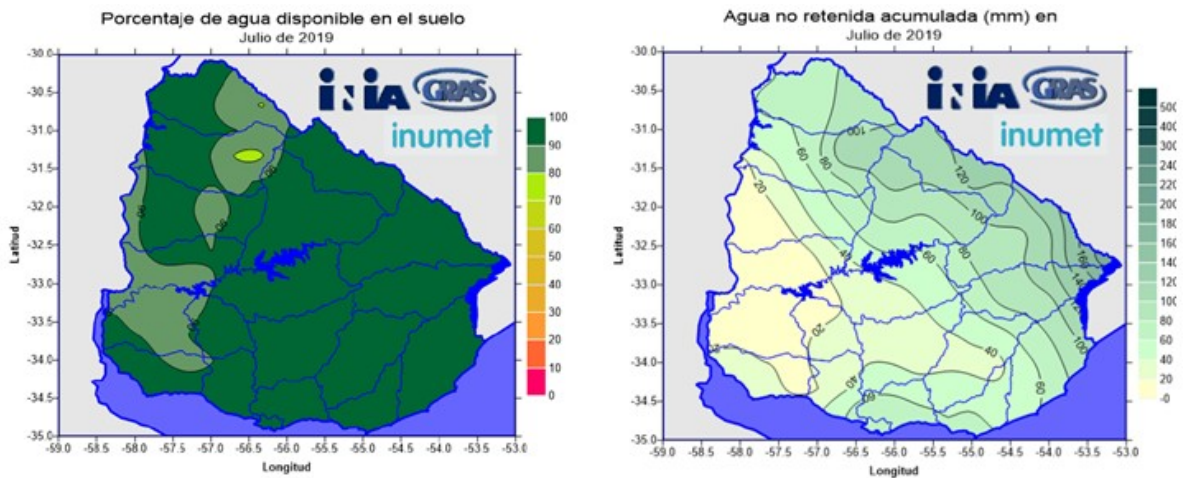
A continuación se actualiza la información climática y se presentan las principales hipótesis utilizadas.

## 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 y continuará en ese nivel por 4 semanas.

Agua disponible en suelos y agua no retenida (Fuente: INIA Julio 2019 <sup>1</sup>)



### Previsión climática para el trimestre Agosto – Setiembre - Octubre 2019 (ASO/2019<sup>2</sup>)

Los modelos analizados y las condiciones oceánicas y atmosféricas actuales en el Océano Pacífico Ecuatorial, indican la transición de condiciones de El Niño a condiciones de Neutralidad en los próximos 1 a 2 meses. La figura muestra que las previsiones probabilísticas de precipitación para las zonas sureste y sur de Brasil indican mayor probabilidad de lluvias por encima de la normal climatológica.

<sup>1</sup><http://www.inia.uy/Publicaciones/Documentos%20compartidos/Informe-agroclimatico-INIA-GRAS-Julio-de-2019.pdf>

<sup>2</sup>[http://clima1.cptec.inpe.br/~rclima1/pdf\\_notatecnica/Nota\\_Tecnica.pdf](http://clima1.cptec.inpe.br/~rclima1/pdf_notatecnica/Nota_Tecnica.pdf)

CPTEC/INMET/FUNCEME multimodel  
Prob. tercil mais provavel precip. (%)  
Produzida: Jul 2019 Valida para ASO 2019

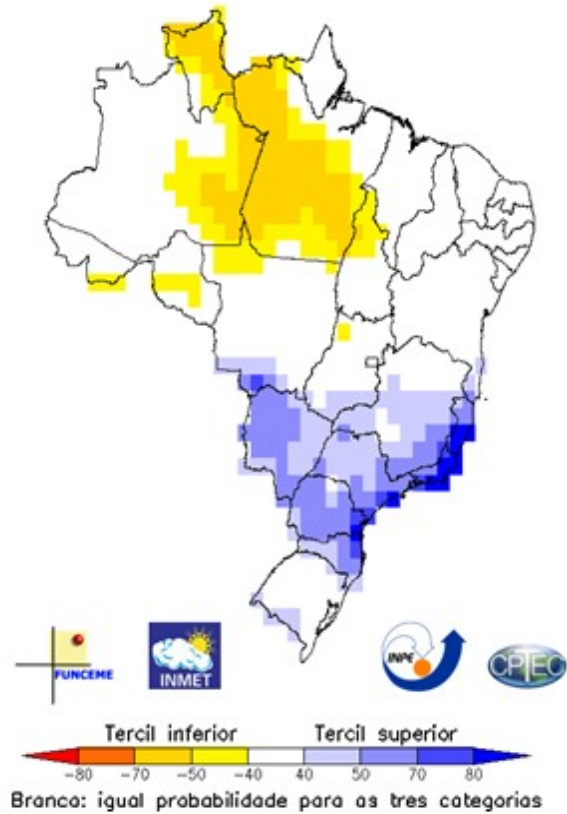


Figura 1: Previsión Climática estacional por tercil

De acuerdo a INIA, las perspectivas climáticas elaboradas por el IRI de la Universidad de Columbia para el trimestre ASO 2019 estiman mayores probabilidades (45%-60%) de que las precipitaciones acumuladas en dicho trimestre estén por encima de lo normal para todo el territorio nacional.

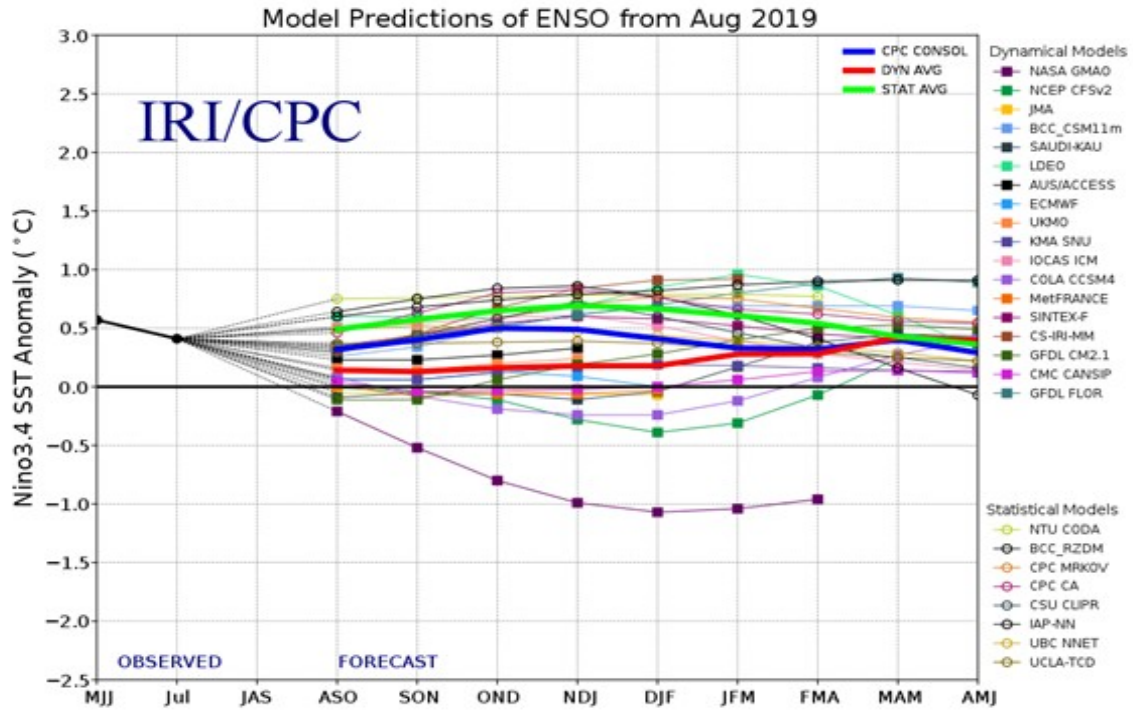


Figura 2: Modelos de previsión del Niño/Niña.

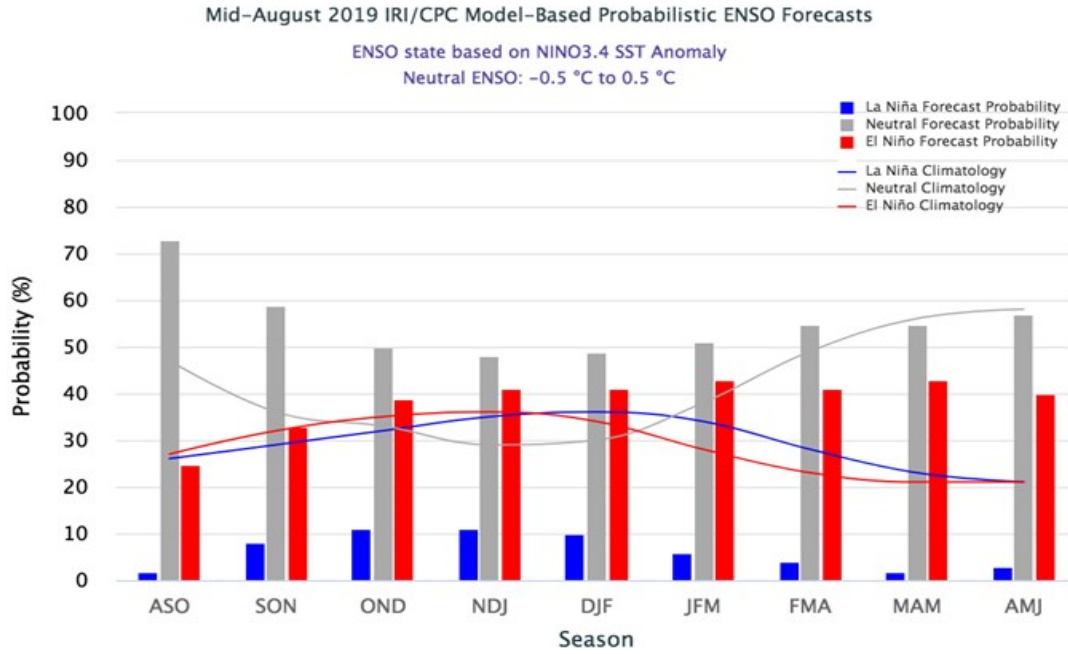


Figura 3: Previsión Niño/Niña



### 2.3 Demanda y postes horarios

		Energías en GWh	
Año	Tipo	Escenario Base	Incremento
2009	REAL	8.995	2,45%
2010	REAL	9.394	4,43%
2011	REAL	9.805	4,38%
2012	REAL	10.048	2,47%
2013	REAL	10.315	2,66%
2014	REAL	10.388	0,71%
2015	REAL	10.513	1,21%
2016	REAL	11.180	6,34%
2017	REAL	10.784	-3,54%
2018	REAL	11.182	3,69%
2019	PREVISIÓN	11.045	-1,23%
2020	PREVISIÓN	11.341	2,68%
2021	PREVISIÓN	11.576	2,08%
2022	PREVISIÓN	11.871	2,55%
2023	PREVISIÓN	12.183	2,63%

Tabla 1: Demanda real y previsión del año 2009 al 2023

Los datos presentados en la Tabla 1 corresponden a la proyección del grupo de demanda de UTE, elaborada en julio de 2019 y utilizada en la reProgramación Estacional vigente.

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% 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**

El pronóstico de precio del barril de petróleo se obtiene de la página de la EIA (US Energy Information Administration). Se resuelve considerar un valor base de 54.75 USD/barril, evolucionando con tendencia según proyecciones de EIA.

Los precios de los combustibles provienen de distintas fuentes.

**GO:** provistos por ANCAP a partir de la resolución de directorio de ANCAP N°37/1/2019 en consonancia con lo dispuesto por el Decreto del Poder Ejecutivo 201/018. El precio de dicho combustible es expresado en pesos y en base a referencia para el mercado interno.

**FOM:** provistos por ANCAP en base a una estimación del precio de facturación del mes en curso. ANCAP continúa enviando los precios para el FOM expresados en USD y los asocia

a indicadores internacionales.

**GN:** existen contratos con empresas proveedoras de GN desde Argentina que están vigentes hasta Febrero de 2020. Se asume que contratos similares se celebrarán en los años siguientes, hasta el fin del periodo de optimización. El contrato de transporte de GN ha vencido, encontrándose en etapa de negociación los términos que regirán en adelante. Los costos de transporte se estimaron en base a la mejor información disponible a la fecha en 2.7 USD/MMBTU.

Se muestra en la Tabla 3 los precios de los combustibles. Se destaca que los contratos de suministro de GN vigentes al día de hoy, prevén una variación en el precio del GN dependiendo de la estación del año (el precio es mayor entre los meses de mayo y setiembre de cada año). Además, se asume que al renovarse los contratos en condiciones similares en marzo de 2020, el costo del GN moléculas en los meses de octubre a abril, pasa de ser 5.22 USD/MMBTU a ser 4.5 USD/MMBTU

REF WTI (U \$\$/Barril):		54.75	
Combustibles	U \$\$/m3	Densidad kg/l	U \$\$/T
Gasoil	664.9	0.845	786.8
Fueloil Motores	491.3	0.985	498.8
Gas Natural (may - set)	0.4710	0.0006	809.6
Gas Natural (oct19 - feb20)	0.3175	0.0006	545.7
Gas Natural (mar20 - abr20)	0.2897	0.0006	498.0

Tabla 3: Precio de combustibles derivados

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

- Los costos variables identificados “(may - set)” son válidos entre dichos meses hasta el fin de la optimización.
- Los costos variables “(oct19 - feb20)” sólo son válidos en dicho periodo especificado.
- Los costos variables “(mar20 - abr20)” son válidos en dicho periodo, y fuera del invierno hasta el fin de la optimización (entre octubre y abril de cada año).



## ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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	256.0	256.0	498.8	127.7	14.9	142.6	142.6
PTA 1-6	252.0	390.6	786.8	198.3	11.8	210.1	319.2
PTA 1-6 - GN (may-set)	139.5	216.2	809.6	112.9	11.8	124.7	186.8
PTA 1-6 - GN (oct19 - feb20)	139.5	216.2	545.7	76.1	11.8	87.9	129.8
PTA 1-6 - GN (mar20 - abr20)	139.5	216.2	498.0	69.5	11.8	81.3	119.5
CTR	298.5	611.9	786.8	234.9	7.2	242.1	488.7
PTA 7 y 8	247.0	333.5	786.8	194.3	10.1	204.4	272.5
PTB - CA - GO	250.3	353.4	786.8	196.9	8.5	205.4	286.5
PTB - CC - GO	167.0	314.0	786.8	131.4	8.5	139.9	255.6
PTB - CA - GN (oct19 - feb20)	184.0	251.2	545.7	100.4	8.5	108.9	145.6
PTB - CC - GN (oct19 - feb20)	119.3	224.6	545.7	65.1	8.5	73.6	131.1
PTB - CA - GN (mar20 - abr20)	184.0	251.2	498.0	91.6	8.5	100.1	133.6
PTB - CC - GN (mar20 - abr20)	119.3	224.6	498.0	59.4	8.5	67.9	120.4

Tabla 4: Costos Variables de las unidades térmicas

Dado que el volumen máximo de GN a importar en los meses de invierno no es suficiente para generar a pleno con ninguna unidad de PTB, no se muestra el costo variable que resultaría para esta central generadora entre los meses de mayo y setiembre.

Se detalla en la Error: no se encontró el origen de la referencia los costos variables que se ingresan en SimSEE para la modelación del Ciclo Combinado como un generador térmico combinado.

	Costo variable en el mín téc U\$/MWh	Costo variable incremental U\$/MWh
PTB - CA - GO	278.0	155.0
PTB - CC - GO	247.1	80.1
PTB - CA - GN (oct19 - feb20)	137.1	80.6
PTB - CC - GN (oct19 - feb20)	122.6	39.6
PTB - CA - GN (mar20 - abr20)	124.4	72.8
PTB - CC - GN (mar20 - abr20)	111.1	35.4

Tabla 5: Costo variable del Ciclo Combinado generando con Gas Oil y con Gas Natural



## **2.6 Intercambio de Energía**

### **Importación**

#### **Con Argentina**

Fuera de las semanas 48 a 10 (verano) y semanas 18 a 40 (invierno).

200MW a Costo Variable como falla1 – 1 USD/MWh (el valor de falla 1 se establece como el de CTR+10%). Con 65% de disponibilidad en todos los postes de demanda.

#### **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 12,5 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, con una potencia máxima de 150 MW y 80% de disponibilidad<sup>3</sup>. En comparación con años anteriores, las exigencias de firmeza sobre las ofertas son más estrictas lo que reduce las oportunidades de ofertar a precios sensiblemente inferiores al despacho térmico.

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.

## **2.7 Ciclo Combinado**

Se considera la planta de ciclo combinado de Punta del Tigre según el siguiente cronograma de incorporación y disponibilidad.

---

<sup>3</sup> En 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:  $CVI = \max(0; (CMO\_Br - 12 \text{ USD/MWh}) / 1.12$ .



- Se encuentran entregadas a la explotación las dos turbinas de gas que pueden operar en ciclo abierto (CA); se modelan con un 85% de disponibilidad.
- Se prevé la entrada en servicio de las calderas de recuperación y la turbina de vapor que permiten la operación en ciclo combinado (CC) el 05-10-2019 con una disponibilidad de la totalidad de la central de 70%.
- Se modela un aumento de la disponibilidad de la totalidad de la central al 85% a partir del 09-11-2019.

Se considera una vida útil del CC de 20 años, costos de operación y mantenimiento aproximadamente de 8.49 US\$/MWh operando con GO. El cronograma podría sufrir cambios que modifiquen las fechas propuestas, pero las mismas son la mejor estimación disponible al día de hoy.

La central se modela en las salas SimSEE, tanto en la sala de paso semanal como la de paso diario, como un generador térmico combinado.

## **2.8 Factor de respuesta unidades térmicas de UTE:**

Dado que durante el transcurso de 2019 la convocatoria de las unidades térmicas fue baja debido a la alta hidraulicidad, se mantiene el modelado usado en Programaciones anteriores.

La siguiente tabla muestra los valores de indisponibilidad fortuita (dichos valores se van reduciendo porque no se dispone de planes de mantenimiento programado ajustados más allá de 2020):

	CBO Motores	Punta del Tigre	Punta del Tigre 7 y 8	CTR La Tablada
Coef de Disponibilidad	75%	80%	80%	75%
Desde el 1/1/2020	65%	70%	80%	70%

Tabla 6: Disponibilidad de las unidades térmicas

## **2.9 Generadores de fuente eólica, solar y biomasa**

Se muestra a continuación los valores de potencia equivalente utilizados. Se representó la generación prevista descontados los consumos propios. La política seguida al considerar las ampliaciones del parque generador es incluir únicamente proyectos con una intención clara de ejecución.

### **BIOMASA:**



	Potencia Efectiva (MW)	f.d. (p.u.)	TMR (horas)
Uruply (ex Weyerhaeuser)	1.2	1	0
UPM	20	0.8	72
Fenirol	8.9	1	72
Bioener	10	0.9	72
Montes del Plata	80	0.85	72
Galofer	8.9	1	0
Ponlar	4.4	0.95	72
Alur	3.1	1	0
Lanas Trinidad	0.3	1	0
Las Rosas	0.2	1	0
Liderdat	2.45	0.82	0

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

#### **EÓLICA:**

En la Tabla 8 se muestran los parques eólicos en servicio que se consideran en este estudio.



## ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Central Generadora	Agente Generador	Departamento	Potencia Autorizada (MW)	Fecha de Inicio
ARIAS	UTE + Accionistas	FLORES	70,0	17/04/2017
CARACOL 1 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	UTE	MALDONADO	10,0	10/02/2009
CARACOL 2 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	UTE	MALDONADO	10,0	25/06/2010
CUCHILLA DEL PERALTA I	PALMATIR S.A.	TACUAREMBÓ	50,0	13/05/2014
ENGRAW	ENGRAW EXPORT & IMPORT CO. S.A.	FLORIDA	3,6	25/10/2012
JUAN PABLO TERRA	UTE	ARTIGAS	67,2	13/04/2015
LA BETTINA	AGROLAND S.A.	MALDONADO	0,3	30/04/2008
LUZ DE LOMA	LUZ DE LOMA S.A.	FLORIDA	20,0	07/11/2014
LUZ DE MAR	LUZ DE MAR S.A.	FLORIDA	18,0	27/08/2014
LUZ DE RÍO	LUZ DE RÍO S.A.	FLORIDA	50,0	01/08/2014
MARYSTAY	MARYSTAY S.A.	SAN JOSÉ	2,5	20/06/2017
MELOWIND	ESTRELLADA S.A.	CERRO LARGO	50,0	10/11/2015
MINAS I	GENERACIÓN EÓLICA MINAS S.A. - GEMSA	LAVALLEJA	42,0	15/09/2014
NUOVO MANANTIAL CENTRAL 2	NUOVO MANANTIAL S.A.	ROCHA	4,0	01/12/2009
PALOMAS	NICEFIELD S.A.	SALTO	70,0	07/02/2017
PAMPA	UTE + Accionistas	TACUAREMBÓ	141,6	13/12/2016
PARQUE CERRO GRANDE	LADANER S.A.	CERRO LARGO	50,0	17/01/2018
PARQUE EÓLICO 18 DE JULIO	IKERDOL COMPANY S.A.	ROCHA	10,0	02/02/2017
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	UTE + Electrobras	COLONIA	65,1	24/12/2014
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	FINGANO S.A.	MALDONADO	50,0	23/09/2015
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	VINGANO S.A.	MALDONADO	40,0	04/12/2015
PARQUE EÓLICO FLORIDA I	POLESINE S.A.	FLORIDA	50,0	23/09/2014
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	GLYMONT S.A.	FLORIDA	49,5	11/08/2016
PARQUE EÓLICO JULIETA	IWERYL S.A.	DURAZNO	3,6	22/02/2016
PARQUE EÓLICO KIWÚ	COBRA INGENIERÍA URUGUAY S.A.	SAN JOSÉ	48,6	20/01/2017
PARQUE EÓLICO LIBERTAD	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	7,7	22/07/2014
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	NUOVO MANANTIAL S.A.	ROCHA	7,8	25/06/2008
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	KENTILUX S.A.	SAN JOSÉ	17,2	02/01/2013
PARQUE EÓLICO MALDONADO	R DEL SUR S.A.	MALDONADO	50,0	10/04/2014
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	R DEL ESTE S.A.	MALDONADO	50,0	16/06/2016
PARQUE EÓLICO MARÍA LUZ	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	9,8	11/05/2016
PARQUE EÓLICO NUEVO PASTORAL I	VIENTOS DE PASTORAL S.A.	FLORES	49,2	24/05/2017
PARQUE EÓLICO ROSARIO	TOGELY COMPANY S.A.	COLONIA	9,0	29/12/2015
PARQUE EÓLICO SOLÍS DE MATAJOJO	POSADAS & VECINO S.A.	CANELONES	10,0	09/11/2016
PARQUE EÓLICO VENTUS I	República Administradora de Fondos de Inversión S.A.	COLONIA	9,0	15/10/2015
PARQUE EÓLICO VILLA RODRÍGUEZ	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	10,0	10/02/2017
PERALTA I GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBÓ	50,0	01/10/2015
PERALTA II GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBÓ	50,0	01/10/2015
SANTA FE	LAVADERO DE LANAS BLENGIO S.A.	SAN JOSÉ	0,9	24/07/2013
TALAS DEL MACIEL I	ASTIDEY S.A.	FLORES	50,0	07/12/2015
TALAS DEL MACIEL II	CADONAL S.A.	FLORES	50,0	12/02/2015
VALENTINES	UTE + Accionistas	FLORIDA	70,0	05/01/2017
<b>TOTAL</b>			<b>1476,5</b>	<b>MW</b>

Tabla 8: Parques Eólicos considerados en este estudio

### FOTOVOLTAICA:

En la Tabla 9 se muestran los generadores solares fotovoltaicos en servicio.



## ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Autorizada (MW)
ABRIL	GILPYN S.A.	1.00
ALTO CIELO	ALTO CIELO S.A.	20.00
ARAPEYS 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	CERNERAL S.A.	1.00
VINGANO	VINGANO S.A.	1.00
YARNEL	YARNEL S.A.	9.50
<b>TOTAL</b>		<b>228.80</b>

Tabla 9: Generadores solares fotovoltaicos considerados

Se destaca la incorporación de la Planta Solar Fotovoltaica Hikari desde mayo de 2019

### 2.10 Red de Trasmisión

No existen mantenimientos previstos en el horizonte de tiempo de este estudio.

### 2.11 Conversoras de Frecuencia

Existen mantenimientos previstos para la Conversora de Melo que indisponen el intercambio con Brasil por más de cinco días en las fechas detalladas a continuación:





- Semanas 47 y 48 de 2019
- Semanas 3 y 4 de 2020
- Semana 11 de 2020 (estimación)
- Semanas 29 y 30 de 2020

### **2.12 Información adicional del modelado.**

Se utiliza la versión iie 20.195 de SimSEE.

Fecha de optimización:

- Sala de paso semanal: 14/09/2019 – 30/12/2023
- Sala de paso diario: 14/09/2019 a 27/03/2021 se engancha al Costo Futuro de la semana de paso semanal el 27/03/2021.

Fecha de la simulación:

- Sala de paso semanal: 14/09/2019 a 02/01/2021
- Sala de paso diario: 14/09/2019 a 02/01/2021

Fecha de guarda de la simulación: 28/09/2019

Se utilizan tres embalses en la sala de paso diario: Bonete, Palmar y Salto Grande. Las cotas iniciales son respectivamente 80.15 m, 40.49 m y 32.20 m. En la sala de paso semanal solo se considera el embalse de Bonete.

Aportes al inicio, Bonete= 817 m<sup>3</sup>/s, Palmar= 343 m<sup>3</sup>/s, Salto= 2106 m<sup>3</sup>/s.

Valor inicial del iN3.4: 0.13

Para el modelado variable de la demanda se utiliza el CEGH (sintetizador CEGH “DP-DL-DV”) que incorpora el efecto de la temperatura sobre cada uno de los bloques horarios de la demanda (Pico, Llano, Valle) presentada en la Programación Estacional Mayo – Octubre 2018.<sup>4</sup>

Se continua con la limitación, ya considerada en anteriores Programaciones Estacionales y PAM, a la cota mínima (72,3 m) de operación del lago de Bonete, mediante una penalización económica de 300 USD/MWh para aquellas situaciones en las que la cota esté por debajo de este valor. Este cambio se incorporó debido a restricciones operativas no modeladas en SimSEE, por ejemplo requerimientos de generación en Río Negro por control de tensión, necesidad de contar con generación en el Río Negro para restablecer el sistema en forma autónoma tras un blackout, etc.

Se usa el sintetizador de aportes CEGH “Sintetizador CEGH\_BPS50\_iN34\_cmoBR\_diario\_iN34hRNhRU” para la sala de paso diario, que incorpora

---

<sup>4</sup>[http://www.adme.com.uy/db-docs/Docs\\_secciones/nid\\_975/PES\\_Mayo\\_Octubre\\_2018.pdf](http://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_975/PES_Mayo_Octubre_2018.pdf)



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. Para la sala de paso semanal se usa el análogo pero con duración de paso de tiempo de 168 en vez de 24 horas.

Se realiza la simulación con 1000 crónicas sintéticas.

En la sala de paso diario el número de crónicas a optimizar se reduce a 4, con respecto a la corrida de paso semanal donde se consideran 20 crónicas de optimización.

La sala de paso semanal cuenta con 5 postes horarios, esto se reduce en la sala de paso diario a 4 para reducir los tiempos de ejecución del modelo.

### 3 PAM Octubre 2019 – Marzo 2020

#### 3.1 Cronograma

Sigue un diagrama Gantt con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades térmicas de UTE en el período Octubre 2019 a Diciembre 2021.

PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS E HIDRÁULICOS DEL S.I.N. AÑO 2019														
	28-set	05-oct	12-oct	19-oct	26-oct	02-nov	09-nov	16-nov	23-nov	30-nov	07-dic	14-dic	21-dic	28-dic
	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53
CBM														
CTR1	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x				
CTR2														
PTA1														
PTA2														
PTA3														
PTA4	x													
PTA5	x	x	x											
PTA6			x	x										
PTA 7y8-U7					x	x								
PTA 7y8-U8							x	x						
CC TG1						x								

Tabla 10: Mantenimientos de las unidades térmicas del SIN para el año 2019



## ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

---

Referencias:

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



**ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO**

PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS E HIDRÁULICOS DEL S.I.N. AÑO 2020																																																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52			
	04-ene	11-ene	18-ene	25-ene	01-feb	08-feb	15-feb	22-feb	29-feb	07-mar	14-mar	21-mar	28-mar	04-abr	11-abr	18-abr	25-abr	02-may	09-may	16-may	23-may	30-may	06-jun	13-jun	20-jun	27-jun	04-jul	11-jul	18-jul	25-jul	01-ago	08-ago	15-ago	22-ago	29-ago	05-set	12-set	19-set	26-set	03-oct	10-oct	17-oct	24-oct	31-oct	07-nov	14-nov	21-nov	28-nov	05-dic	12-dic	19-dic	26-dic			
CBM																			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			7	7	5	3	1											
CTR1																																																							
CTR2																																																							
PTA1																																																							
PTA2																																																							
PTA3																																																							
PTA4																																																							
PTA5																																																							
PTA6																																																							
PTA 7y8-U7																																																							
PTA 7y8-U8																																																							
CC TG1																																																							
CC TG2																																																							

Tabla 11: Mantenimientos de las unidades térmicas del SIN para el año 2020





## ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Sigue un diagrama con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades hidráulicas en el período Octubre 2019 a Diciembre 2021.

PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS E HIDRÁULICOS DEL S.I.N. AÑO 2019														
	28-sep	05-oct	12-oct	19-oct	26-oct	02-nov	09-nov	16-nov	23-nov	30-nov	07-dic	14-dic	21-dic	28-dic
	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53
BAY1		x	x	x	x									
BAY2														
BAY3														
PAL1														
PAL2														
PAL3														
BON1		x	x	x	x	x	x	x	x					
BON2														
BON3														
BON4														
CTM1														
CTM2														
CTM3														
CTM4														
CTM5														
CTM6														
CTM7														
CTM8														
CTM9							x	x	x	x	x	x	x	x
CTM10														
CTM11														
CTM12														
CTM13														
CTM14														

Tabla 13: Mantenimientos de las unidades hidráulicas del SIN para el año 2019







### 3.2 Resultados – sala SimSEE de paso diario

#### 3.2.1 Respaldo no hidráulico del sistema

Se muestra a continuación un gráfico con la potencia media mensual resultante de aplicar el PAM y bajo las hipótesis de importación y expansión utilizadas (unidades no hidráulicas):

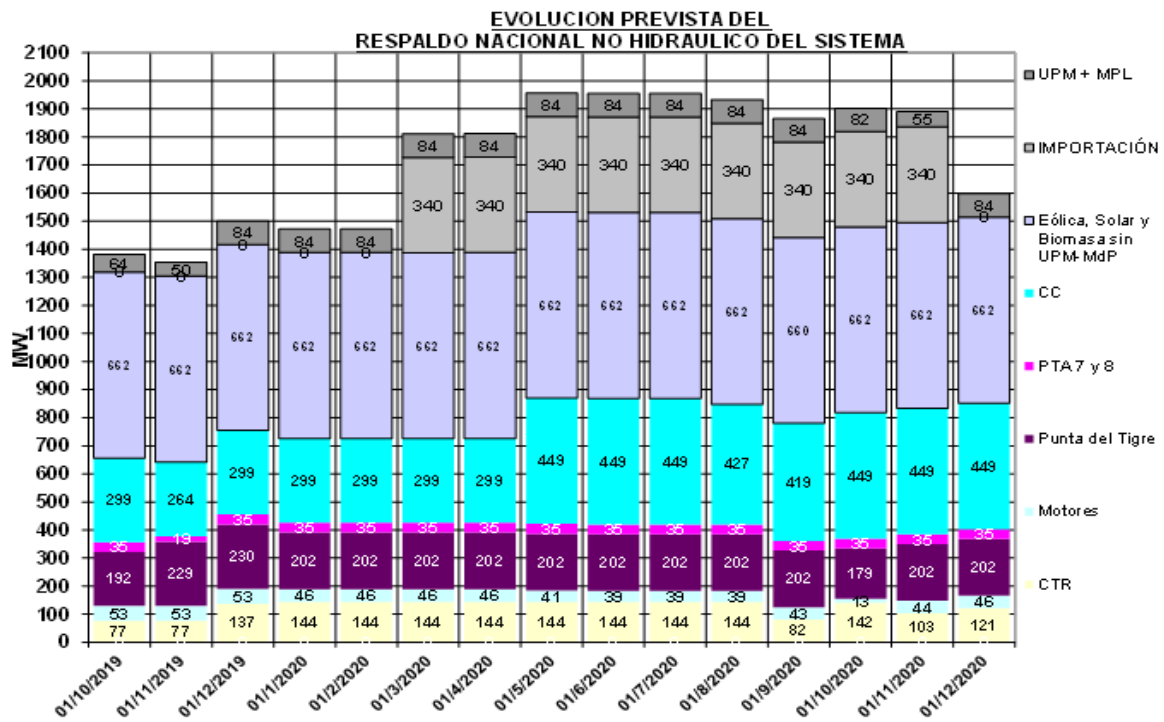


Figura 4: Evolución prevista del Respaldo Nacional no hidráulico del Sistema.

### 3.2.2 Análisis de falla

En la Figura 5 se muestra las curvas de excedencia de Potencia media de falla diaria.

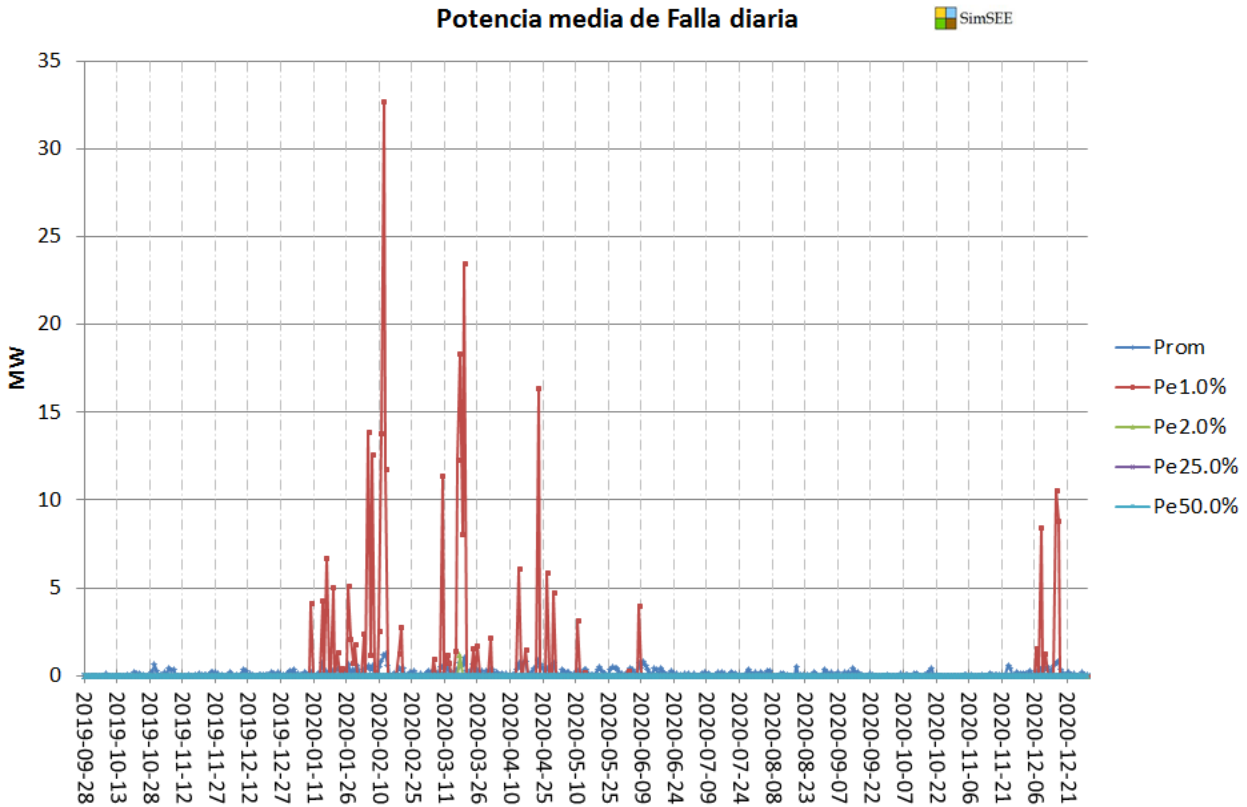


Figura 5: Potencia media de falla diaria

En la Figura 6 se muestra la Energía de Falla acumulada de los dos escalones de Falla considerados en la sala de paso diario.

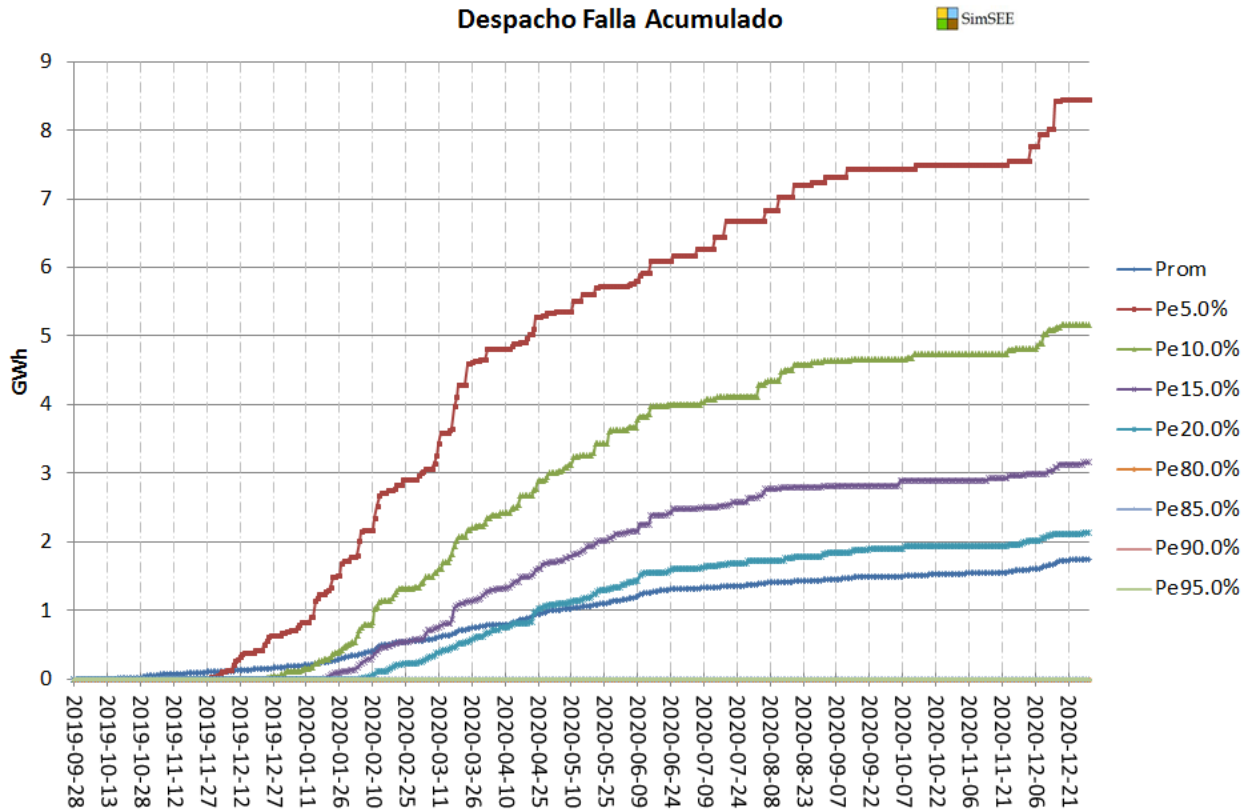


Figura 6: Energía de Falla Acumulada -paso diario hasta fines del año 2020.

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 7 se muestra la evolución de la cota de Bonete hasta finales del año 2020.

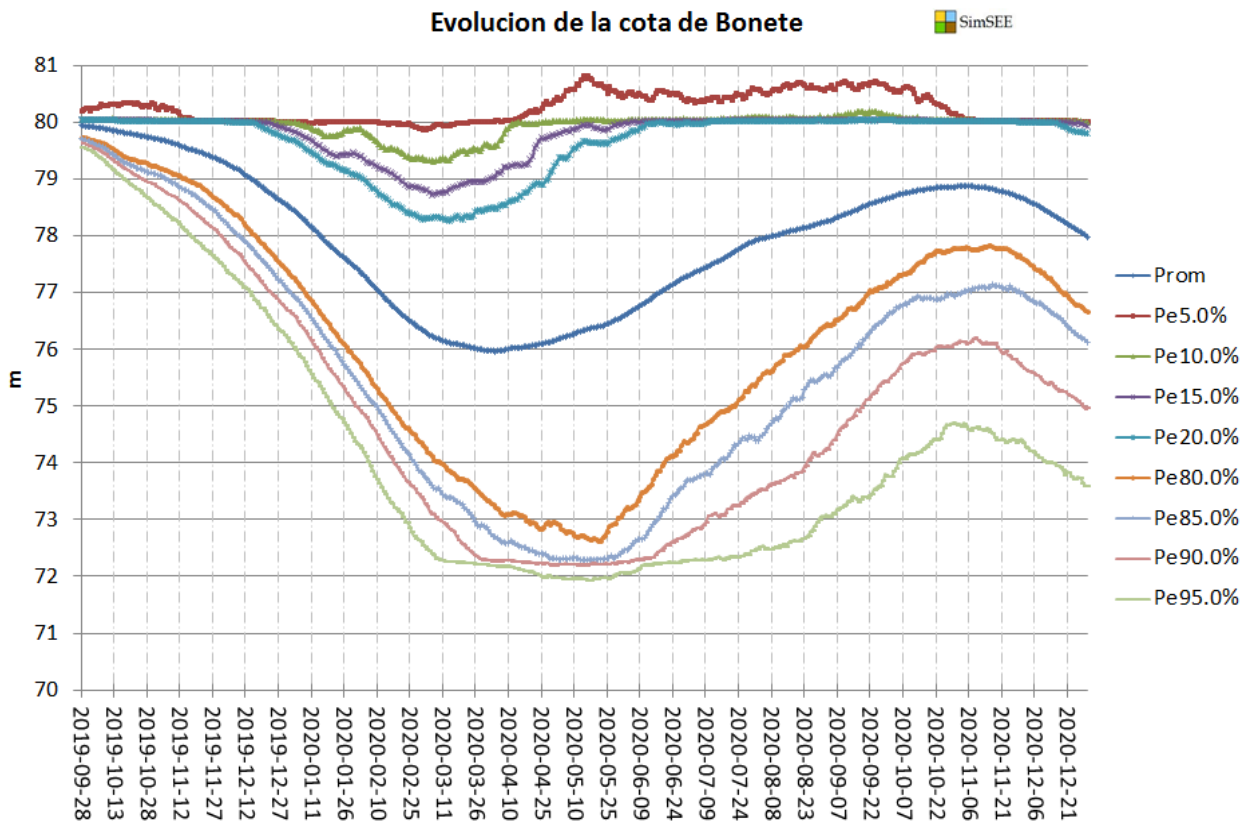


Figura 7: Evolución de la cota de Bonete -paso diario

### 3.2.4 Despacho Promedio

En la Figura 8 se presenta el Despacho Promedio Diario

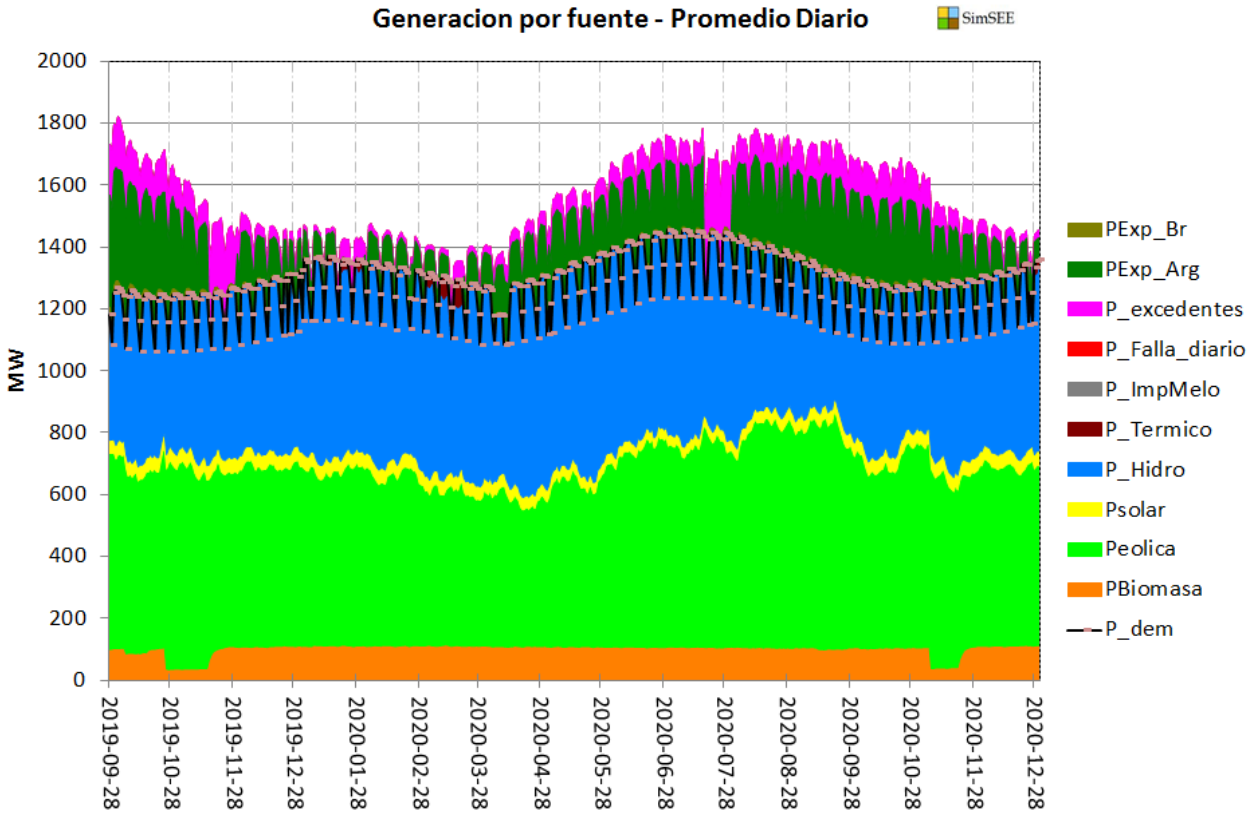


Figura 8: Despacho promedio diario -paso diario

### 3.2.5 Costo marginal del Sistema

En la Figura 9 se presenta el costo marginal del sistema para diferentes probabilidades de excedencia.

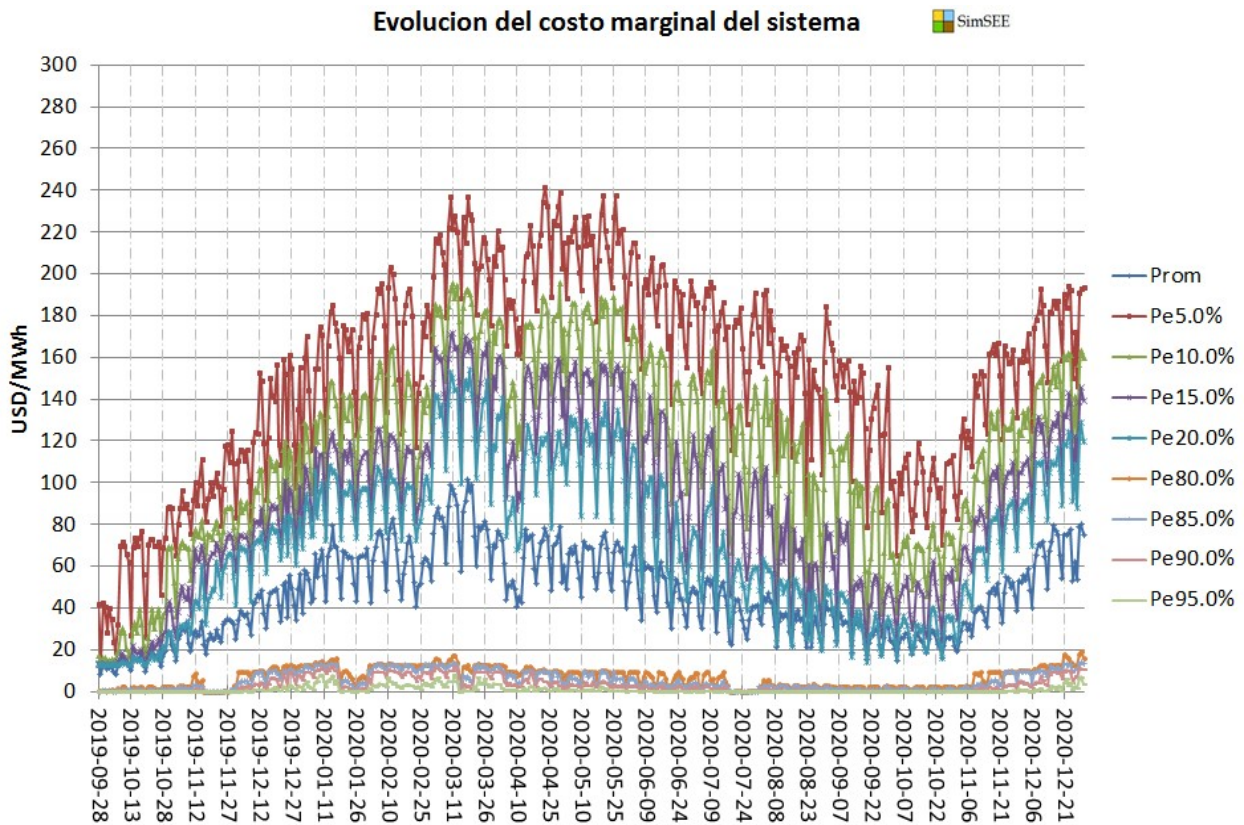


Figura 9: Evolución del Costo Marginal del Sistema- paso diario

## 4 ANEXOS

### 4.1 ANEXO 1 – Información de Agentes

Generador	Parque	Observaciones
Vientos de Pastoreale S.A.	P. E. Nuevo Pastoreale I	Sin mantenimientos mayores previstos.
Celulosa y Energía Punta Pereira S.A.		Semanas 44 (26/10/2019) a semana 46 (09/11/2019) del 2019; y Semanas 45 (07/11/2020) y 46 (14/11/2020) del 2020
Cobra Ingeniería Uruguay SA	P. E. Kiyu	Mantenimiento de la subestación en marzo de 2020, es una parada de 8 horas.
Uruply S.A. (antes Weyerhaeuser)		Parada de 10 días en el mes de marzo (2da quincena de marzo 2020) y 5 días en octubre 2020.
Aguas Leguas S.A.	P. E. Peralta I	Sin mantenimientos coordinados aun
Aguas Leguas S.A.	P. E. Peralta II	Sin mantenimientos coordinados aun
Ladaner S.A.	P. E. Cerro Grande	Sin mantenimientos coordinados aun
Luz de Loma S.A.	P.E. Luz de Loma	Sin mantenimientos mayores previstos.
Luz de Mar S.A.	P.E. Luz de Mar	Sin mantenimientos mayores previstos.
Luz de Río S.A.	P.E. Luz de Río	Sin mantenimientos mayores previstos.
R del Sur S.A.	P. E. Maldonado	Envían el plan de mantenimientos
R del Este S.A.	P. E. Maldonado II	Envían el plan de mantenimientos
Togely Company S.A.	P. E. Libertad	Envían el plan de mantenimientos
Fideicomiso 55.993/2014	P.E. Solis de Mataojo	Envían el plan de mantenimientos
Fideicomiso Nº52701/2014	P.E. Villa Rodriguez	Envían el plan de mantenimientos
Marystay S.A.	P.E. Marystay	Envían el plan de mantenimientos
Engraw Export & Import Co. S.A.	Engraw Export & Import CO	Envían el plan de mantenimientos
Jacinta Solar Farm S.R.L.	P.F. La Jacinta	Sin mantenimientos mayores programados
Generacion Eolica Minas SA	P. E. Minas I	Mantenimiento anual se hace en agosto 2019
Glymont S.A.	P.E. Florida II	Mantenimiento anual se hara en julio 2020
Polesine S.A.	P.E. Florida I	Mantenimiento anual se hara en agosto 2020
Ponlar S.A.		Mantenimientos semana 38 (14/9/2019) y 39 (21/9/2019) del 2019; semana 37 (12/9/2020) y 38 (26/9/2020) del 2020
Fideicomiso 56929/2014	P.E. 18 de Julio	Se adjunta PAM
Togely Company S.A.	P.E. María Luz	Se adjunta PAM
Fideicomiso 25418/2014	P.E. Ventus I	Se adjunta PAM
Togely Company S.A.	P.E. Rosario	Se adjunta PAM
Iweryl S.A.	P.E. Julieta	Se adjunta PAM

Tabla 16: Información enviada por los Agentes I



## ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Generador	Parque	Observaciones
Lanas Trinidad S.A.		Prevee detener su producción de energía del 24/12/2019 al 07/01/2020
Fingano S.A.	P.E. Carape I	Se adjunta PAM; El parque permanecerá fuera de servicio el 12/2/2020 entre las 7 y las 13 horas por mantenimiento anual de la subestación.
Estrellada S.A.	P.E. Melowind	Mantenimiento anual de la subestación en la semana 8 del 2020; la planta estará fuera de servicio por un periodo de 10 horas.
Vengano S.A	P.E. Carape II	Se adjunta PAM; El parque permanecerá fuera de servicio el 12/2/2020 entre las 13 y las 18 horas por mantenimiento anual de la subestación.
CTMSG		Se adjunta PAM
UPM		Parada por mantenimiento del 6/10/2019 al 16/10/2019
Alto Cielo S.A.		Sin mantenimientos mayores previstos.
Astidey S.A.	P.E. Talas de Maciel I	Se adjunta PAM
Jolipark S.A.	P.F. Del Litoral	Sin mantenimientos mayores previstos.
Colidim S.A	P.F. El Naranjal	Sin mantenimientos mayores previstos.
Rouar S.A.	P.E. Artilleros	Sin mantenimientos mayores previstos.
Ponlar S.A.		Adelanta una semana el mantenimiento 2019 ya ingresado el 26/8. Mant anual semanas 37 y 38 del 2019
Bioener S.A.		Sin mantenimientos mayores previstos.
UTE/ Ciclo Combinado		Se adjunta PAM
UTE/Motores		Se adjunta PAM
UTE/Palmar		Se adjunta PAM
UTE/CTR		Se adjunta PAM
UTE/Bonete		Se adjunta PAM
UTE/PTA16		Se adjunta PAM
UTE/Baygorria		Se adjunta PAM
UTE/PTA78		Se adjunta PAM
Kentilux		Se adjunta PAM

Tabla 17: Información enviada por los Agentes II





## ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

### CTM - Salto Grande

Mantenimientos previstos hasta fines del año 2021

		U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	U11	U12	U13	U14
semana 41	05/10/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 42	12/10/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 43	19/10/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 44	26/10/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 45	02/11/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 46	09/11/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 47	16/11/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 48	23/11/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 49	30/11/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 50	07/12/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 51	14/12/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 52	21/12/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 53	28/12/2019	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 1	04/01/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 2	11/01/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 3	18/01/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 4	25/01/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
semana 5	01/02/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
semana 6	08/02/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
semana 7	15/02/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
semana 8	22/02/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
semana 9	29/02/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
semana 10	07/03/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
semana 11	14/03/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
semana 12	21/03/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
semana 13	28/03/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
semana 14	04/04/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
semana 15	11/04/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
semana 16	18/04/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 17	25/04/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 18	02/05/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 19	09/05/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1
semana 20	16/05/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1
semana 21	23/05/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 22	30/05/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 18: Mantenimientos de Salto Grande desde Octubre 2019 a Mayo 2020



## ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

		U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	U11	U12	U13	U14
semana 23	06/06/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 24	13/06/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 25	20/06/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 26	27/06/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 27	04/07/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 28	11/07/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 29	18/07/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 30	25/07/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 31	01/08/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 32	08/08/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 33	15/08/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 34	22/08/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 35	29/08/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 36	05/09/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 37	12/09/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 38	19/09/2020	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1
semana 39	26/09/2020	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1
semana 40	03/10/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 41	10/10/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 42	17/10/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 43	24/10/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 44	31/10/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 45	07/11/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 46	14/11/2020	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 47	21/11/2020	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 48	28/11/2020	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 49	05/12/2020	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 50	12/12/2020	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 51	19/12/2020	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 52	26/12/2020	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 1	02/01/2021	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 2	09/01/2021	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 3	16/01/2021	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 4	23/01/2021	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 5	30/01/2021	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 19: Mantenimientos de Salto Grande desde Junio 2020 a Enero 2021



## ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

		U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	U11	U12	U13	U14
semana 6	06/02/2021	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 7	13/02/2021	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 8	20/02/2021	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 9	27/02/2021	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 10	06/03/2021	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 11	13/03/2021	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 12	20/03/2021	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 13	27/03/2021	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 14	03/04/2021	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 15	10/04/2021	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 16	17/04/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 17	24/04/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 18	01/05/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 19	08/05/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 20	15/05/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 21	22/05/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 22	29/05/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 23	05/06/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 24	12/06/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 25	19/06/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 26	26/06/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 27	03/07/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
semana 28	10/07/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
semana 29	17/07/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
semana 30	24/07/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
semana 31	31/07/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1
semana 32	07/08/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1
semana 33	14/08/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1
semana 34	21/08/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1
semana 35	28/08/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 36	04/09/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 37	11/09/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 38	18/09/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 39	25/09/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 40	02/10/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 20: Mantenimientos de Salto Grande desde Febrero 2021 a Octubre 2021



		U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	U11	U12	U13	U14
semana 41	09/10/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 42	16/10/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 43	23/10/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 44	30/10/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 45	06/11/2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 46	13/11/2021	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 47	20/11/2021	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 48	27/11/2021	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 49	04/12/2021	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 50	11/12/2021	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 51	18/12/2021	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 52	25/12/2021	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 21: Mantenimientos de Salto Grande desde Octubre 2021 a Diciembre 2021

#### 4.2 ANEXO 2 – Resultados del Caso Base- Sala de paso semanal obtenidos por la Unidad PEG de UTE - Melilla

A continuación se presentan los resultados obtenidos de una simulación con paso semanal por la Unidad PEG de UTE - Melilla.

Se conservan las hipótesis y modelado de la sala de paso diario salvo los siguientes puntos:

- Fecha de optimización: 14/09/2019 – 30/12/2023
- Fecha de la simulación: 14/09/2019 – 02/01/2021 (semana 40 de 2019 a semana 52 de 2020)
- Se considera solo el embalse de Bonete
- Se utiliza una CEGH de aportes de paso semanal, que tiene las mismas variables de estado que la CEGH de paso diario.
- El número de crónicas a optimizar se aumenta a 20.
- Cambia el modelado de la central PTB por una central generadora con mínimo técnico, encendido y apagado por poste, compuesta por dos unidades iguales. Cada una de ellas representa una turbina de gas operando en ciclo abierto antes de la fecha de combinación, y luego de ella “medio ciclo combinado” (PTB operando en 1+1+1).
- La falla se divide en cuatro escalones según Decreto del P.E. (CTR+10% para el primer escalón (266 USD/MWh), 600 USD/MWh el segundo, 2400 USD/MWh el tercero y 4000 USD/MWh el cuarto).
- Se utiliza la versión iie 19.193 de SimSEE
- Se consideran los postes horarios y las duraciones que se muestran en la Tabla 2

**4.2.1 Caso Base - Balance energético y costos – paso semanal**

PAM 2019-10-2 Caso Base - Semanal

**SimSEE**

semana 40 de 2019 a 13 de 2020

GENERACIÓN (GWh)	Sim SEE	COSTO (MU\$)	COSTO (MU\$) (Incluye el costo no combustible)
Terra	385	Salto Grande	11.0
Baygorria	244	Motores FO	0.8
Palmar	803	Térmico Fuel oil	0.8
Rio Negro	1432	PTB GO	2.4
Salto Grande	1833	PTI 1-6 GO	0.3
Total Hidráulica	3265	PTI 7 y 8	0.3
Motores	6	CTR	0.2
PTBGO	17	Térmico gasoil	3.2
PTI1-6 GO	1	PTB GN	7.5
PTI7 y 8	1	PTI 1-6 GN	5.8
CTR	1	Térmico GN	13.3
PTBGN	77	Total Térmico	17.3
PTI1-6 GN	66	Eólica privados	152.9
Total Térmica	169	GEN DIST (biomasa+fósil)	8.1
Eólica UTE	270	UPM	6.3
Eólica privados	2313	Montes del Plata	24.6
Eólica Total	2583	Solar	19.4
GEN DIST (biomasa+fósil)	109	Total Autop + otros	58.5
UPM	70	Exportación Brasil	-1.7
Montes del Plata	274	Exportación Argentina	-8.6
Solar	209	Imp. Rivera	0.0
Ofertas de oportunidad no exportada	-290	Imp. Contingente Arg.	0.0
Exportación Brasil	-42	Imp. Melo	0.0
Exportación Argentina	-686	Total Intercambios	-10.3
Imp. Rivera	0.0	Cargo Fijo	0.0
Imp. Contingente Arg.	0.0	FALLA 1	0.1
Imp. Melo	0.1	FALLA 2	0.0
FALLA 1	0.3	FALLA 3	0.0
FALLA 2	0.0	FALLA 4	0.0
FALLA 3	0.0	TOTAL Falla	0.1
FALLA 4	0.0	Costo Operativo UTE	229.4
TOTAL Falla	0.3	Costo Operativo País	218.4
Demanda Total	5660	Costo Total UTE	229.5
		Costo Total País	218.5
		Cota promedio final (m)	75.93

Tabla 22: Caso Base - Balance energético y Costos\_ Resultados sala de paso semanal

**Notas:**



## ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

- Se valoriza la generación eólica a 67 US\$/MWh y 45 US\$/MWh para los parques eólicos de ex Vecodesa.
- Se valoriza la generación solar a 93 US\$/MWh.
- Se valoriza UPM y Montes del Plata a 90 US\$/MWh.
- Se valoriza la generación de biomasa y la generación de precio nulo a 90 US\$/MWh.

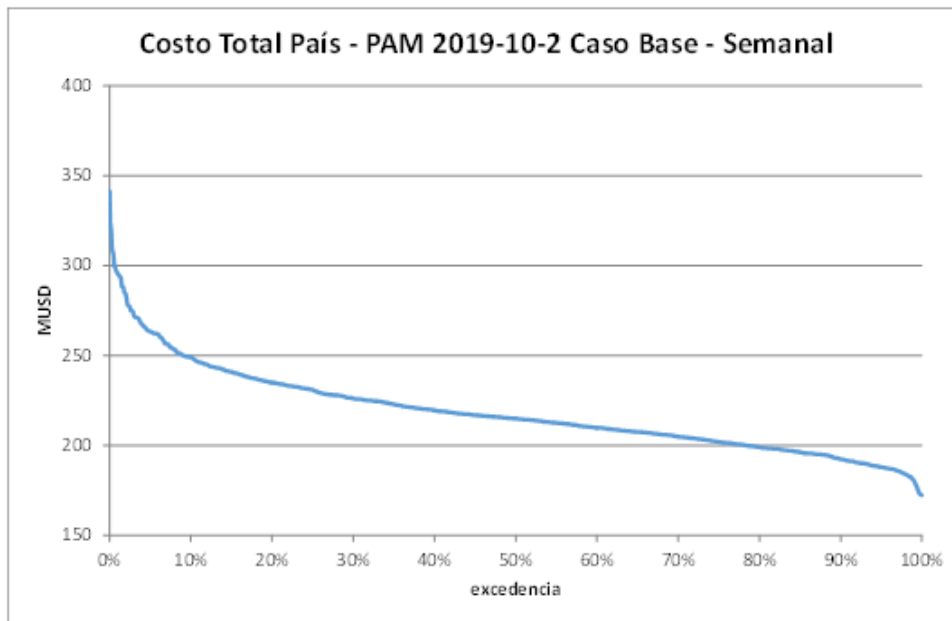


Tabla 23: Caso Base - Excedencias de Costos – paso semanal

**4.2.2 Caso Base - Análisis de falla - paso semanal**

En la Figura 10 y en la Figura 11 se presentan gráficamente las curvas de excedencia de falla semanal.

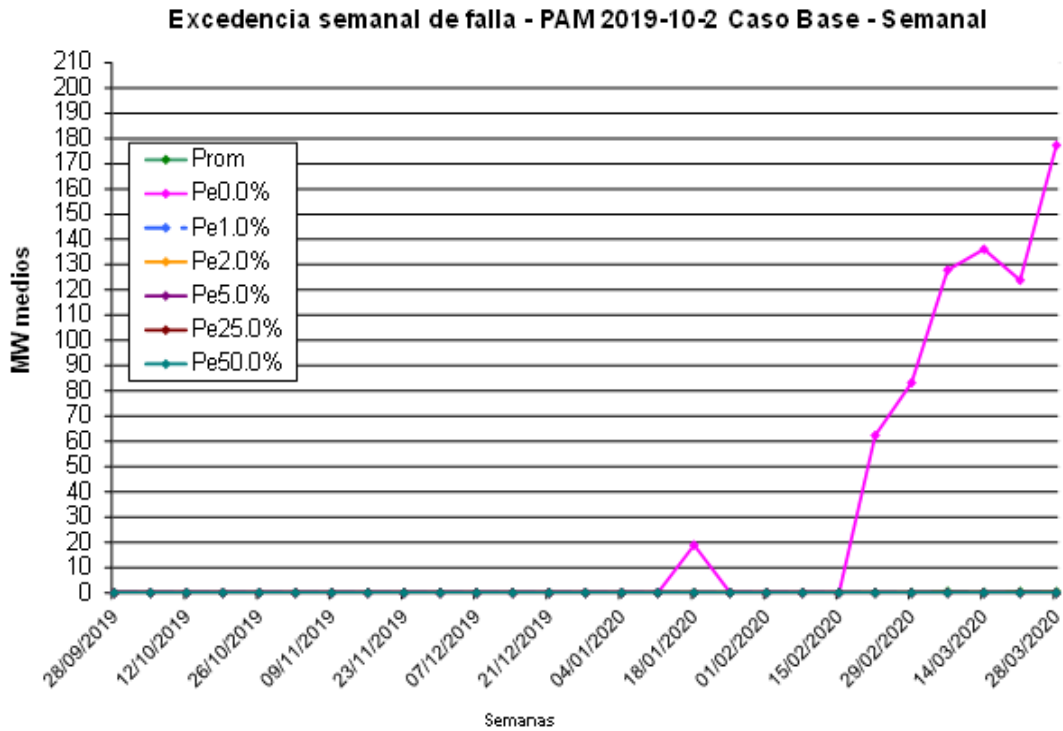


Figura 10: Caso Base - Excedencia de Falla semanal- paso semanal

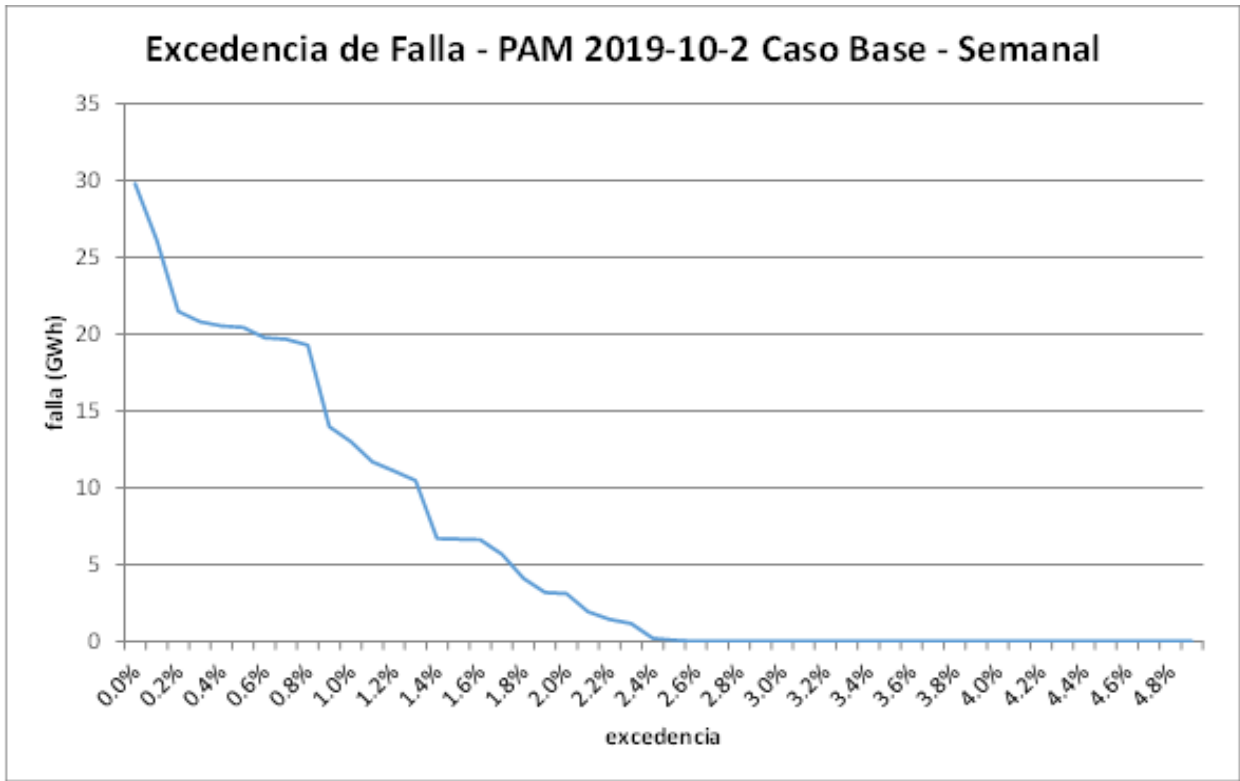


Figura 11: Caso Base - Excedencia de Falla en GWh - Sala de paso semanal



### 4.2.3 Caso Base - Evolución de la cota del lago de Bonete- Paso semanal

En la Figura 12 se muestra la evolución de la cota de Bonete en sala semanal.

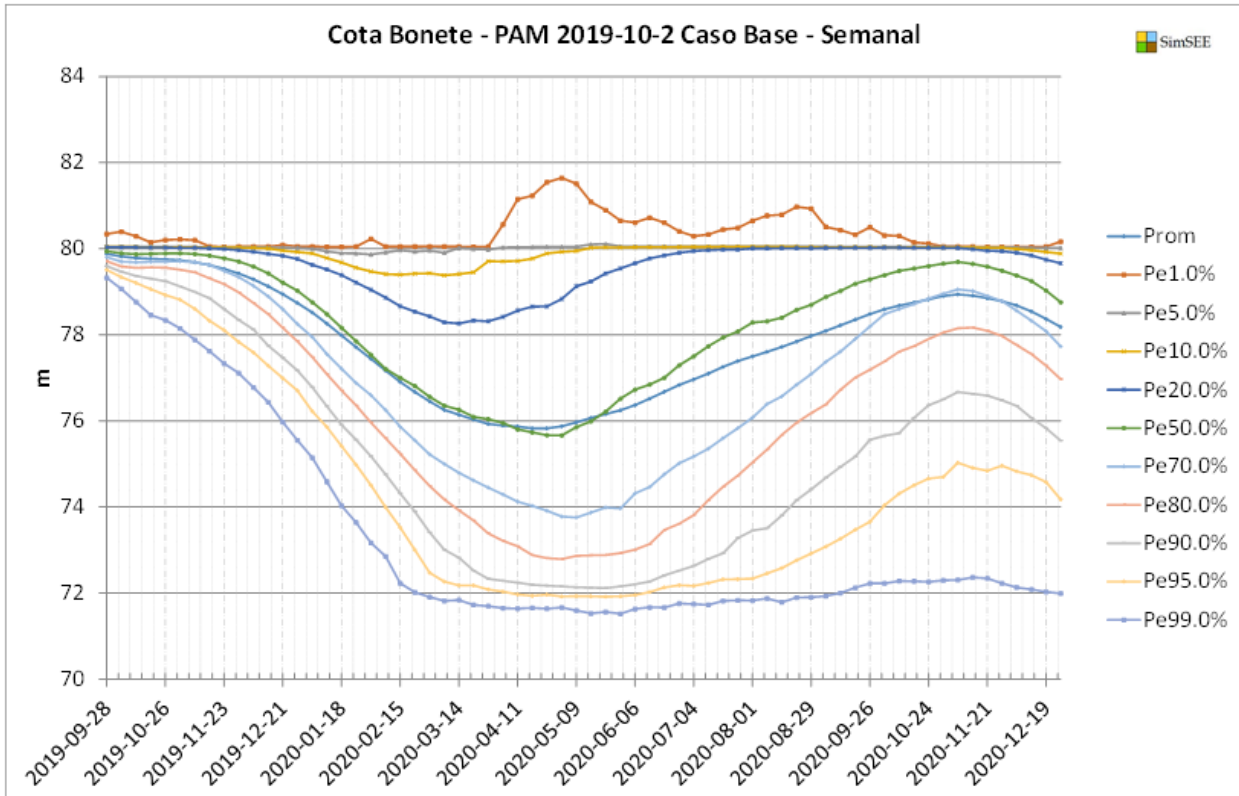


Figura 12: Caso Base - Evolución de la cota de Bonete en la sala semanal

De las 1000 crónicas simuladas: hay 116 crónicas que en alguna semana del período (s40 de 2019 a s13 de 2020) pasan por cotas inferiores a 72.3 m y hay 92 crónicas que en alguna semana del período (s40 de 2019 a s13 de 2020) pasan por cotas superiores a 80.1 m.



#### **4.3 ANEXO 3 – Resultados del Caso Base- Sala de paso diario obtenidos por la Unidad PEG de UTE - Melilla**

A continuación se presentan los resultados obtenidos de una simulación con paso diario por la Unidad PEG de UTE - Melilla.

Se conservan las hipótesis y modelado de la sala de paso semanal del Anexo 4.2 salvo los siguientes puntos:

- La central térmica del ciclo Combinado está representada a través de dos nodos y dos arcos iguales; a cada nodo se conectan dos generadores térmicos con mínimo técnico: una turbina de gas modelada como un generador con encendido y apagado por poste, y “medio ciclo combinado” (es decir, PTB funcionando en 1+1+1) como un generador con encendido y apagado por paso de tiempo. Estos dos generadores se conectan al nodo mediante un arco donde se modela la potencia máxima de ambas unidades, su disponibilidad y tiempo medio de reparación. De esta forma se logra una mejor aproximación al funcionamiento de cada unidad de PTB cuando funciona en ciclo abierto y cerrado.
- Se consideran dos escalones de Falla: 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) reflejando la Falla 4.
- Se consideran los embalses de Bonete, Palmar y Salto Grande
- Se utiliza una CEGH de aportes de paso diario, que tiene las mismas variables de estado que la CEGH de paso semanal.
- Fechas de optimización: 14/09/2019 – 27/03/2021, enganchada al Costo Futuro de la sala de paso semanal
- Fechas de simulación: 14/09/2019 – 02/01/2021 (semana 38 de 2019 a semana 52 de 2020)
- Fecha de guarda de la simulación: 28/09/2019 (semana 40 de 2019)
- El número de crónicas a optimizar se disminuye a 4.
- 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 último poste al Valle.

### 4.3.1 Caso Base - Análisis de Falla- Paso diario

En la Figura 13 y en la Figura 14 se muestra la excedencia de Falla de la sala de paso diario.

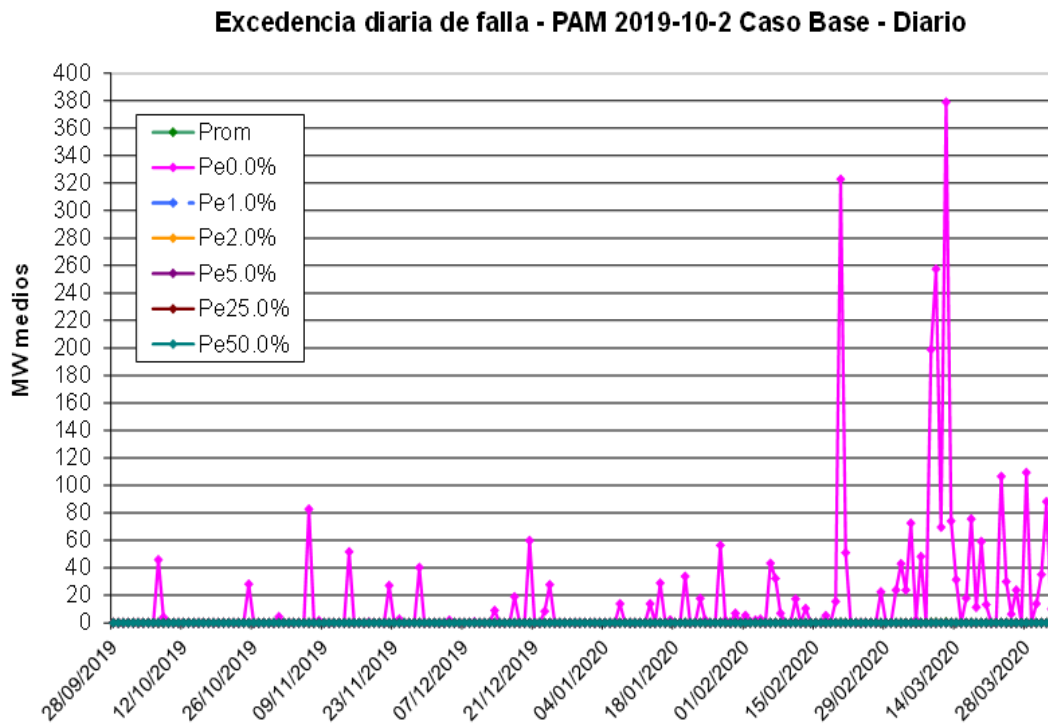


Figura 13: Caso Base - Excedencia de Falla – paso diario

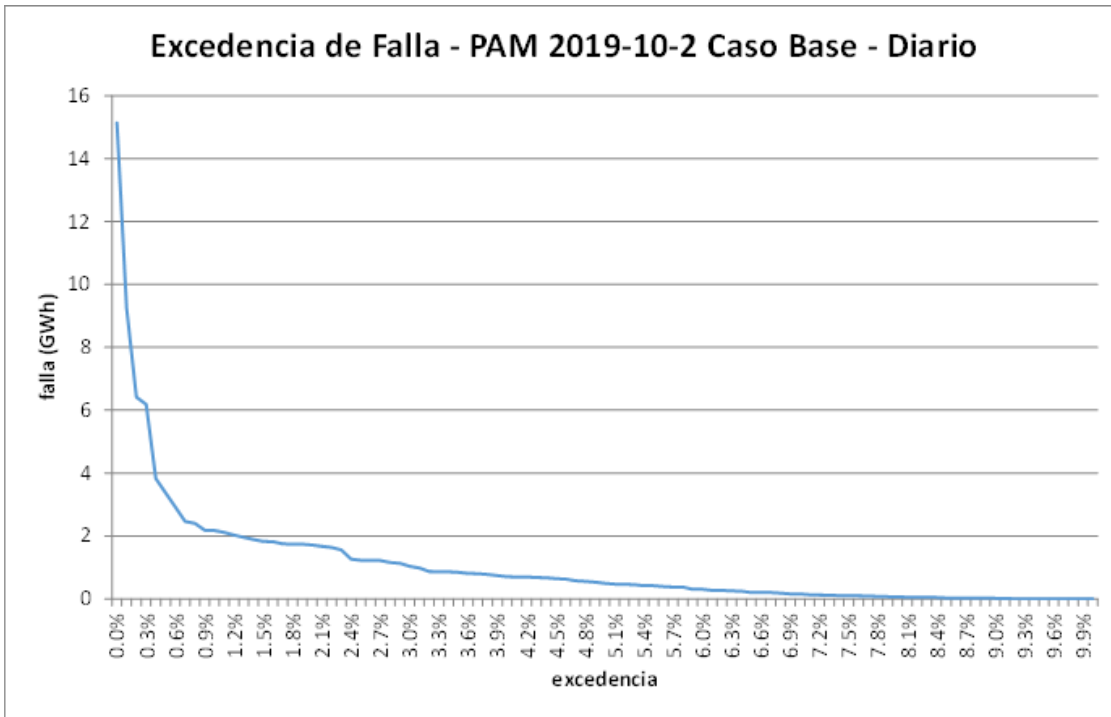


Figura 14: Caso Base - Excedencia de Falla (GWh)- paso diario

De la observación de los gráficos antes presentados, se concluye que no existe riesgo de falla por falta de energía en el período considerado según el modelo utilizado. Se cree que los riesgos a atender en el abastecimiento de la demanda responden a eventuales faltas de potencia instantánea asociadas a cambios rápidos de las fuentes autodespachadas (principalmente eólica) en conjunción con arranques fallidos o roturas de las unidades térmicas de respaldo.

4.3.2 Caso Base - Evolución de la cota de Bonete- paso diario

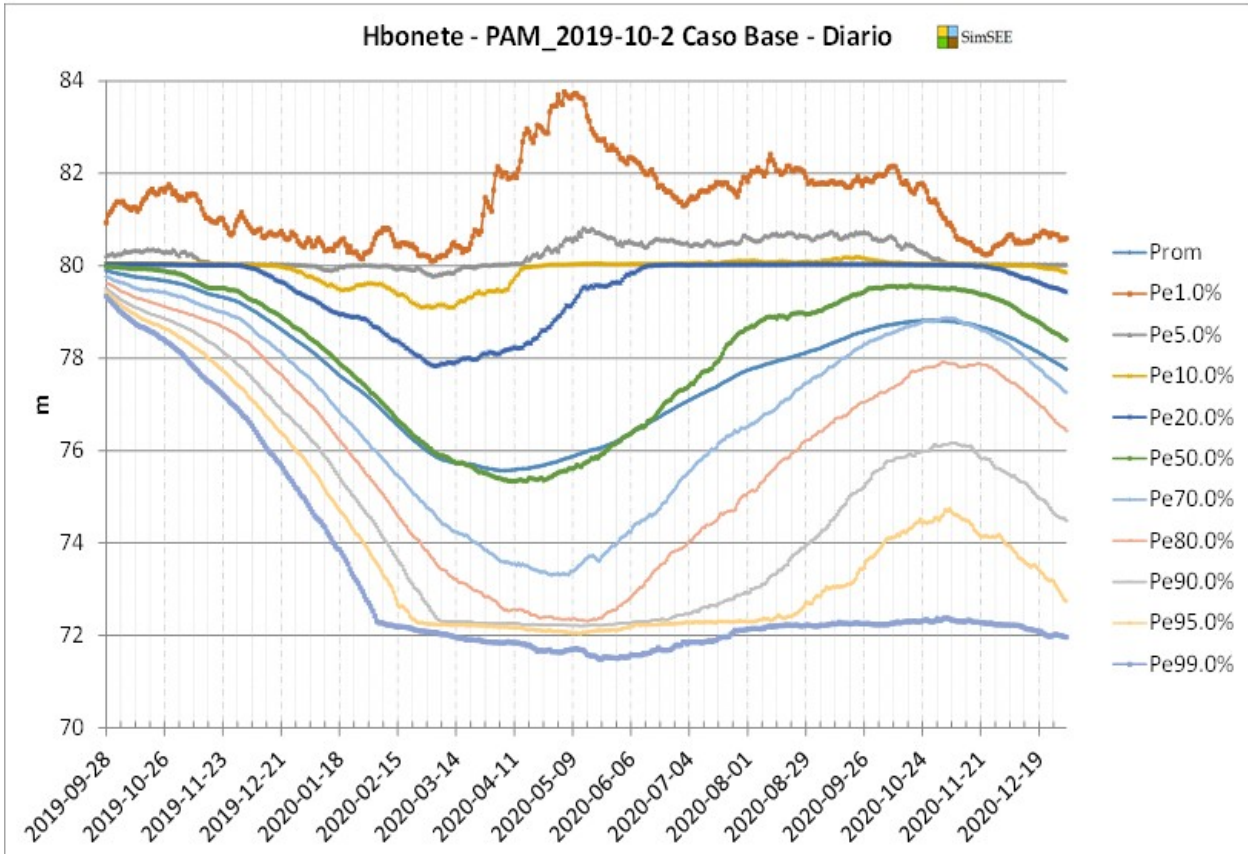


Figura 15: Caso Base - Evolución de la cota de Bonete - Sala de paso diario

De las 1000 crónicas simuladas: hay 201 crónicas que en algún día del período (s40 de 2019 a s13 de 2020) pasan por cotas inferiores a 72.3 m y hay 294 crónicas que en algún día del período (s40 de 2019 a s13 de 2020) pasan por cotas superiores a 80.1 m.

**4.3.3 Caso Base - Balance energético y costos operativos- paso diario**

PAM\_2019-10-2 Caso Base - Diario

**SimSEE**

semana 40 de 2019 a 13 de 2020

GENERACIÓN (GWh)	SimSEE	COSTO (MUS\$)	COSTO (MUS\$) (incluye el costo no combustible)
Terra	406	Salto Grande	11.0
Baygorria	266	Motores FO	0.7
Palmar	810	Térmico Fuel oil	0.7
Rio Negro	1481	PTB GO	2.5
Salto Grande	1838	PTI 1-6 GO	0.6
<b>Total Hidráulica</b>	<b>3319</b>	PTI 7 y 8	0.5
Motores	5	CTR	0.4
PTB GO	17	Térmico gas oil	4.0
PTI 1-6 GO	3	PTB GN	8.5
PTI 7 y 8	2	PTI 1-6 GN	3.0
CTR	2	Térmico GN	11.5
PTB GN	105	<b>Total Térmico</b>	<b>16.2</b>
PTI 1-6 GN	33	Eólica privados	152.9
<b>Total Térmica</b>	<b>166</b>	GEN DIST (biomasa+fósil)	8.0
Eólica UTE	270	UPM	6.1
Eólica privados	2313	Montes de Plata	24.6
<b>Eólica Total</b>	<b>2583</b>	Solar	19.4
GEN DIST (biomasa+fósil)	106	<b>Total Autop + otros</b>	<b>58.1</b>
UPM	68	Exportación Brasil	-2.2
Montes de Plata	273	Exportación Argentina	-8.6
Solar	209	Imp. Rivera	0.0
Ofertas de oportunidad no exportada	-317	Imp. Contingente A rg.	0.0
Exportación Brasil	-54	Imp. Melo	0.1
Exportación Argentina	-690	<b>Total Intercambios</b>	<b>-10.7</b>
Imp. Rivera	0.0	Cargo Fijo	0.0
Imp. Contingente A rg.	0.0	FALLA 1	0.3
Imp. Melo	0.3	FALLA 2	0.0
FALLA 1	0.1	<b>TOTAL Falla</b>	<b>0.3</b>
FALLA 2	0.0	Costo Operativo UTE	227.5
<b>TOTAL Falla</b>	<b>0.1</b>	Costo Operativo País	216.5
Demanda Total	5662	<b>Costo Total UTE</b>	<b>227.8</b>
		Costo Total País	216.8
		Cota promedio final (m)	75.58

Tabla 24: Caso Base - Balance energético y costos- paso diario

**Notas:**

Yaguarón 1407 – Oficina 809

Tel. 2901 1630

[www.adme.com.uy](http://www.adme.com.uy)



## ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

- Se valoriza la generación eólica a 67 US\$/MWh y 45 US\$/MWh para los parques eólicos de ex Vecodesa.
- Se valoriza la generación solar a 93 US\$/MWh.
- Se valoriza UPM y Montes del Plata a 90 US\$/MWh.
- Se valoriza la generación de biomasa a 90 US\$/MWh.

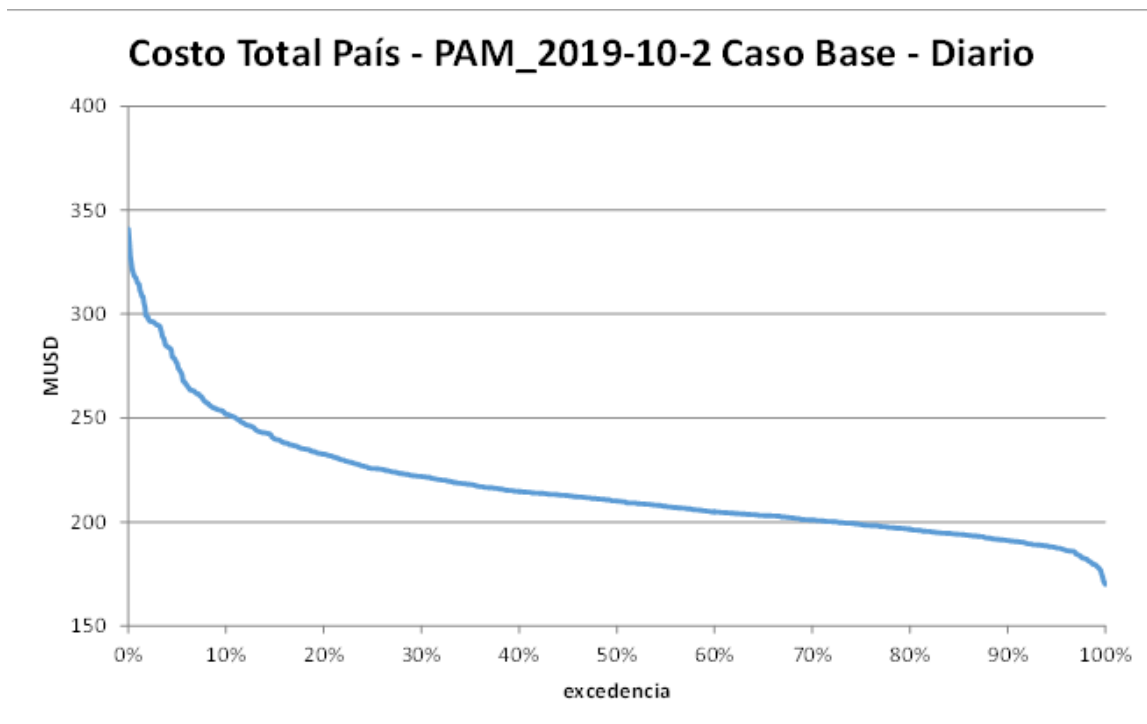


Figura 16: Caso Base - Excedencias del Costo total -paso diario



<b>1 RESUMEN EJECUTIVO.....</b>	<b>2</b>
<b>2 HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA.....</b>	<b>3</b>
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.....	9
2.5 Precios de los combustibles.....	9
2.6 Intercambio de Energía.....	12
2.7 Ciclo Combinado.....	12
2.8 Factor de respuesta unidades térmicas de UTE:.....	13
2.9 Generadores de fuente eólica, solar y biomasa.....	13
2.10 Red de Trasmisión.....	16
2.11 Conversoras de Frecuencia.....	16
2.12 Información adicional del modelado.....	17
<b>3 PAM OCTUBRE 2019 – MARZO 2020.....</b>	<b>18</b>
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.....	27
3.2.4 Despacho Promedio.....	29
3.2.5 Costo marginal del Sistema.....	30
<b>4 ANEXOS.....</b>	<b>31</b>
4.1 ANEXO 1 – Información de Agentes.....	31
4.2 ANEXO 2 – Resultados del Caso Base- Sala de paso semanal obtenidos por la Unidad PEG de UTE - Melilla.....	36
4.2.1 Caso Base - Balance energético y costos – paso semanal.....	37
4.2.2 Caso Base - Análisis de falla - paso semanal.....	39
4.2.3 Caso Base - Evolución de la cota del lago de Bonete- Paso semanal.....	41





<b>4.3 ANEXO 3 – Resultados del Caso Base- Sala de paso diario obtenidos por la Unidad PEG de UTE - Melilla.....</b>	<b>42</b>
4.3.1 Caso Base - Análisis de Falla- Paso diario.....	43
4.3.2 Caso Base - Evolución de la cota de Bonete- paso diario.....	45
4.3.3 Caso Base - Balance energético y costos operativos- paso diario.....	46
<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>49</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS.....</b>	<b>49</b>

## Índice de figuras

Figura 1: Previsión Climática estacional por tercil.....	5
Figura 2: Modelos de previsión del Niño/Niña.....	6
Figura 3: Previsión Niño/Niña.....	7
Figura 4: Evolución prevista del Respaldo Nacional no hidráulico del Sistema.....	25
Figura 5: Potencia media de falla diaria.....	26
Figura 6: Energía de Falla Acumulada -paso diario hasta fines del año 2020.....	27
Figura 7: Evolución de la cota de Bonete -paso diario.....	28
Figura 8: Despacho promedio diario -paso diario.....	29
Figura 9: Evolución del Costo Marginal del Sistema- paso diario.....	30
Figura 10: Caso Base - Excedencia de Falla semanal- paso semanal.....	39
Figura 11: Caso Base - Excedencia de Falla en GWh - Sala de paso semanal.....	40
Figura 12: Caso Base - Evolución de la cota de Bonete en la sala semanal.....	41
Figura 13: Caso Base - Excedencia de Falla – paso diario.....	43
Figura 14: Caso Base - Excedencia de Falla (GWh)- paso diario.....	44
Figura 15: Caso Base - Evolución de la cota de Bonete - Sala de paso diario.....	45
Figura 16: Caso Base - Excedencias del Costo total -paso diario.....	47

## Índice de tablas

Tabla 1: Demanda real y previsión del año 2009 al 2023.....	8
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



## ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

---

Tabla 5: Costo variable 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: Parques Eólicos considerados en este estudio.....	15
Tabla 9: Generadores solares fotovoltaicos considerados.....	16
Tabla 10: Mantenimientos de las unidades térmicas del SIN para el año 2019.....	18
Tabla 11: Mantenimientos de las unidades térmicas del SIN para el año 2020.....	20
Tabla 12: Mantenimientos de las unidades térmicas del SIN para el año 2021.....	21
Tabla 13: Mantenimientos de las unidades hidráulicas del SIN para el año 2019.....	22
Tabla 14: Mantenimientos de las unidades hidráulicas del SIN para el año 2020.....	23
Tabla 15: Mantenimientos de las unidades hidráulicas del SIN para el año 2021.....	24
Tabla 16: Información enviada por los Agentes I.....	31
Tabla 17: Información enviada por los Agentes II.....	32
Tabla 18: Mantenimientos de Salto Grande desde Octubre 2019 a Mayo 2020.....	33
Tabla 19: Mantenimientos de Salto Grande desde Junio 2020 a Enero 2021.....	34
Tabla 20: Mantenimientos de Salto Grande desde Febrero 2021 a Octubre 2021.....	35
Tabla 21: Mantenimientos de Salto Grande desde Octubre 2021 a Diciembre 2021.....	36
Tabla 22: Caso Base - Balance energético y Costos_ Resultados sala de paso semanal.....	37
Tabla 23: Caso Base - Excedencias de Costos – paso semanal.....	38
Tabla 24: Caso Base - Balance energético y costos- paso diario.....	46