



Programa Anual de Mantenimiento (PAM) Abril 2018 – Setiembre 2018

**ADME Marzo 2018
Montevideo - Uruguay**

En la elaboración de este PAM trabajaron:

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

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

Montevideo 20/03/2018



1 Resumen ejecutivo.

Se presenta a continuación el resumen de las hipótesis más relevantes consideradas, los casos de estudio realizados, los resultados principales obtenidos y las conclusiones para la realización del Plan Anual de Mantenimiento.

Hipótesis principales:

- Para los próximos dos meses la probabilidad de Niña es de 52% tendiendo a disminuir y pasar a estado neutral para el invierno.
- La coyuntura en Argentina y en Brasil no ha cambiado, se mantiene el modelado del comercio internacional utilizado en la PES vigente (ver apartado 2.3 y 2.4).
- Se actualiza el cronograma de entrada previsto para el Ciclo Combinado. Entrada en servicio el 02/04/2018 para la unidad 2 en ciclo abierto, con la combinación del ciclo el 01/12/2018.

Casos de estudio:

- Se realizan dos casos de estudio que difieren entre sí en la fecha de mantenimiento de la unidad 2 de Bonete, el que a su vez provoca modificaciones en los trabajos a realizar en unidades de Palmar. El caso 1 es con el mantenimiento en primavera y el caso 2 es con el mantenimiento en otoño. A su vez cada uno de estos casos se corre con y sin CVaR.

Resultados:

Se presenta en la siguiente tabla un resumen de los resultados más relevantes obtenidos de los casos de estudio.

Para cada caso de estudio se lista:

1. Costo Total País: Es el Costo de Abastecimiento de la Demanda.
2. Falla/Demanda: Es el cociente entre el valor esperado del total de energía de Falla y el total de energía demandada.
3. Crónicas con Falla 3+4: Es el porcentaje de crónicas simuladas en las que se incurre en Falla 3 y Falla 4.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Casos de estudio	Costo Total País (MUSD)	Falla/Demanda (%)	Crónicas con Falla 3+4 (%)
Caso 1	254.7	0.038	3.3
Caso 2	254.9	0.038	3.3
Caso 1 con CVaR	256.0	0.030	2.4
Caso 2 con CVaR	256.2	0.030	2.4

Conclusiones:

A partir de los resultados obtenidos para los 2 casos de estudio se concluye que ambos casos analizados son aceptables para el sistema, existiendo flexibilidad para la realización de los trabajos sobre la unidad 2 de Central Hidroeléctrica Terra. Se recomienda aceptar las solicitudes de mantenimiento recibidas, señalando la importancia para la seguridad del sistema de la puesta en operación de las dos unidades del Ciclo Combinado en el período estudiado.

Los casos analizados presentan entre sí una diferencia en el Costo Total País inferior al 0.1% y valores de Falla prácticamente iguales, destacando que se tiene una probabilidad menor al 4% de incurrir en Falla 3+4.

Las simulaciones realizadas con CVaR no presentan diferencias significativas con respecto a las otras, por lo que las conclusiones obtenidas se mantienen válidas.

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



2 Hipótesis

Se toman las hipótesis correspondientes a la re Programación Estacional vigente (PES 2018-02-1 Noviembre 2017 - Abril 2018).

Las principales novedades consisten en:

- Se actualizan los mantenimientos de acuerdo a las solicitudes recibidas por los responsables de las unidades generadoras.
- Se actualiza el cronograma de entrada previsto para el Ciclo Combinado. Entrada en servicio el 02/04/2018 para la unidad 2 en ciclo abierto, con la combinación del ciclo el 01/12/2018.
- No se representan limitaciones en el abastecimiento de combustible durante el período de tiempo a considerar.

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

Se realiza dos casos según fecha de mantenimiento de unidad 2 de Terra, con y sin CVAr:

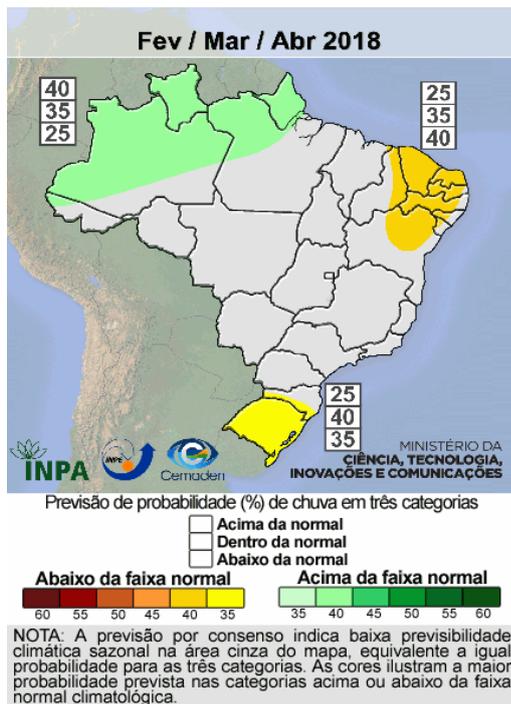
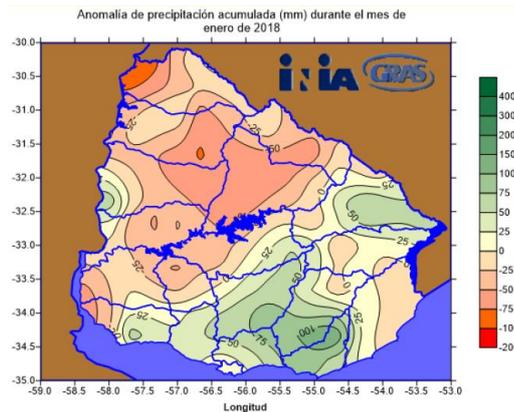
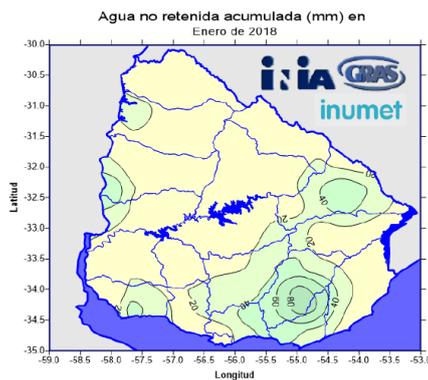
- Caso 1: Mantenimiento en primavera de 5 semanas.
- Caso 2: Mantenimiento de la U2 por 4 semanas comenzando el 9/4/2018 superpuesto al mantenimiento de Baygorria U1 pero desplazando el mantenimiento de Palmar U3 para la primavera. Se indisponen una semana la U2 de Terra hacia fines de invierno y primavera para realizar el cambio de interruptor que no se puede realizar en abril por no tener disponible el repuesto.

Situación hidrológica y 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, enero de 2018¹)



Según CPTEC, para la región Sur se indican lluvias con una probabilidad de 25% de estar por encima de lo normal, un 40% dentro de lo normal y un 35% debajo de lo normal.

Según informes de la NOA, para los próximos dos meses la probabilidad de Niña es de 52% tendiendo a disminuir y pasar a estado neutral para el invierno.

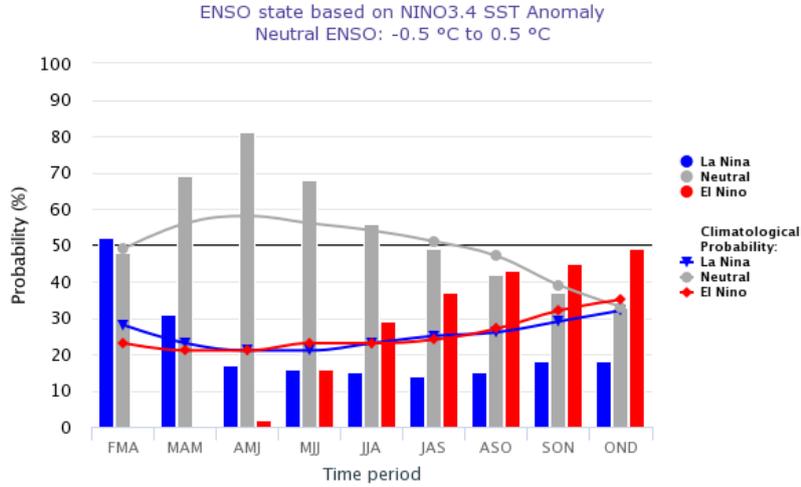
Se adjunta también la última proyección de largo alcance del IRI, que presenta estadísticas y proyecciones de mayor alcance temporal.

¹<http://www.inia.uy/Publicaciones/Documentos%20compartidos/Informe%20agroclimatico%20INIA-GRAS%20agosto%20de%202017.pdf>

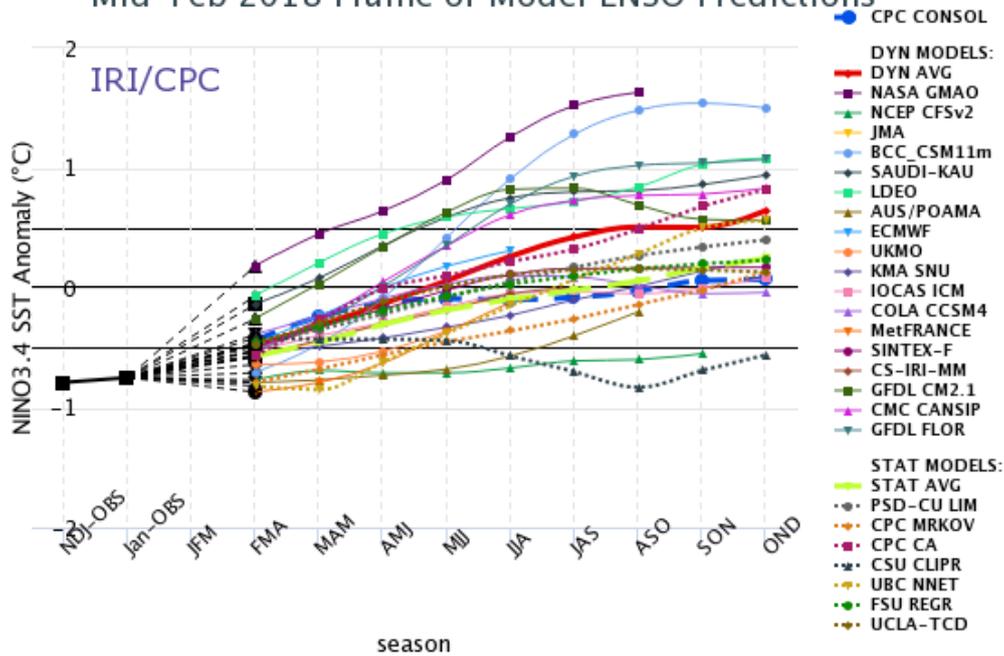


ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Mid-Feb IRI/CPC Model-Based Probabilistic ENSO Forecasts



Mid-Feb 2018 Plume of Model ENSO Predictions





2.1 Demanda

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	PREVISIÓN	10.722	-4,10%
2018	PREVISIÓN	11.248	4,91%
2019	PREVISIÓN	11.412	1,46%
2020	PREVISIÓN	11.686	2,40%
2021	PREVISIÓN	11.897	1,81%
2022	PREVISIÓN	12.152	2,14%

Los datos presentados corresponden a la proyección del grupo de demanda de UTE, realizada en Octubre de 2017.

Los postes 1 y 2 se corresponden con las horas del pico, el poste 3 con las horas del resto; y los postes 4 y 5 con las horas del valle.

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

2.2 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 60 USD/barril, evolucionando con tendencia según proyecciones de EIA. Se supone disponibilidad nula de gas natural argentino para PTA.

A partir de este valor se estima un diferencial por tipo de combustible derivado y se incorporan los costos de internación proporcionados por ANCAP.

Valores resultantes:



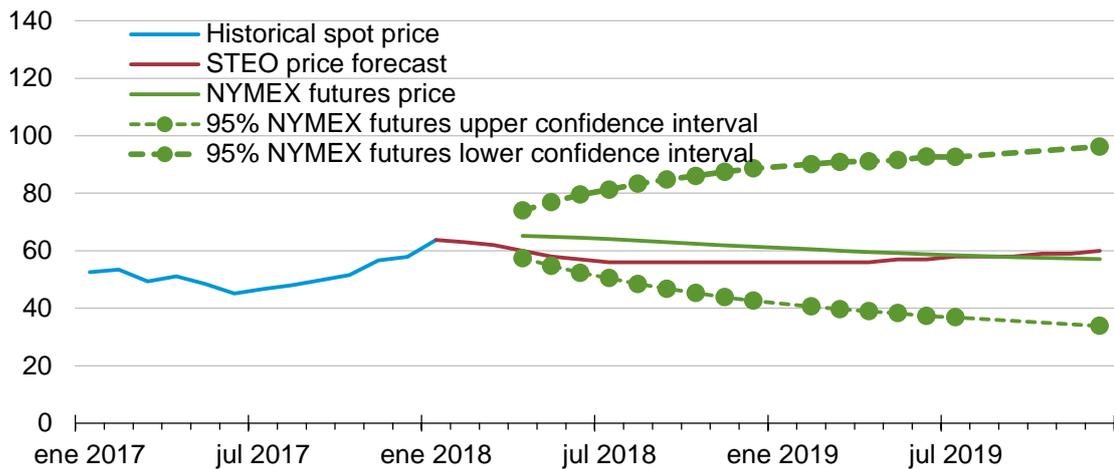
ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Precios de combustibles para la re programación estacional Nov-Abril 2018	
Referencia de Barril WTI (USD/barril)	
Precio de combustible derivado	WTI 60
Gas Oil (USD/m3)	531
Fuel Oil Motores (USD/Ton)	442
Densidad de FO 1.03 Kg/l	
Densidad de FOM 1.01 Kg/l	
1 Barril=158.9872949 litros	

La referencia para el valor del crudo Brent se estima en el entorno del mismo precio que el WTI, según valores actuales.

West Texas Intermediate (WTI) crude oil price

dollars per barrel



Note: Confidence interval derived from options market information for the 5 trading days ending Feb 1, 2018. Intervals not calculated for months with sparse trading in near-the-money options contracts.

Source: Short-Term Energy Outlook, February 2018, and CME Group.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Valores a ingresar en el modelo, WTI 60 U\$S/bbl								
Unidad	Potencia pleno PCN (MW)	PminTH (MW)	Consumo específico carga pleno gr/kWh	Consumo específico carga mínima gr/kWh	Variable Combustible U\$S/MWh	Variable No Combustible U\$S/MWh	Variable Total pleno U\$S/MWh	Variable Total mínimo U\$S/MWh
C.Battle Motores	10.0	1.0	224.62	224.62	99.3	12.2	111.5	111.5
PTA 1-6	48.0	15.0	224.64	348.19	141.2	8.7	149.9	227.5
CTR	104.0	20.0	285.75	585.79	179.6	4.2	183.8	372.3
PTA 7 y 8	24.0	0.3	244.40	6048.90	153.6	10.0	163.6	3811.1
PTB - CC abierto	181.3	29.9	245.70	481.00	154.4	5.0	159.4	307.3
PTB - CC cerrado	539.3	71.3	184.74	351.00	116.1	5.0	121.1	225.6

2.3 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 300MW. 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

Se modela una potencia de hasta 800 MW con disponibilidad 0.7 y precio 30 USD/MWh salvo en los periodos del 01-09 al 15-11 de 2018 y 2019 en donde la potencia disponible se reduce a 550 MW.

2.4 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.

En los balances económicos, parte de los excedentes se consideran energía vertida y parte se valora como ingresos por exportación.

2.5 Parque generador nacional

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



Ciclo Combinado: Se considera la planta de ciclo combinado a instalar en Punta del Tigre según el siguiente cronograma de incorporación y disponibilidad.

Potencia por turbina (MW)	07/10/2017	02/04/2018	01/12/2018	01/03/2019
TG1:	181	85%	85%	85%
TG2:	181	0%	85%	85%
TV:	181	0%	0%	70%

Se considera una vida útil del C.C. de 20 años, costos operación y mantenimiento aproximadamente 5 US\$/MWh operando con gasoil. El cronograma podría sufrir cambios que modifiquen las fechas propuestas, pero las mismas son la mejor estimación disponible al día de hoy.

2.6 Factor de respuesta unidades térmicas de UTE:

Dado que la convocatoria de las unidades térmicas ha sido baja, se presentan los factores de respuesta para el período agosto 2016 a enero de 2017.

En rojo se muestran los valores aplicados en los modelos como disponibilidad fortuita (los usados en la Programación Estacional vigente).

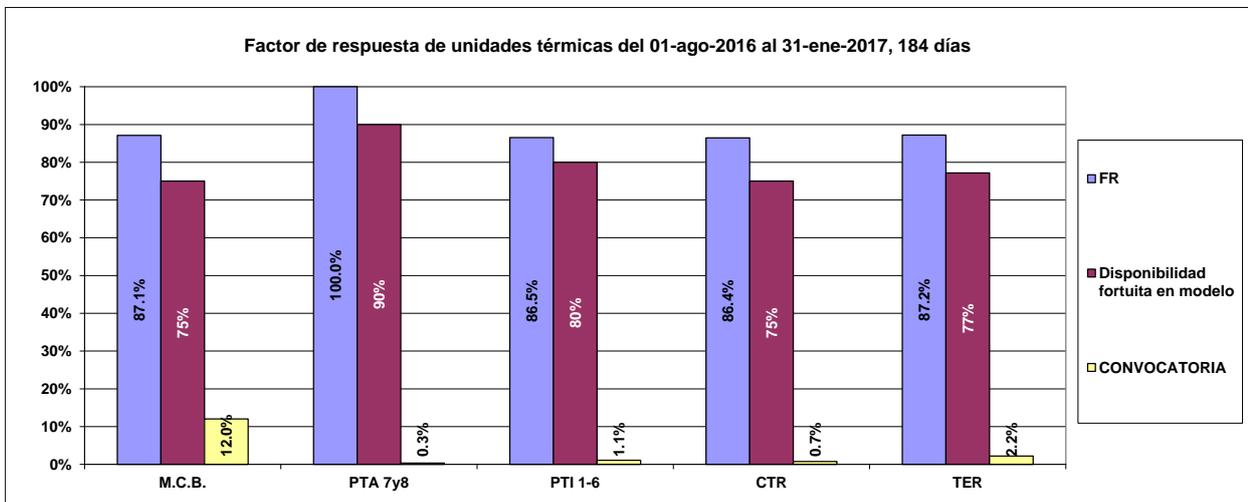


Gráfico 1

Se adoptó la siguiente tabla de valores base para la indisponibilidad fortuita debido a que el valor real calculado no es representativo al tener muy baja convocatoria. Dichos valores se van reduciendo de manera de ser conservadores:



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

	CBO Motores	Punta del Tigre	Punta del Tigre 7 y 8	CTR La Tablada
Coef de Disponibilidad	75%	80%	90%	75%
Desde el 1/1/2017	75%	80%	80%	75%
Desde el 1/1/2019	65%	70%	80%	70%

2.7 Generación Distribuída

Se muestra a continuación los valores de potencia equivalente utilizados. Se representa 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:

Generador	Potencia Efectiva(MW)	f.d. (p.u.) fortuita	TMR (horas)
Weyerhaeuser	1.2	1	0
UPM	20	0.9	72
Fenirol	8.93	1	72
Bioener	10	0.9	72
Montes del Plata	80	0.9	72
Galofer	8.9	1	0
Ponlar	4.4	0.78	72
Alur	3.1	1	0
Lanas Trinidad	0.3	1	0
Las Rosas	0.2	1	0
Liderdat	2.45	0.82	0



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

EOLICA:

Central Generadora	Agente Generador	Departamento	Potencia Autorizada (MW)	Fecha de inicio
CARACOLES 1 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	UTE	MALDONADO	10.0	10-02-2009
CARACOLES 2 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	UTE	MALDONADO	10.0	23-06-2010
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
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
NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2	NUEVO 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 EÓLICO 18 DE JULIO	IKEROL COMPANY S.A.	ROCHA	10.0	02-02-2017
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	UTE + Eletrobras	COLONIA	65.1	24-12-2014
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	FINGANO S.A.	MALDONADO	50.0	23-09-2015
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	VENGANO 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 KIYÚ	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	NUEVO 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 ROSARIO	TOGELY COMPANY S.A.	COLONIA	9.0	29-12-2015
PARQUE EÓLICO SOLÍS DE MATAOJO	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
PARQUE EÓLICO NUEVO PASTORALE I	VIENTOS DE PASTORALE S.A.	FLORES	49.2	24-05-2017
ARIAS	UTE + Accionistas	FLORES	70.0	17-04-2017
TOTAL			1424	

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Autorizada (MW)	Año inicio 1	Semana inicio 1	Potencia inicio 1	Año inicio 2	Semana inicio 2	Potencia inicio 2
PARQUE CERRO GRANDE	LADANER S.A.	50.00	2018	1	25	2018	4	25

MOTOGENERADORES:

NOMBRE	UTE Diesel	Zendaleather
UBICACIÓN	VARIOS	MONTEVIDEO
TIPO DE FUENTE PRIMARIA	Fósil	Fósil
AÑO DE INICIO	2005	2008
SEMANA DE INICIO	1	6
POTENCIA DISPONIBLE MW	6.0	3.20
FACTOR DE UTILIZACIÓN	2%	25%



FOTOVOLTAICA:

En servicio:

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Comprometida (MW)
ASAHI	MIEM-UTE	0.5
LA JACINTA	JACINTA SOLAR FARMS S.R.L.	50
RADITON	RADITON S.A. de TECNOVA RENOVABLES	8
ALTO CIELO	ALTO CIELO S.A.	20
CASALCO	CASALCO S.A. de TECNOVA RENOVABLES	1.75
NATELU	NATELU S.A.	9.5
YARNEL	YARNEL S.A.	9.5
DEL LITORAL	JOLIPARK S.A.	16
DICANO	DICANO S.A. de TECNOVA RENOVABLES	11.25
FENIMA	FENIMA S.A. de TECNOVA RENOVABLES	9.5
MENAFRA SOLAR	GIACOTE S.A.	20
PETILCORAN	PETILCORAN S. A. de TECNOVA RENOVABLES	9.5
ARAPEY SOLAR	GIACOTE S.A.	10
TS	LAFEMIR S.A.	1
ABRIL	ACCONSTRUCTORA S.A.	1
VINGANO	VINGANO S.A.	1
EL NARANJAL	COLIDIM S.A.	50
	TOTAL	226.75

2.8 Red de Trasmisión

No se cuenta con información sobre trabajos en la red de trasmisión que afecten la disponibilidad de generación. Se asume que no se darán situaciones de este tipo o que las mismas podrán coordinarse de modo que coincidan con las salidas programadas para mantenimiento de las unidades generadoras afectadas.

2.9 Modelo

- Se utiliza la versión 171 de SimSEE.
- Fecha de optimización: 03/03/2018 – 31/12/2020
- Fecha de la simulación: 03/03/2018 – 01/01/2020 (semana 10 de 2018 a semana 52 de 2019)
- Fecha de guarda de la simulación: 31/03/2018 – semana 14 de 2018
- La cota mínima operativa de Central Terra se establece en 70m.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

- La cota inicial del lago Bonete se estima en 75.11 m.
- Aportes al inicio, Bonete= 10 m³/s, Palmar= 10 m³/s, Salto= 1642 m³/s.
- Valor inicial del iN3.4: -0.4
- Demanda: Se utiliza como demanda detallada la generada con los valores proyectados de energía por el grupo de Demanda de UTE para los años siguientes.
- Se usa el sintetizador de aportes CEGH “SintetizadorCEGH_BPS_iN34_cmoBR”, 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.
- El costo “variable combustible” se considera calibrado para un precio del barril de petróleo WTI de 60 USD/Barril e indexado al precio de petróleo (índice “iPetroleo” en SimSEE) que se genera dentro de las Salas como el producto entre una Fuente del tipo Constante que da la tendencia (la proyección del valor esperado) y una Fuente del tipo Sintetizador CEGH que da la volatilidad (variación en torno a la tendencia).
- Se realiza la simulación con 1000 crónicas sintéticas.



3 PAM abril- setiembre 2018

3.1 Cronograma

Se modelan los siguientes mantenimientos enviados por agentes privados:

- Montes del Plata: semana 44 y 45 de 2018.
- Galofer: 19/03/2018 – 21/04/2018 y 01/09/2018 – 20/10/2018
- Ponlar: Semanas 37 y 38 de 2018.
- UPM: 08/04/2018 – 08/06/2018

Se presenta a continuación el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades térmicas de UTE en el período abril 2018 a diciembre 2019.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Administrador:
Mttos en amarillo estan confirmados por mail de Hirigiyen el 1/2/18

PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS E HIDRÁULICOS DEL S.I.N. AÑO 2018

	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						
	17-feb	24-feb	03-mar	10-mar	17-mar	24-mar	31-mar	07-abr	14-abr	21-abr	28-abr	05-may	12-may	19-may	26-may	02-jun	09-jun	16-jun	23-jun	30-jun	07-jul	14-jul	21-jul	28-jul	04-ago	11-ago	18-ago	25-ago	01-sep	08-sep	15-sep	22-sep	29-sep	06-oct	13-oct	20-oct	27-oct	03-nov	10-nov	17-nov	24-nov	01-dic	08-dic	15-dic	22-dic						
CBM	1	2	2	2	2	1	2	2	2	1	1	2	2	2	2	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	1	1	2	2	2	1	1	2	3	2	1	1						
CTR1																															X	X	X																		
CTR2																																																			
PTA1																																																			
PTA2																																																			
PTA3																																																			
PTA4																																																			
PTA5																																																			
PTA6																																																			
PTA 7y8-U7																																																			
PTA 7y8-U8																																																			
CC TG1																																																			
CC TG2																																																			
CC Comb																																																			



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS E HIDRÁULICOS DEL S.I.N. AÑO 2018																																																												
	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															
	17-feb	24-feb	03-mar	10-mar	17-mar	24-mar	31-mar	07-abr	14-abr	21-abr	28-abr	05-may	12-may	19-may	26-may	02-jun	09-jun	16-jun	23-jun	30-jun	07-jul	14-jul	21-jul	28-jul	04-ago	11-ago	18-ago	25-ago	01-sep	08-sep	15-sep	22-sep	29-sep	06-oct	13-oct	20-oct	27-oct	03-nov	10-nov	17-nov	24-nov	01-dic	08-dic	15-dic	22-dic															
BAY1																																																												
BAY2																																																												
BAY3																																																												
PAL1																																																												
PAL2																																																												
PAL3																																																												
BON1																																																												
BON2																																																												
BON3																																																												
BON4																																																												
CTM1																																																												
CTM2																																																												
CTM3																																																												
CTM4																																																												
CTM5																																																												
CTM6																																																												
CTM7																																																												
CTM8																																																												
CTM9																																																												
CTM10																																																												
CTM11																																																												
CTM12																																																												
CTM13																																																												
CTM14																																																												

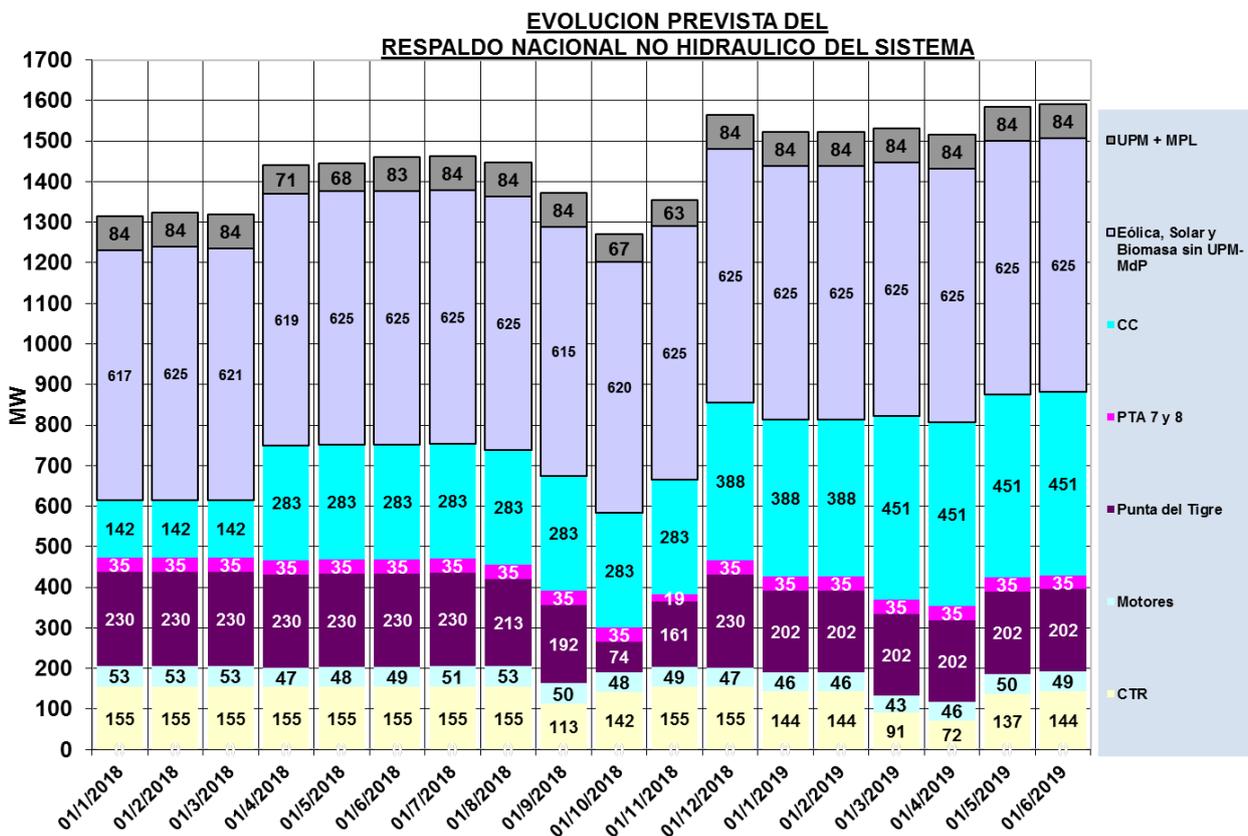
Administrador:
 es el caso azul 1 semana de bon 2 para cambio de interruptor



3.2 Resultados

3.2.1 Respaldo no hidráulico del sistema

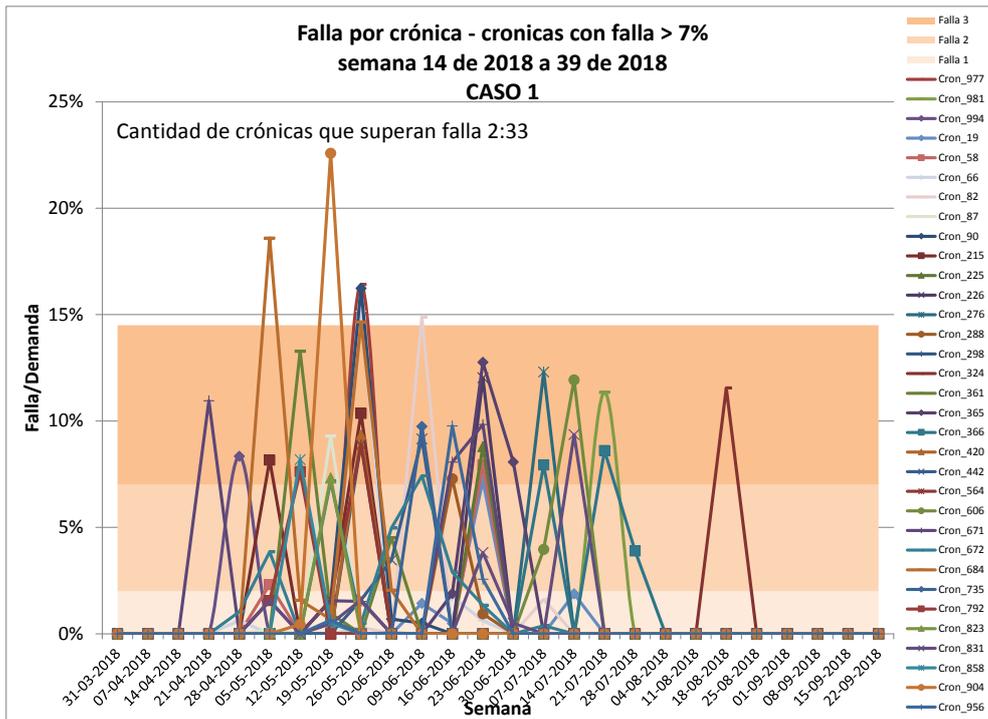
Se muestra a continuación un gráfico con la potencia media mensual resultante de aplicar el PAM y bajo las hipótesis de importación y expansión utilizadas (unidades no hidráulicas):





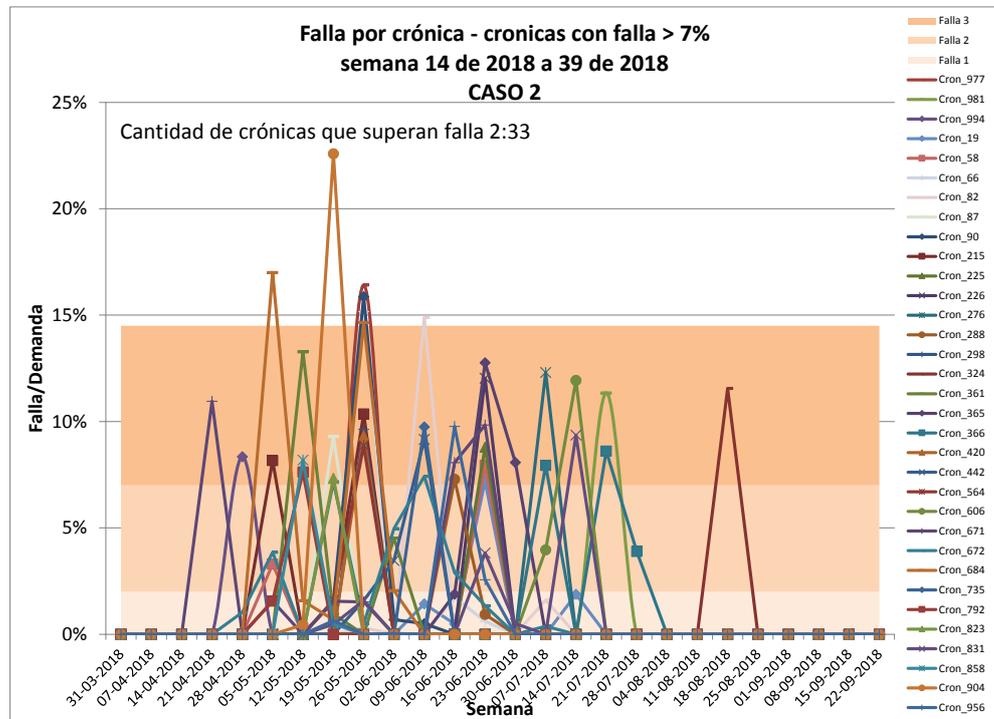
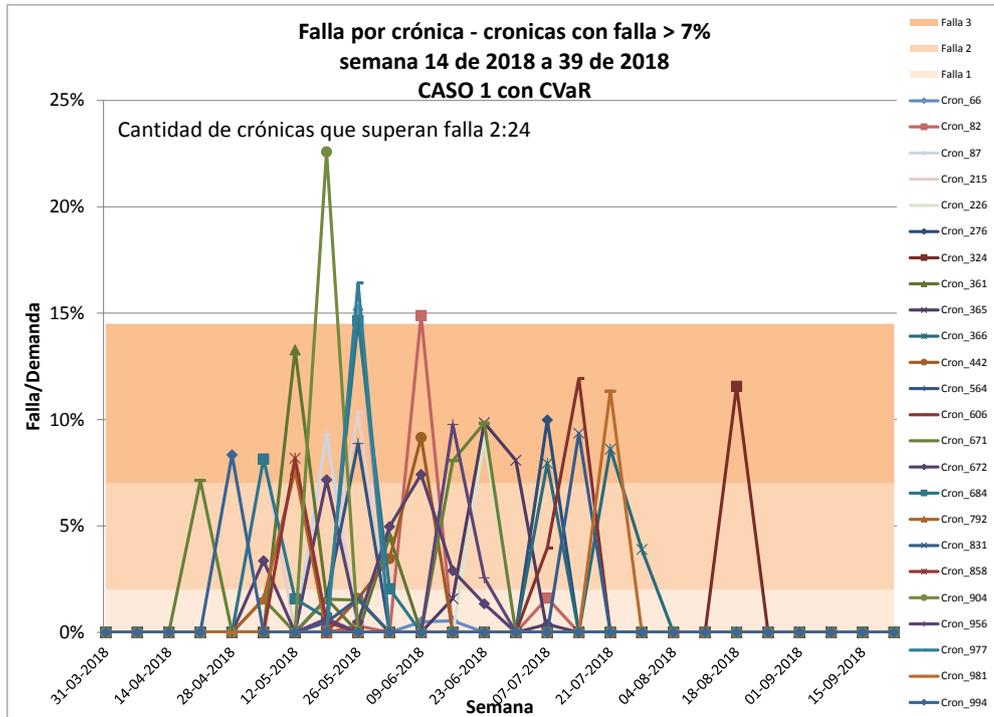
3.2.2 Análisis de falla

Sigue un gráfico con la evolución de la falla en aquellas crónicas que alcanzan o superan Falla 1 en el período abril a setiembre de 2018.



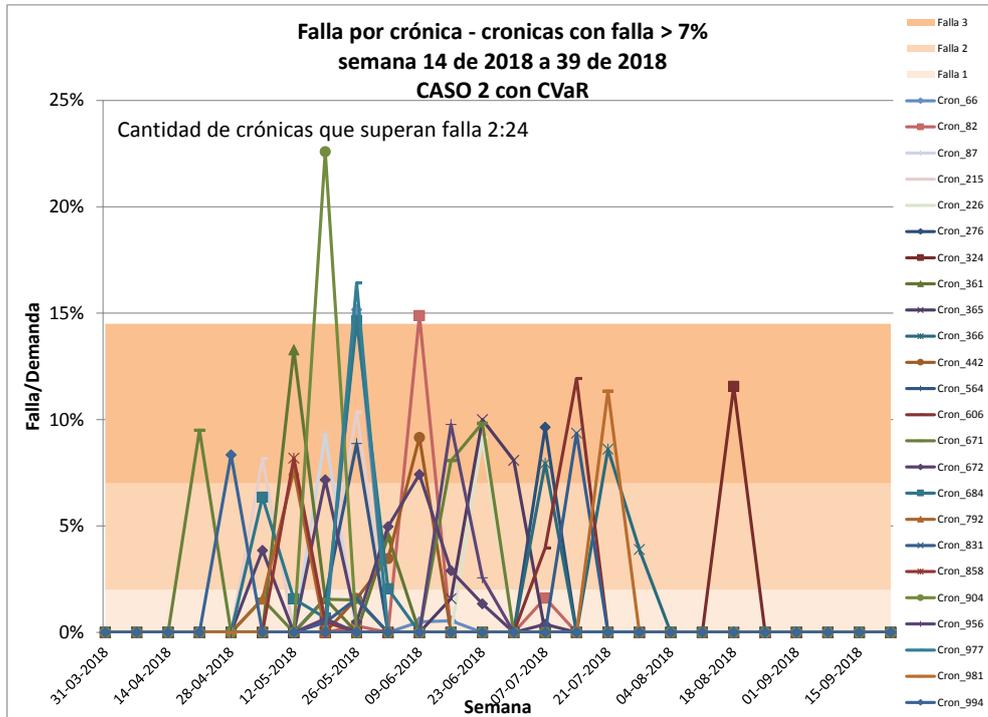


ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

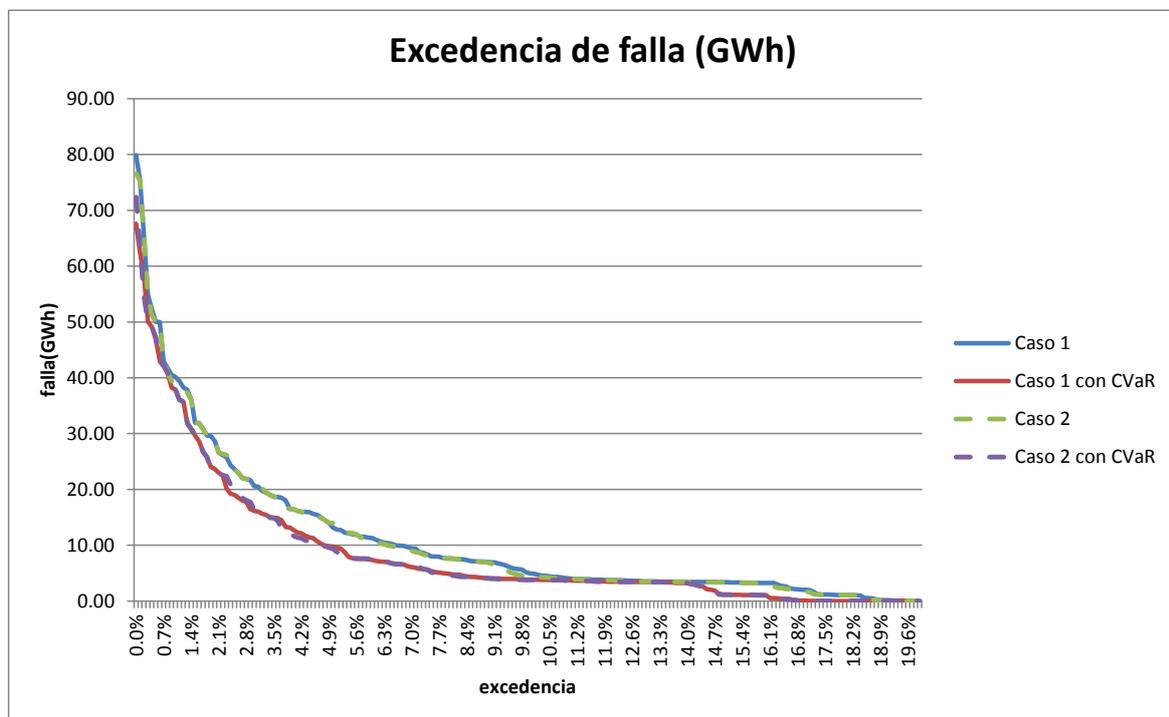




ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO



A continuación se presentan gráficamente las curvas de excedencia de falla en porcentaje de la demanda y en GWh:

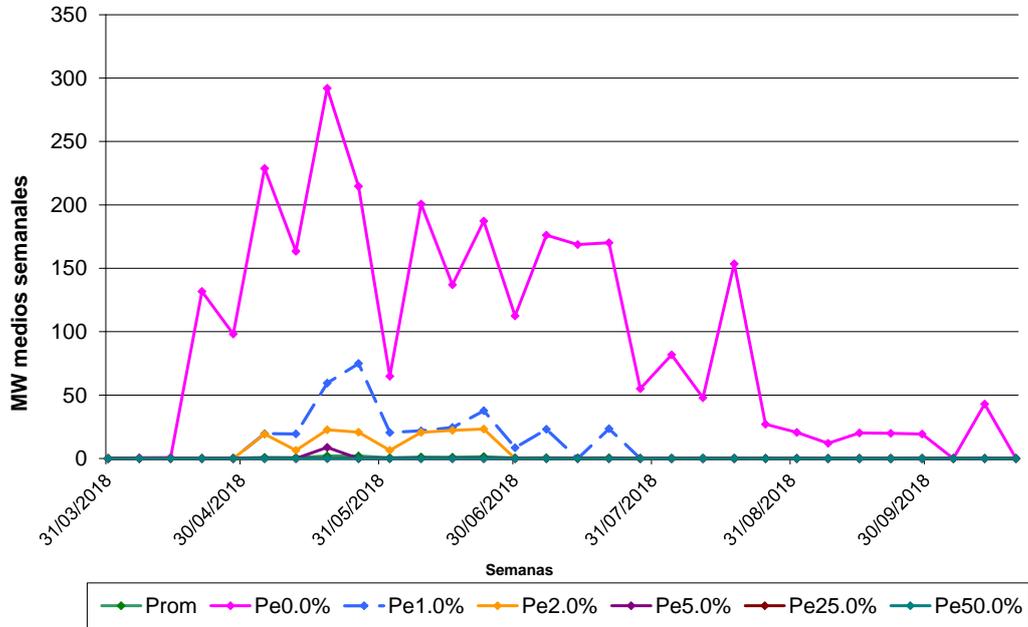


A continuación se presentan gráficamente las curvas de excedencia de falla semanal.

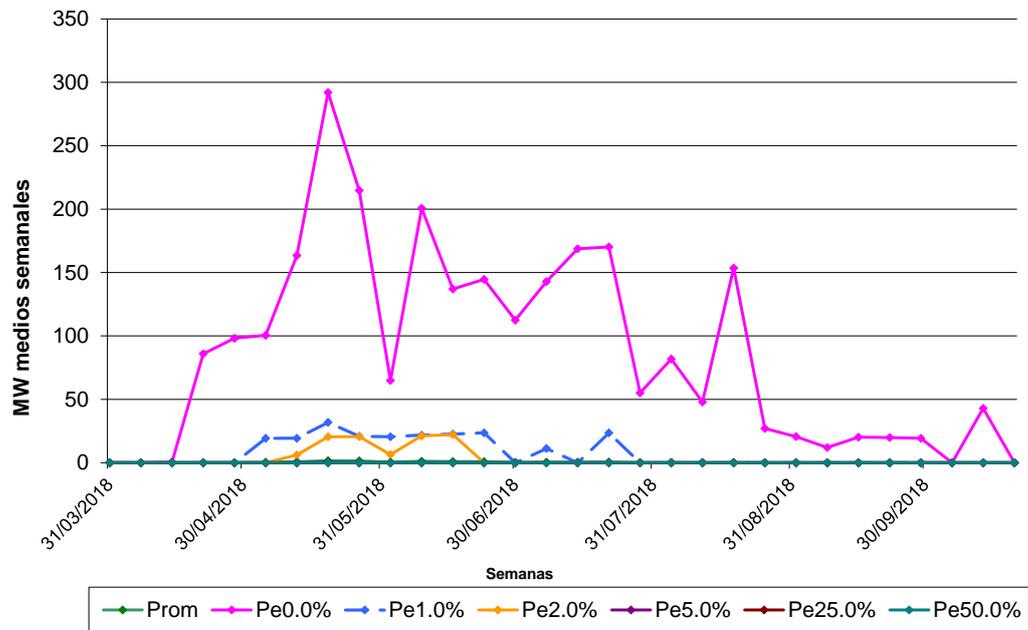


ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Excedencia semanal de falla Caso 1



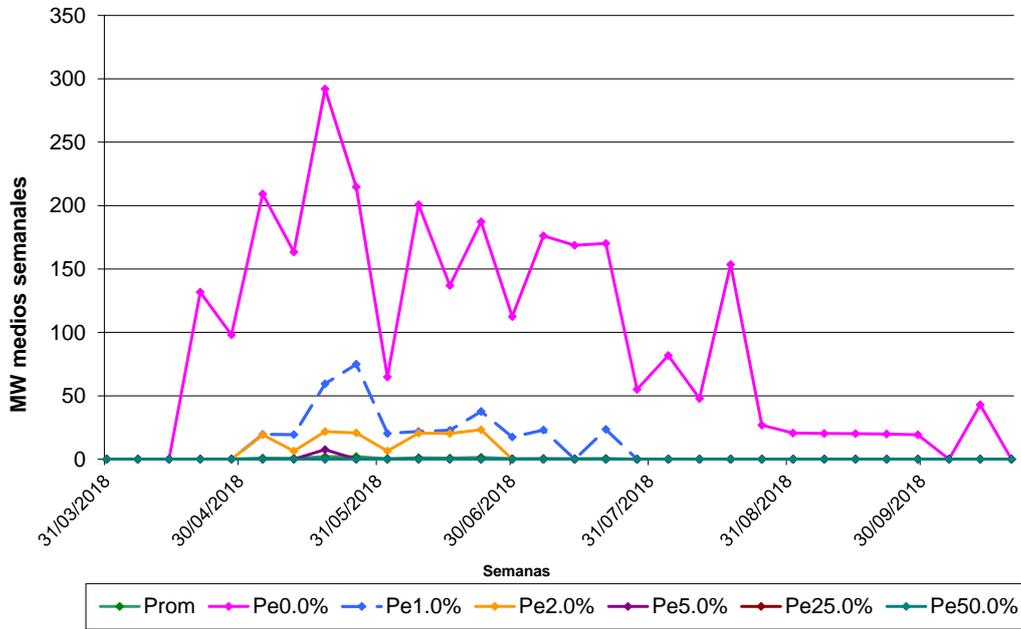
Excedencia semanal de falla Caso 1 con CVaR



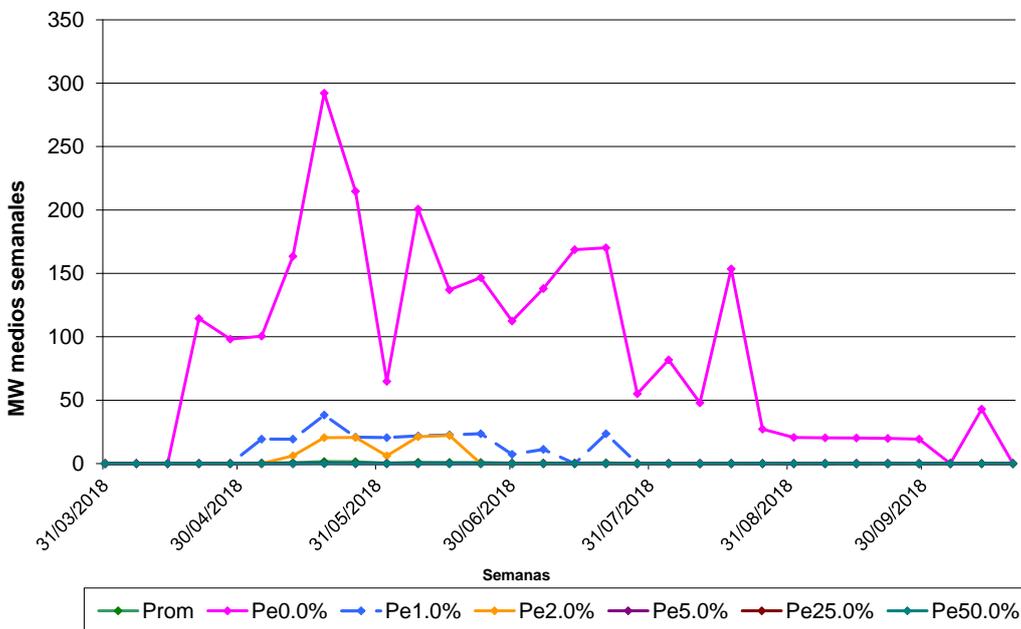


ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Excedencia semanal de falla Caso 2

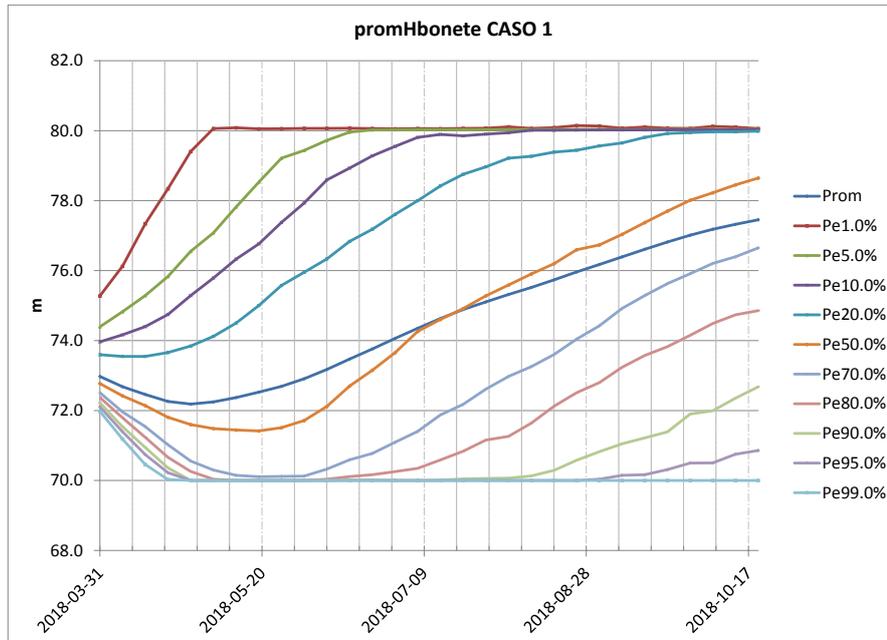


Excedencia semanal de falla Caso 2 con CVaR





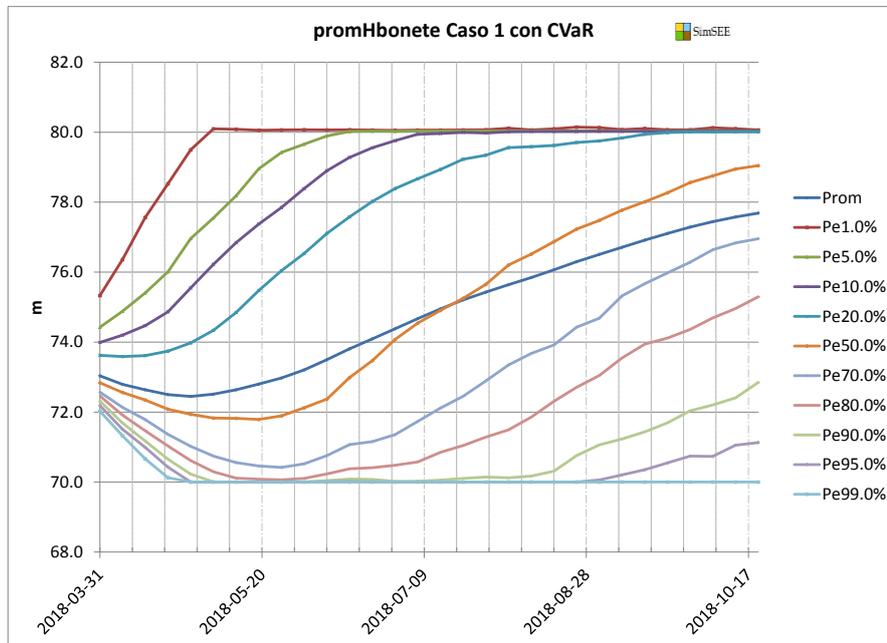
3.2.3 Evolución de la cota del lago de Bonete



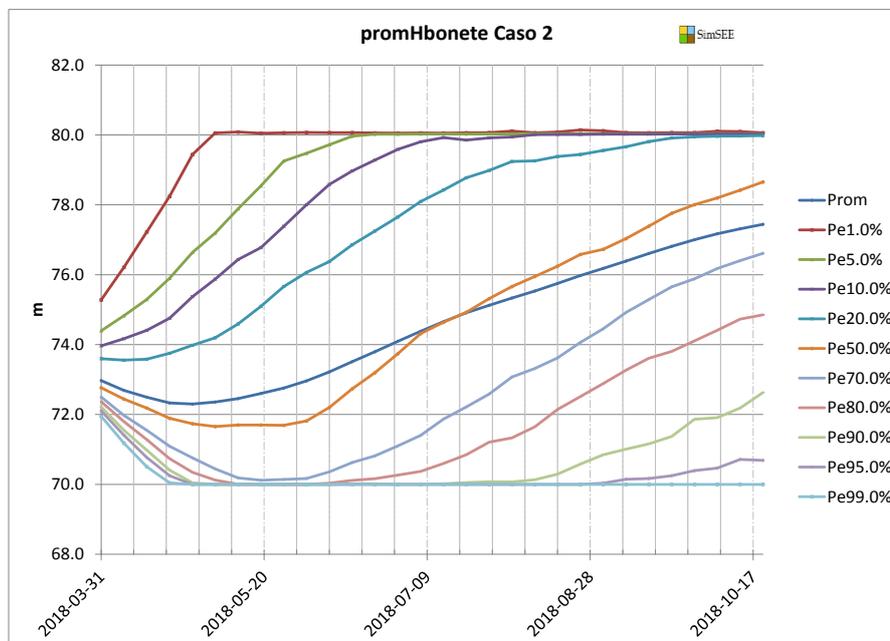
De las 1000 crónicas simuladas: hay 773 crónicas que en alguna semana del período pasan por cotas inferiores a 72.3 m y hay 48 crónicas que en alguna semana del período pasan por cotas superiores a 80.1m.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO



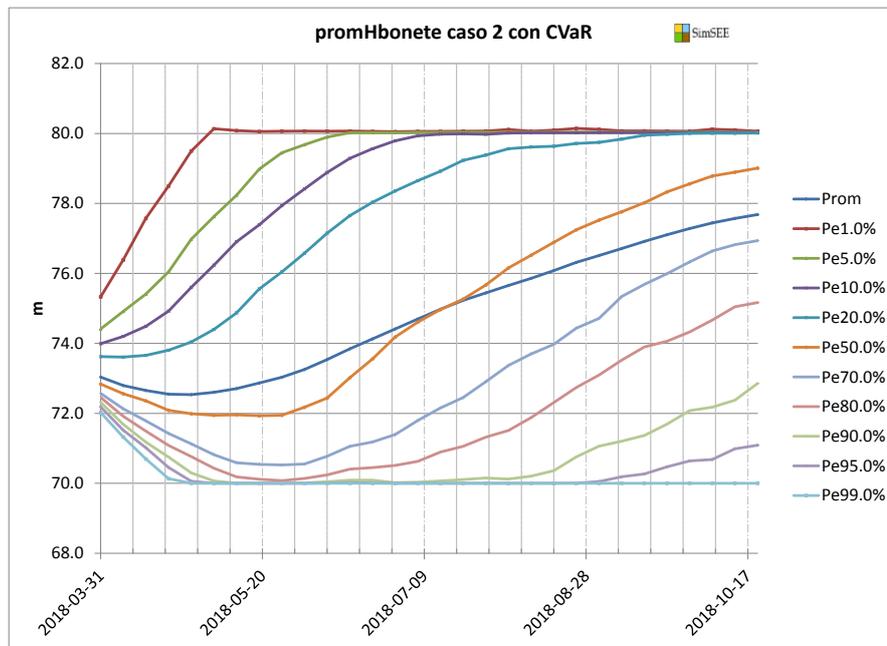
De las 1000 crónicas simuladas: hay 746 crónicas que en alguna semana del período pasan por cotas inferiores a 72.3 m y hay 53 crónicas que en alguna semana del período pasan por cotas superiores a 80.1m.





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

De las 1000 crónicas simuladas: hay 758 crónicas que en alguna semana del período pasan por cotas inferiores a 72.3 m y hay 45 crónicas que en alguna semana del período pasan por cotas superiores a 80.1m.



De las 1000 crónicas simuladas: hay 738 crónicas que en alguna semana del período pasan por cotas inferiores a 72.3 m y hay 49 crónicas que en alguna semana del período pasan por cotas superiores a 80.1m.



3.2.4 Balance energético y costos operativos

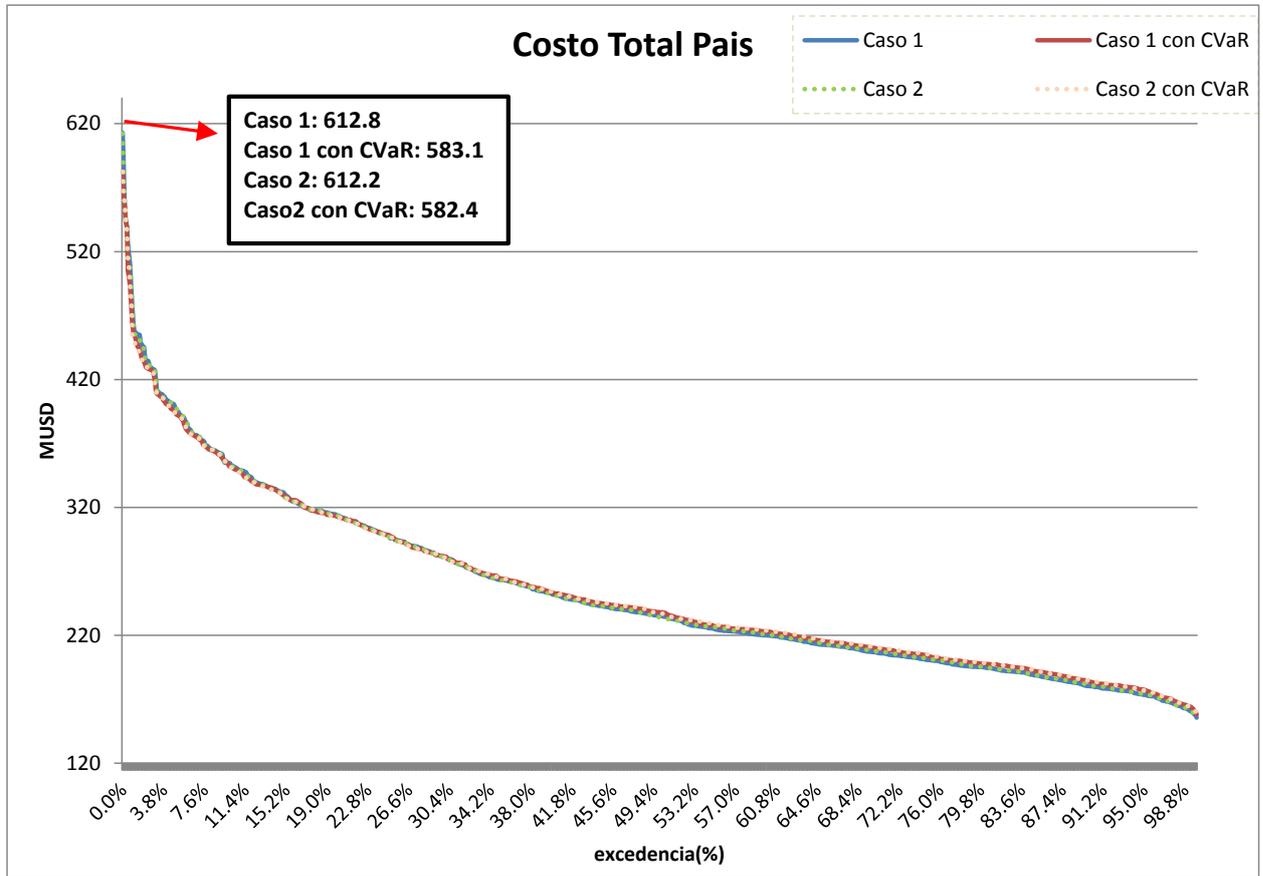
BALANCE ENERGÉTICO Y COSTOS					PAM_2018-04-1_v171_WTI_index_coniN3_4				
semana 14 de 2018 a 39 de 2018									
GENERACIÓN (GWh)	Caso 1	Caso 1 con CVaR	Caso 2	Caso 2 con CVaR	COSTO (MUS\$)	Caso 1	Caso 1 con CVaR	Caso 2	Caso 2 con CVaR
Terra	241	227	247	233	Salto Grande	13.8	13.8	13.8	13.8
Baygorria	176	164	176	164	Motores FO	8.1	8.6	8.1	8.6
Palmar	712	689	704	681	Térmico Fuel oil	8.1	8.6	8.1	8.6
Río Negro	1129	1079	1128	1077	Ciclo Combinado	15.0	15.1	14.9	15.0
Salto Grande	1845	1845	1845	1845	PTI 1-6	30.6	30.7	31.0	31.1
Total Hidráulica	2974	2924	2972	2922	PTI 7 y 8	1.4	1.3	1.3	1.3
Motores	64	68	64	68	CTR	2.0	1.8	1.9	1.7
Ciclo Combinado	83	83	82	83	Térmico gas oil	48.9	48.9	49.2	49.2
PTI 1-6	178	180	181	182	Térmico GN	0.0	0.0	0.0	0.0
PTI 7 y 8	7	7	7	7	Costo variable no combustible	2.8	2.9	2.9	2.9
CTR	9	8	9	8	Total Térmico	57.0	57.5	57.2	57.8
Total Térmica	341	347	343	348	Eólica privados	152.5	152.6	152.5	152.6
Eólica UTE	288	288	288	288	GEN DIST (biomasa+fósil)	11.5	11.6	11.5	11.6
Eólica privados	2239	2239	2239	2239	UPM	4.8	4.8	4.8	4.8
Ventus_UY	37	39	37	39	Montes del Plata	26.7	26.7	26.7	26.7
Eólica Total	2564	2566	2564	2566	Solar	15.5	15.5	15.5	15.5
GEN DIST (biomasa+fósil)	126	127	126	127	Total Autop + otros	58.5	58.6	58.6	58.6
UPM	48	48	48	48	Integración Spot	-16.4	-15.0	-16.5	-15.0
Montes del Plata	297	297	297	297	Imp. Rivera	0.0	0.0	0.0	0.0
Solar	166	166	166	166	Imp. Contingente Arg.	0.0	0.0	0.0	0.0
Energía Vertida	-231	-235	-230	-234	Imp. Melo	0.7	0.5	0.7	0.5
Integración Spot	-548	-500	-549	-501	Total Intercambios	-15.7	-14.5	-15.8	-14.5
Imp. Rivera	0.0	0.0	0.0	0.0	Cargo Fijo	0.0	0.0	0.0	0.0
Imp. Contingente Arg.	0	0	0	0	FALLA 1	0.2	0.2	0.2	0.2
Imp. Melo	1.9	1.4	1.9	1.4	FALLA 2	0.5	0.4	0.5	0.4
FALLA 1	1.0	0.8	1.0	0.8	FALLA 3	1.2	0.9	1.2	0.9
FALLA 2	0.7	0.5	0.7	0.5	FALLA 4	0.5	0.3	0.5	0.4
FALLA 3	0.4	0.3	0.4	0.3	TOTAL Falla	2.4	1.8	2.4	1.8
FALLA 4	0.1	0.1	0.1	0.1	Costo Operativo UTE	266.1	268.0	266.3	268.2
TOTAL Falla	2.2	1.7	2.2	1.7	Costo Operativo País	252.3	254.2	252.5	254.4
Demanda Total	5742	5742	5742	5742	Costo Total UTE	268.5	269.8	268.7	270.1
					Costo Total País	254.7	256.0	254.9	256.2
					Cota promedio final (m)	76.82	77.11	76.81	77.10
VENTUS (GWh)	97	97	97	97					
VECODESA_AR (GWh)	60	58	60	58					
COSTO_VECODESA_AR (MUSD)	1.51	1.46	1.51	1.45					

Notas:

- Se valoriza la generación distribuida de biomasa y los autoprodutores a 90 US\$/MWh.
- Se valoriza la generación eólica a 67 US\$/MWh.
- Se valoriza la generación solar a 93 US\$/MWh.
- Se valoriza UPM a 100 US\$/MWh.
- La falla se valora según Decreto del P.E. (CTR+10% para el primer escalón, 600 US\$/MWh el segundo, 2400 US\$/MWh el tercero y 4000 US\$/MWh el cuarto)



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO





ÍNDICE

1	RESUMEN EJECUTIVO.....	2
2	HIPÓTESIS	4
2.1	Demanda.....	7
2.2	Precios de los combustibles	7
2.3	Intercambio de Energía	9
2.4	Excedentes	9
2.5	Parque generador nacional	9
2.6	Factor de respuesta unidades térmicas de UTE:	10
2.7	Generación Distribuída	11
2.8	Red de Trasmisión.....	13
2.9	Modelo	13
3	PAM ABRIL- SETIEMBRE 2018	15
3.1	Cronograma.....	15
3.2	Resultados.....	22
3.2.1	Respaldo no hidráulico del sistema.....	22
3.2.2	Análisis de falla	23
3.2.3	Evolución de la cota del lago de Bonete	29
3.2.4	Balance energético y costos operativos	32
	ÍNDICE.....	34