



Programa Anual de Mantenimiento (PAM) Abril – Setiembre 2017

**ADME Marzo 2017
Montevideo - Uruguay**

En la elaboración de este PAM trabajaron:

Por ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas:
María Cristina Alvarez, Lorena Di Chiara y Ruben Chaer.

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

Montevideo 27/03/2017



1 Resumen ejecutivo.

Actualmente el fenómeno El Niño se encuentra en un periodo neutro. Los modelos prevén un trimestre marzo a mayo con un sesgo hacia lluvias mayores a la media (probabilidades de 35, 40 y 25% para los terciles con lluvias mayores a la media, media e inferiores a la media respectivamente).

La coyuntura en Argentina y en Brasil¹ no ha cambiado, por lo que se mantienen las hipótesis de la PES en cuanto al comercio internacional (ver apartado 2.4 de este informe) y valorización de excedentes (ver apartado 2.5).

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 excedencia de falla se concluye que los mantenimientos mayores previstos no impactan significativamente al sistema en el período abril – setiembre 2017. No se analizan aquí picos horarios de potencia.

En virtud de las consideraciones anteriores se recomienda aceptar las solicitudes recibidas, señalando la importancia para la seguridad del sistema de la puesta en operación del ciclo combinado así como de la utilidad de tener disponible la interconexión con Brasil a través de la convertora Melo, ésta última fundamentalmente para atender posibles faltas puntuales de potencia durante el verano.

2 Hipótesis.

Se toman las hipótesis correspondientes a la Programación Estacional vigente (RePES 2017-01-1 Noviembre 2016-Abril 2017).

Las principales novedades consisten en:

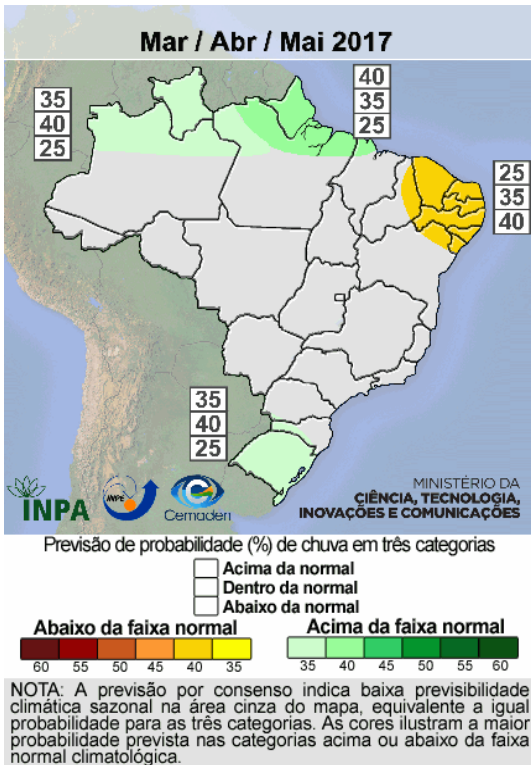
- Se actualizaron los mantenimientos de acuerdo a las solicitudes recibidas por los responsables de las unidades generadoras.
- Se actualizó el cronograma de entrada previsto para el Ciclo Combinado. Entrada en servicio el 01/05/2017 para la primera turbina, y la segunda el 10/07/2017, con la combinación del ciclo el 01/12/2018.
- Se usan los cronogramas de expansión eólica y solar actualizados a Marzo de 2017.
- Se usa la proyección de demanda realizada por el Grupo de Demanda de UTE en Octubre de 2016.

¹ Se opta por mantener el escenario de intercambio manejado en la Programación Estacional de Noviembre de 2016.

No se representan limitaciones en el abastecimiento de combustible durante el período de tiempo a considerar.

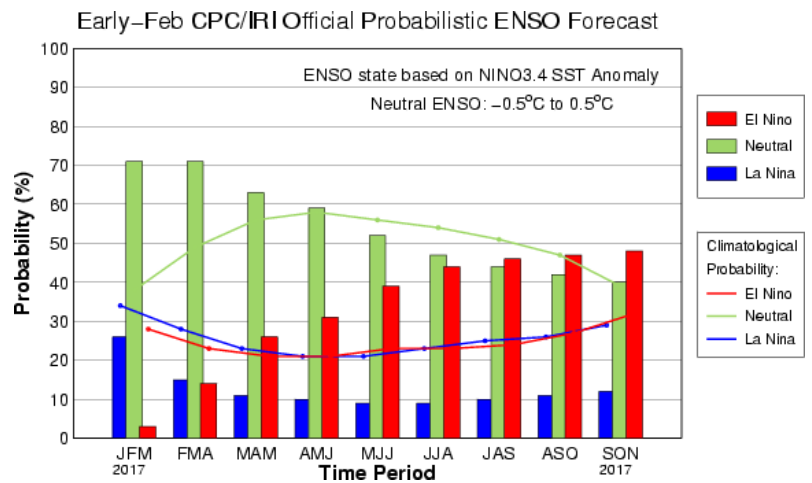
A continuación se actualiza información climática y se presentan las principales hipótesis utilizadas.

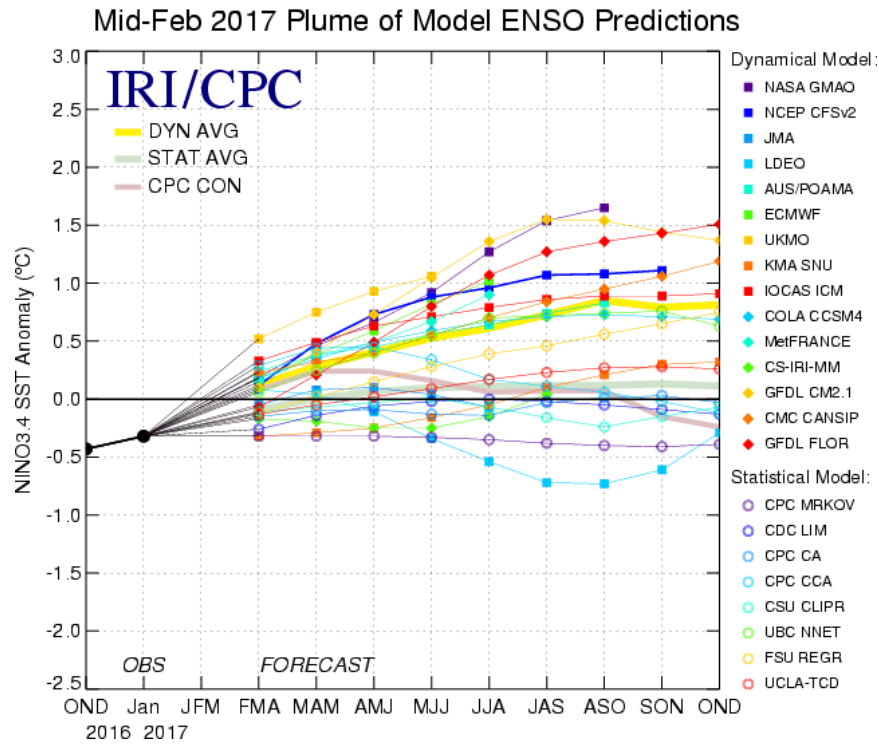
2.1 Clima



Según CPTEC, El pronóstico del tiempo para el trimestre MAM/2017 indica mayor probabilidad de lluvia.

La permanencia de la situación de neutralidad en el pacífico ecuatorial disminuye las posibilidades del establecimiento de la condición La Niña. Para el trimestre marzo a mayo la mayoría de los modelos océano-atmósfera indican condiciones de neutralidad. Se adjunta también la última proyección del IRI que presenta estadísticas y proyecciones de mayor alcance temporal.





2.2 Demanda

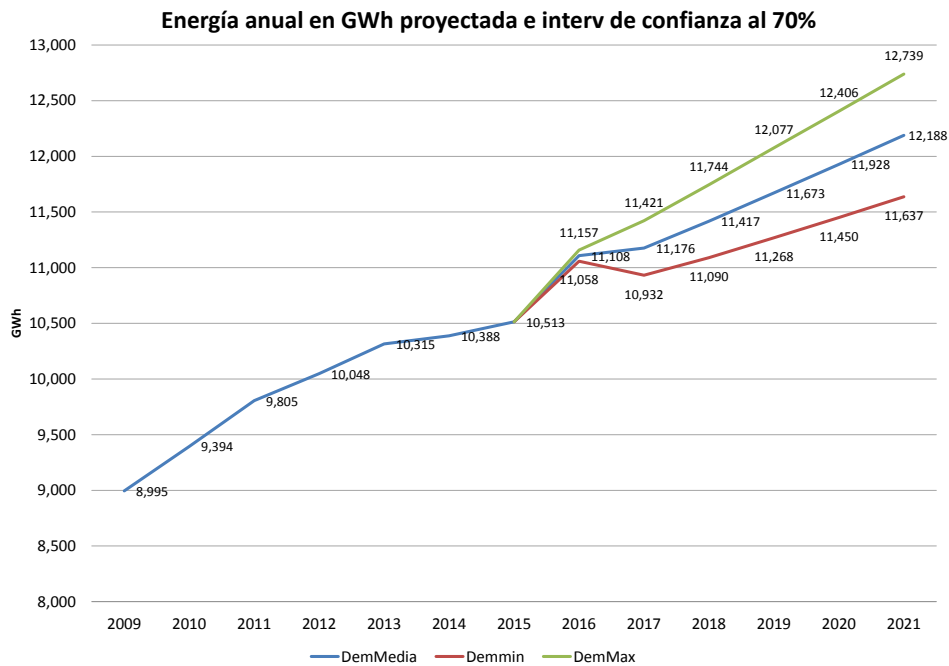
		Energías en GWh					
Año	Tipo	Escenario		Escenario		Escenario	
		Base	Incremento	Bajo	Incremento	Alto	Incremento
2009	REAL	8,995	2.45%	8,995	2.45%	8,995	2.45%
2010	REAL	9,394	4.43%	9,394	4.43%	9,394	4.43%
2011	REAL	9,805	4.38%	9,805	4.38%	9,805	4.38%
2012	REAL	10,048	2.47%	10,048	2.47%	10,048	2.47%
2013	REAL	10,315	2.66%	10,315	2.66%	10,315	2.66%
2014	REAL	10,388	0.71%	10,388	0.71%	10,388	0.71%
2015	REAL	10,513	1.21%	10,513	1.21%	10,513	1.21%
2016	PREVISIÓN	11,108	5.65%	11,058	5.18%	11,157	6.13%
2017	PREVISIÓN	11,176	0.62%	10,932	-1.14%	11,421	2.36%
2018	PREVISIÓN	11,417	2.15%	11,090	1.45%	11,744	2.83%
2019	PREVISIÓN	11,673	2.24%	11,268	1.61%	12,077	2.83%
2020	PREVISIÓN	11,928	2.19%	11,450	1.61%	12,406	2.73%
2021	PREVISIÓN	12,188	2.18%	11,637	1.63%	12,739	2.69%

Los datos presentados corresponden a la última proyección del grupo de demanda de UTE, realizada en Octubre de 2016.



En las corridas de paso semanal los postes 1 y 2 corresponden al pico, los postes 4 y 5 al valle y el poste 3 a las restantes horas. En la tabla a continuación se detallan la duración de cada poste.

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



2.3 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 precio del barril de petróleo de 52 USD/barril, evolucionando según las proyecciones de EIA. Se supondrá 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.



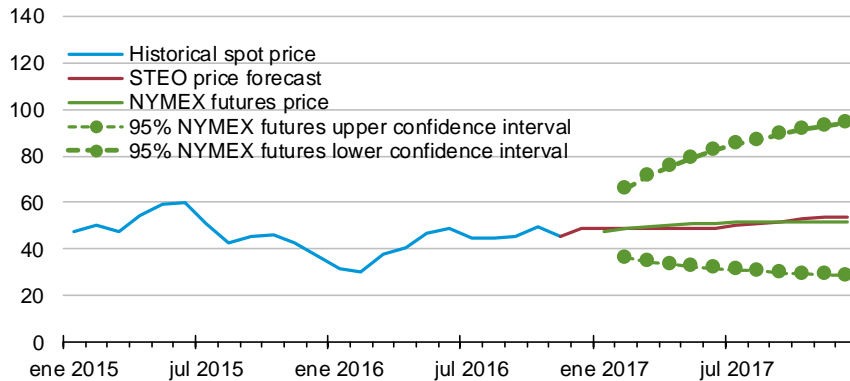
Valores resultantes:

Referencia de Barril WTI (USD/barril)		
	Precio de combustible derivado	52
	Fuel Oil (USD/Ton)	345
	Gas Oil (USD/m3)	457
	Fuel Oil Motores (USD/Ton)	373

La referencia para el valor del crudo Brent se estima a igual 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 Dec 1, 2016. Intervals not calculated for months with sparse trading in near-the-money options
Source: Short-Term Energy Outlook, December 2016.

Valores a ingresar en el modelo, WTI 51.8 U\$\$/bbl

Unidad	Potencia pleno PCN (MW)	PminTH (MW)	Consumo específico carga pleno gr/kWh	Consumo específico carga mínima gr/kWh	Variable no combustible (U\$\$/MWh)	Variable Combustible U\$\$/MWh	Variable No Combustible U\$\$/MWh	Variable Total pleno U\$\$/MWh	Variable Total mínimo U\$\$/MWh
C.Battle Motores	10.0	1.0	224.6	224.6	12.2	83.8	12.2	96.0	96.0
PTA 1-6	48.0	15.0	224.6	348.2	8.7	121.5	8.7	130.2	197.0
CTR	104.0	20.0	285.8	585.8	4.2	154.5	4.2	158.8	321.0
PTI 7-8	24.0	0.3	244.4	6048.9	10.0	132.2	10.0	142.2	3281.4
PTB - CC abierto	173.0	30.0	255.1	481.0	5.0	138.0	5.0	143.0	265.1
PTB - CC cerrado	539.3	71.3	191.8	351.0	5.0	103.7	5.0	108.7	194.8

Los consumos de la TG1 de PTB (Ciclo Combinado) se actualizarán cuando se reciban los valores de los ensayos de recepción de la unidad.



2.4 Intercambio de Energía

Con Argentina

- Importación 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.
- Exportación a Argentina:
No se modela expresamente, para el tratamiento de la exportación ver el punto 2.5 Excedentes.

Con Brasil

- Importación Brasil:
A través de Melo limitada a 200 MW, subiendo a 300 MW desde 2017. 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 Brasil:
Se considera la misma situación que para los excedentes vendidos a Argentina, se valoran a 0,1 USD/MWh tanto en optimización como en simulación. La potencia a considerar es de 45MW por Rivera y 300 MW a través de Melo.

2.5 Excedentes

Se identifican como excedentes la energía hidráulica no embalsable y autodespachados (mayoritariamente eólica). Se modela como una exportación con potencia máxima 2500 MW en todos los postes y precio 0,1 USD/MWh.

En los balances económicos la integración spot se valora como el 90% de los excedentes a 7.5 USD/MWh.

2.6 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 proporcionado por UTE en marzo de 2017. La unidad 1 se encuentra técnicamente disponible, falta habilitación de



instalaciones para uso con GN y la realización de los ensayos correspondientes para ese tipo de combustible. Se estima en 1 mes el período necesario para cumplir con estos requisitos finales para la recepción de la unidad y su puesta a disposición para la explotación industrial.

Potencia por turbina (MW)		01/05/2017	10/07/2017	02/09/2017	01/12/2018	01/01/2019
TG1:	173	80%	80%	80%	85%	85%
TG2:	173	0%	50%	80%	85%	85%
TV:	185	0%	0%	0%	50%	85%

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

2.7 Factor de respuesta unidades térmicas de UTE:

Dado que durante 2016 la convocatoria de las unidades térmicas ha sido baja debido a la alta hidraulicidad, 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).

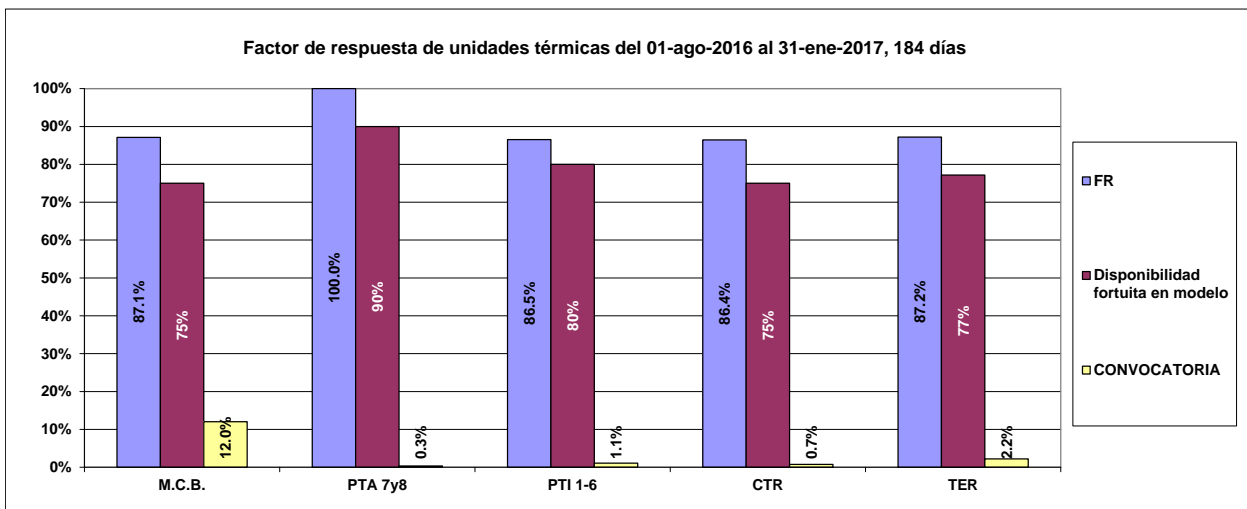


Gráfico 1

Se adoptó la siguiente tabla de valores base para la indisponibilidad fortuita reduciéndolas a partir del momento en que no se dispone de mantenimientos programados:



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 1/1/2018	65%	80%	80%	70%
Desde el 1/1/2019	65%	70%	80%	70%

2.8 Generación Distribuida

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:

NOMBRE	Las Rosas	Liderdat	ERT (Fenirol)	Bioener	Alur	Wayerhae user	Galofer	Ponlar	Montes del Plata	Bioenergy	UPM	Arboreto (Lanas Trinidad)	Lumiganor
UBICACIÓN	MALDONADO	PAYSANDÚ	TACUAREMBÓ	RIVERA	BELLA UNIÓN	TACUAREMBÓ	TREINTA Y TRES	RIVERA	COLONIA		RIO NEGRO	FLORES	TREINTA Y TRES
TIPO DE FUENTE PRIMARIA	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa
AÑO DE INICIO	2004	2010	2009	2010	2010	2010	2010	2012	2013	2018	2007	2014	2016
SEMANA DE INICIO	48	28	48	15	45	9	35	13	50	44	44	14	48
POTENCIA DISPONIBLE MW	1.0	4.9	8.8	11.5	5.0	5.0	12.5	7.0	65.0	45.00	20.00	0.60	11.40
FACTOR DE UTILIZACIÓN	15%	0%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	100%	0%	80%	70%	50%
AÑO COMIENZO				2017			2017		2017	2018			
SEMANA COMIENZO				38			38		19	44			
AÑO FIN				2017			2017		2017	2019			
SEMANA FIN				39			41		20	44			
POTENCIA DISPONIBLE				0			0		0	45			
FACTOR DE UTILIZACIÓN				0%			0%		0%	0%			



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

EOLICA:

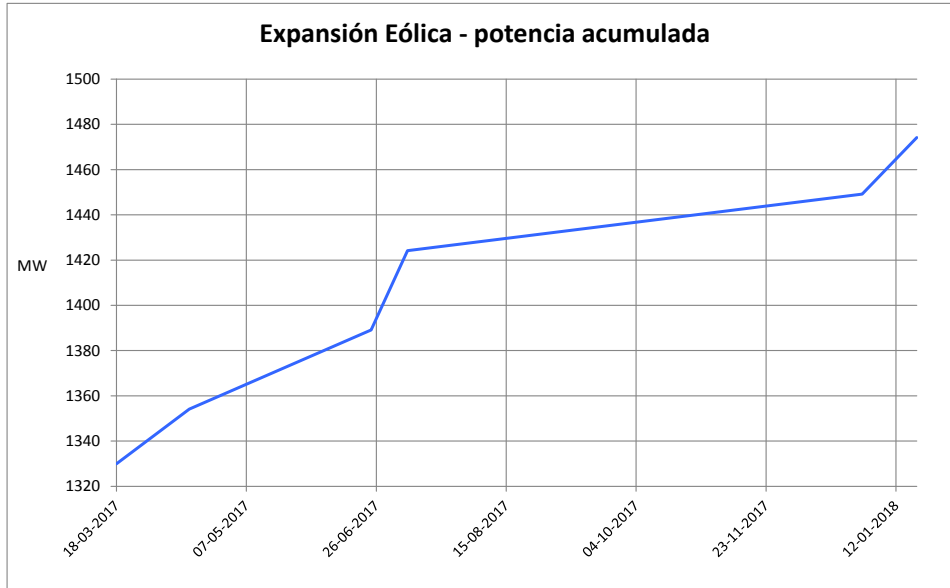
Existente

Central Generadora	Agente Generador	Departament	Potencia Autorizada (MW)	Fecha entrada en servicio
CARACOLAS 1 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	UTE	MALDONADO	10.00	10-02-2009
CARACOLAS 2 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	UTE	MALDONADO	10.00	23-06-2010
CUCHILLA DEL PERALTA I	PALMATIR S.A.	TACUAREMBÓ	50.00	13-05-2014
ENGRAW	ENGRAW EXPORT & IMPORT CO. S.A.	FLORIDA	3.60	25-10-2012
JUAN PABLO TERRA	UTE	ARTIGAS	67.20	13-04-2015
LA BETTINA	AGROLAND S.A.	MALDONADO	0.25	30-04-2008
LUZ DE LOMA	LUZ DE LOMA S.A.	FLORIDA	20.00	07-11-2014
LUZ DE MAR	LUZ DE MAR S.A.	FLORIDA	18.00	27-08-2014
LUZ DE RÍO	LUZ DE RÍO S.A.	FLORIDA	50.00	01-08-2014
MELOWIND	ESTRELLADA S.A.	CERRO LARGO	50.00	10-11-2015
MINAS I	GENERACIÓN EÓLICA MINAS S.A. - GEMSA	LAVALLEJA	42.00	15-09-2014
NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2	NUEVO MANANTIAL S.A.	ROCHA	4.00	01-12-2009
PALOMAS	NICEFIELD S.A.	SALTO	70.00	
PAMPA	UTE + Accionistas	TACUAREMBÓ	141.60	13-12-2016
PARQUE DE VACACIONES UTE-ANTEL	UTE-ANTEL	LAVALLEJA	0.15	
PARQUE EÓLICO 18 DE JULIO	IKEROL COMPANY S.A.	ROCHA	10.00	02-02-2017
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	UTE + Eletrobras	COLONIA	65.10	
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	FINGANO S.A.	MALDONADO	50.00	23-09-2015
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	VENGANO S.A.	MALDONADO	40.00	04-12-2015
PARQUE EÓLICO FLORIDA I	POLESINE S.A.	FLORIDA	50.00	23-09-2014
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	GLYMONT S.A.	FLORIDA	49.50	11-08-2016
PARQUE EÓLICO JULIETA	IWERYL S.A.	DURAZNO	3.60	22-02-2016
PARQUE EÓLICO KIWÚ	COBRA INGENIERÍA URUGUAY S.A.	SAN JOSÉ	48.60	
PARQUE EÓLICO LIBERTAD	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	7.70	22-07-2014
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	NUEVO MANANTIAL S.A.	ROCHA	7.80	25-06-2008
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	KENTILUX S.A.	SAN JOSÉ	17.20	02-01-2013
PARQUE EÓLICO MALDONADO	R DEL SUR S.A.	MALDONADO	50.00	10-04-2014
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	R DEL ESTE S.A.	MALDONADO	50.00	16-06-2016
PARQUE EÓLICO MARÍA LUZ	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	9.75	11-05-2016
PARQUE EÓLICO ROSARIO	TOGELY COMPANY S.A.	COLONIA	9.00	29-12-2015
PARQUE EÓLICO SOLÍS DE MATAOJO	POSADAS & VECINO S.A.	CANELONES	10.00	09-11-2016
PARQUE EÓLICO VENTUS I	República Administradora de Fondos de Inversión S.A.	COLONIA	9.00	15-10-2015
PARQUE EÓLICO VILLA RODRÍGUEZ	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	10.00	10-02-2017
PERALTA I GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBÓ	50.00	01-10-2015
PERALTA II GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBÓ	50.00	01-10-2015
SANTA FE	LAVADERO DE LANAS BLENGIO S.A.	SAN JOSÉ	0.90	24-07-2013
TALAS DEL MACIEL I	ASTIDEY S.A.	FLORES	50.00	07-12-2015
TALAS DEL MACIEL II	CADONAL S.A.	FLORES	50.00	12-02-2015
VALENTINES	UTE + Accionistas	FLORIDA	70.00	05-01-2017

Expansión

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 EÓLICO NUEVO PASTORALE I	VIENTOS DE PASTORALE S.A.	49.20	2017	12	25	2017	16	24.2
ARIAS	UTE + Accionistas	70.00	2017	26	35	2017	28	35
PARQUE CERRO GRANDE	LADANER S.A.	50.00	2018	1	25	2018	4	25

Potencia Eólica acumulada:



MOTOGENERADORES:

	UTE Diesel	Zendaleather
NOMBRE		
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 Compror
ALTO CIELO	ALTO CIELO S.A.	20.00
ASAHI	MIEM-UTE	0.50
CASALCO	CASALCO S.A.	1.75
LA JACINTA	JACINTA SOLAR FARM S.R.L.	50.00
RADITON	RADITON S.A.	8.00

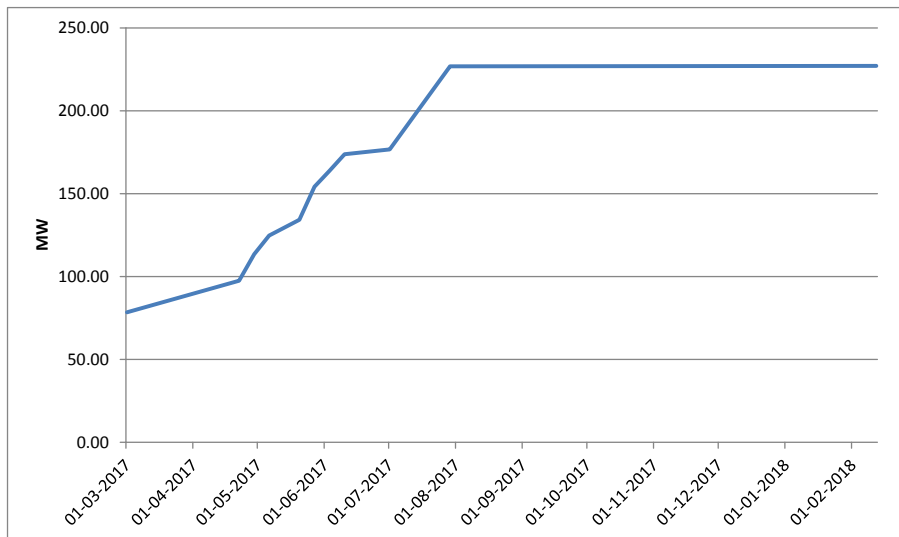


ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Expansión:

Central Generador	Agente Generador	Potencia Comprometida (MW)	Fecha Estimada E/S
NATELU	NATELU S.A.	9.5	22-04-2017
YARNEL	YARNEL S.A.	9.5	22-04-2017
DEL LITORAL	JOLIPARK S.A.	16	29-04-2017
DICANO	DICANO S.A. de TECNOVA RENOVABLES	11.25	06-05-2017
FENIMA	FENIMA S.A. de TECNOVA RENOVABLES	9.5	20-05-2017
MENAFRA SOLAR	GIACOTE S.A.	20	27-05-2017
PETILCORAN	PETILCORAN S. A. de TECNOVA RENOVABLES	9.5	03-06-2017
ARAPEY SOLAR	GIACOTE S.A.	10	10-06-2017
TS	LAFEMIR S.A.	1	01-07-2017
ABRIL	ACCONSTRUCTORA S.A.	1	01-07-2017
VINGANO	VINGANO S.A.	1	01-07-2017
EL NARANJAL	COLIDIM S.A.	50	29-07-2017
	MIEM-UTE	0.28	12-02-2018

Potencia Solar acumulada:





2.9 Red de Trasmisión

No se recibió 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.

2.10 Modelo

Se utiliza la versión 151_Talismah de SimSEE.

Fecha de optimización: 08/03/2017 – 31/12/2021

Fecha de la simulación: 08/03/2017 – 31/12/2018 (semana 12 de 2017 a semana 52 de 2018)

Fecha de guarda de la simulación: 01/04/17 – semana 14 de 2017

La cota mínima operativa de Central Terra se establece en 70m.

La cota inicial del lago Bonete se estima en 80 m.

Aportes iniciales, Bonete= 247 m³/s, Palmar= 5 m³/s, Salto=5700 m³/s.

Valor inicial del iN3.4: 0.5

Demanda: Se utilizará como demanda base la del año 2016, considerando la demanda real de ese año sin las demandas propias de UPM ni MdP. Se conservan 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 tres variables de estado hidrológico, una para el río Negro, otra para el río Uruguay y la tercera el iN34.

El costo “variable combustible” se considera calibrado para un precio del barril de petróleo WTI de 52 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 2017

3.1 Cronograma

Sigue un diagrama Gantt con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades térmicas de UTE en el período abril 2017 a diciembre 2018.

		PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS DEL S.I.N. AÑO 2017																																																				
		12-18-mar	13-25-mar	14-01-abr	15-08-abr	16-15-abr	17-22-abr	18-29-abr	19-06-may	20-13-may	21-20-may	22-27-may	23-03-jun	24-10-jun	25-17-jun	26-24-jun	27-01-jul	28-08-jul	29-15-jul	30-22-jul	31-29-jul	32-05-ago	33-12-ago	34-19-ago	35-26-ago	36-02-sep	37-09-sep	38-16-sep	39-23-sep	40-30-sep	41-07-oct	42-14-oct	43-21-oct	44-28-oct	45-04-nov	46-11-nov	47-18-nov	48-25-nov	49-02-dic	50-09-dic	51-16-dic	52-23-dic												
CBM		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X								
CTR1																																																						
CTR2																																																						
PTA1						X	X	X	X																																													
PTA2										X	X	X	X																																									
PTA3															X	X	X	X																																				
PTA4																		X	X	X	X																																	
PTA5																							X	X	X	X																												
PTA6																																																						
PTA 7y8-U7																																																						
PTA 7y8-U8																																																						

3.2 Resultados simulación de paso semanal

Dado que existen eventos relevantes para los resultados del período que escapan al horizonte temporal que finaliza en setiembre de 2017, se presenta la evolución hasta fines de 2018.

3.2.1 Respaldo no hidráulico del sistema

En la Figura 1 se muestra la potencia media mensual resultante de aplicar el PAM y bajo las hipótesis de importación y expansión utilizadas (unidades no hidráulicas):

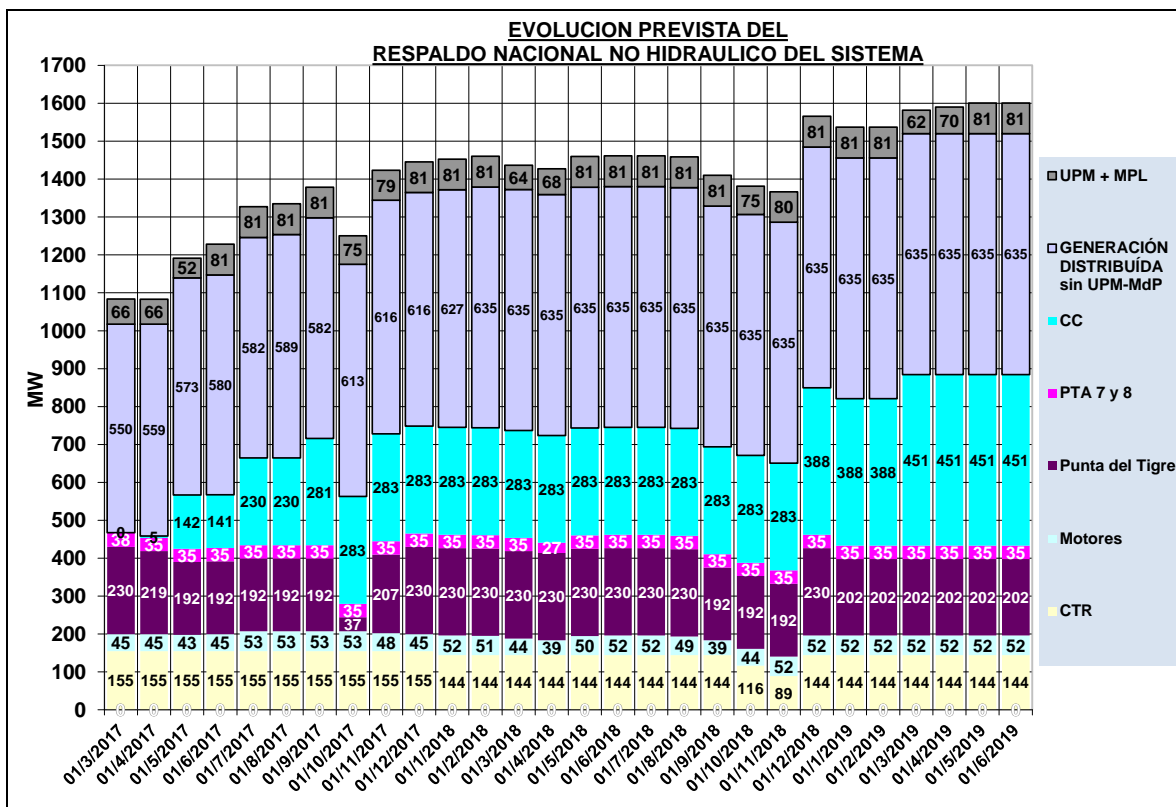


Figura 1: Evolución prevista del Respaldo Nacional No Hidráulico del Sistema.

3.2.2 Análisis de falla

En la Figura 2 y Figura 3 se muestran las curvas de excedencia de la energía total de falla del período del PAM como porcentaje de la demanda y en GWh.



Figura 2: Monótona de Excedencia de Falla en porcentaje de la demanda.

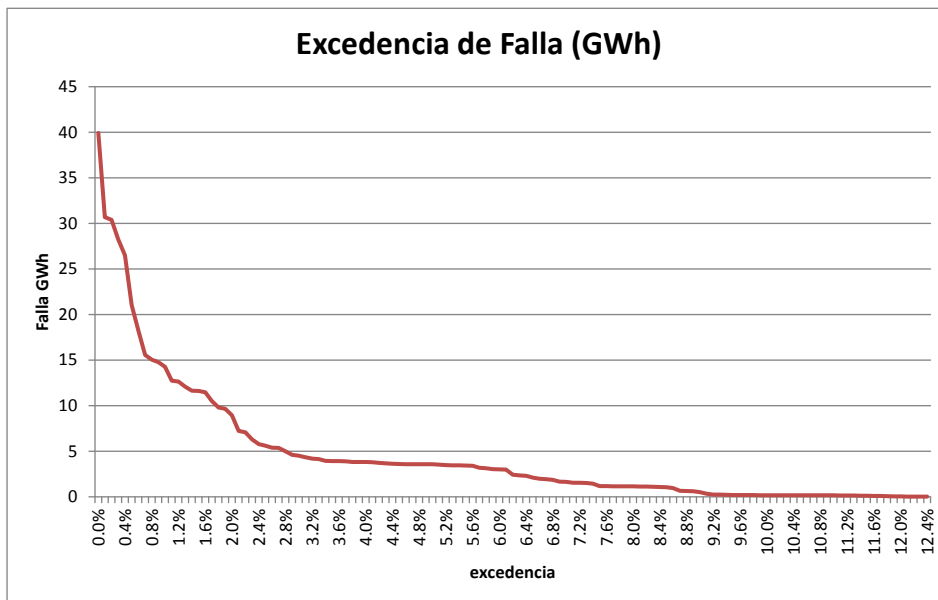


Figura 3: Monótona de Excedencia de Falla en GWh.

En la Figura 4 se presentan gráficamente las curvas de excedencia de potencia media de falla semanal.

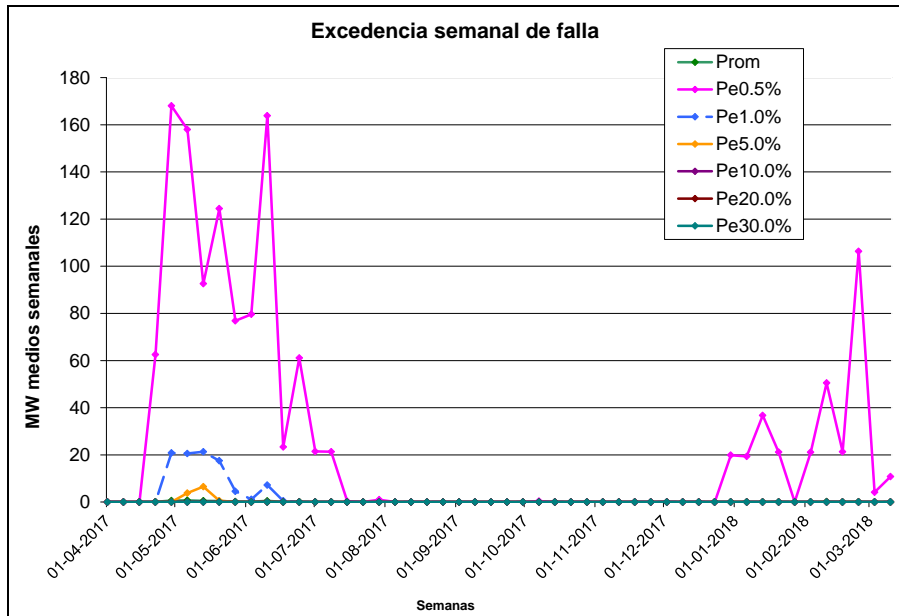


Figura 4: Potencia de Falla Semanal.

3.2.3 Evolución de la cota del lago de Bonete

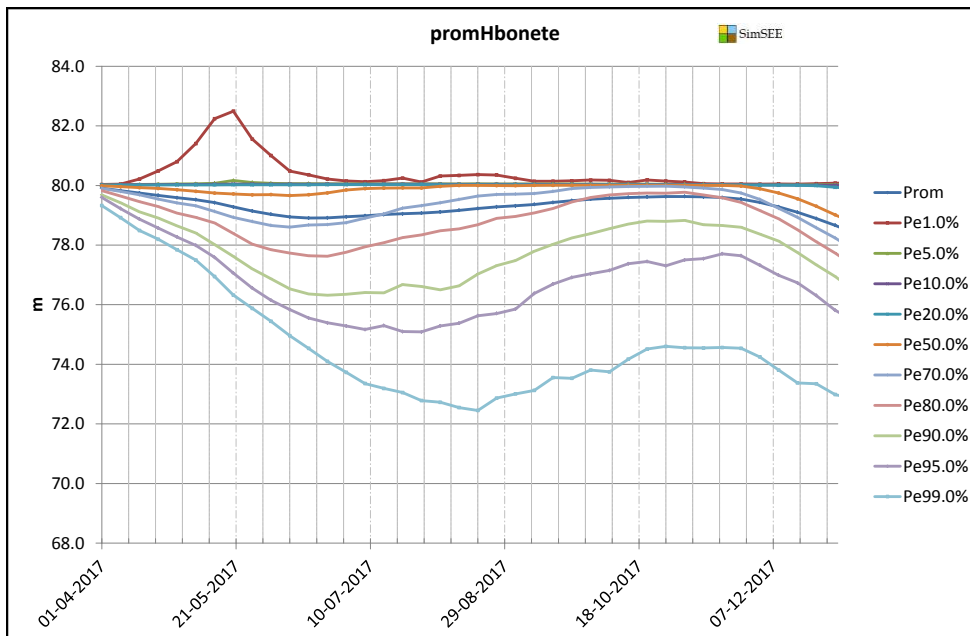


Figura 5: Evolución de la cota de Bonete.

De las 1000 crónicas simuladas: hay 19 crónicas que en alguna semana del período pasan por cotas inferiores a 72.3m y hay 190 crónicas que en alguna semana del período pasan por cotas superiores a 80.1m.

3.2.4 Despacho Promedio

En la Figura 6 se presenta el Despacho Promedio Semanal.

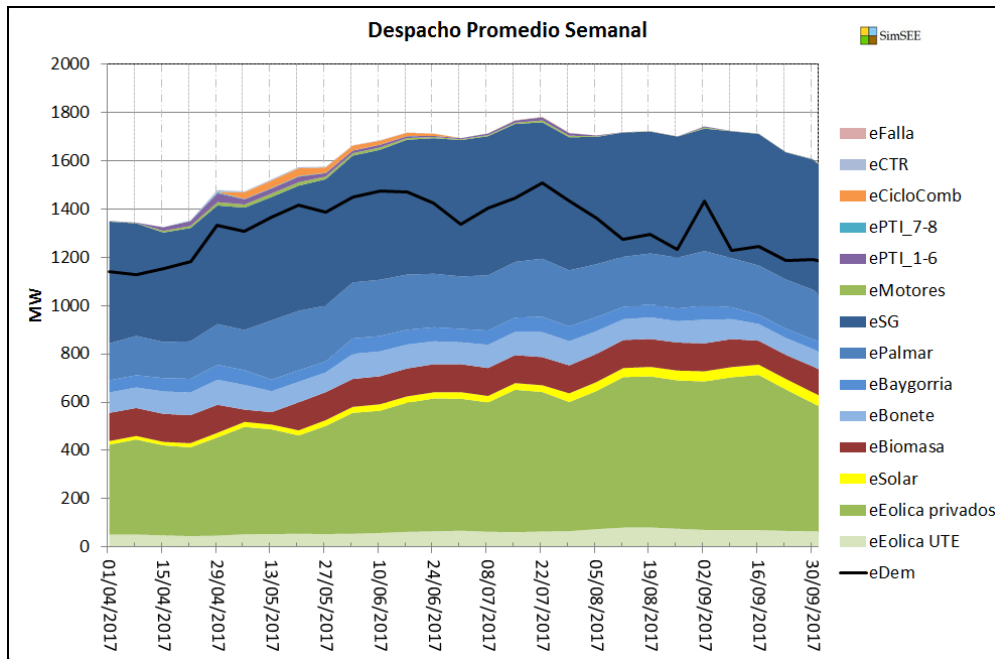


Figura 6: Despacho Promedio Semanal.

3.2.5 Costo marginal del Sistema

En la Figura 7 se presenta el costo marginal semanal del sistema para diferentes probabilidades de excedencia.

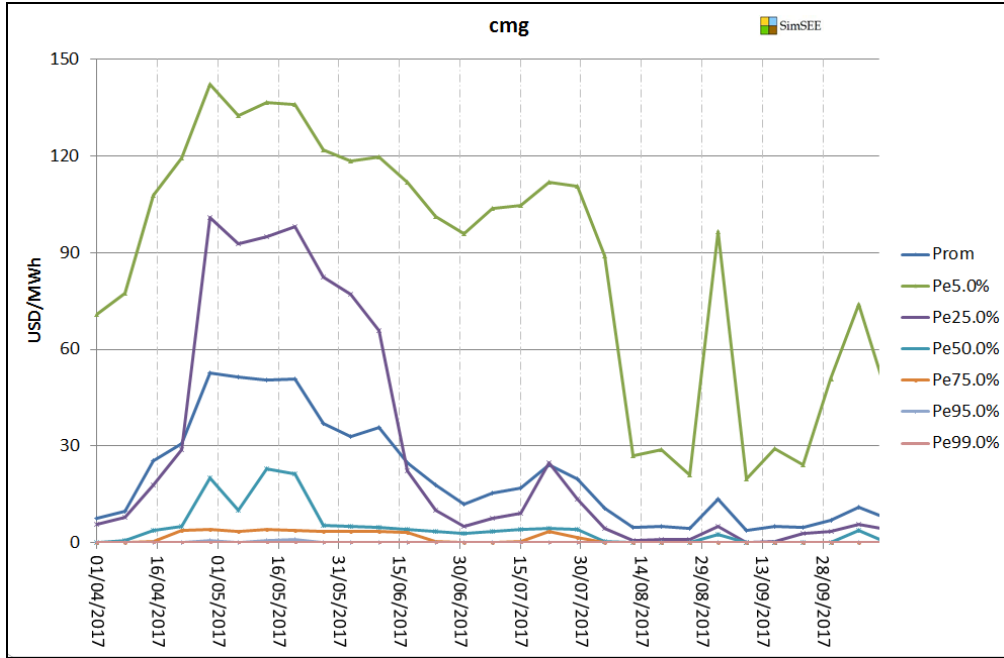


Figura 7: Costo marginal del sistema semanal.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

3.2.6 Balance energético y costos operativos

PAM_2017-04-
1_v151_Talimah_WTI_indexado_coniN3_4

SimSEE
semana 14 de 2017 a 39 de 2017

GENERACIÓN (GWh)	SimSEE	COSTO (MUS\$)	SimSEE
Terra	400	Salto Grande	17.1
Baygorría	239	Motores FO	2.5
Palmar	912	Térmico Fuel oil	2.5
Rio Negro	1551	Ciclo Combinado	3.5
Salto Grande	2286	PTI 1-6	5.4
Total Hidráulica	3837	PTI 7 y 8	0.5
Motores	26	CTR	0.8
Ciclo Combinado	30	Térmico gas oil	10.1
PTI 1-6	41	Térmico GN	0.0
PTI 7 y 8	3	Costo variable no combustible	0.9
CTR	5	Total Térmico	12.6
Total Térmica	104	Eólica privados	151.2
Eólica UTE	272	GEN DIST (biomasa+fósil)	15.7
Eólica privados	2257	UPM	7.0
Eólica Total	2528	Montes del Plata	23.6
GEN DIST (biomasa+fósil)	174	Solar	11.6
UPM	70	Total Autop + otros	57.9
Montes del Plata	262	Integración Spot	-8.7
Solar	124	Exportación Melo	0.0
Energía Vertida	-129	Exportación Rivera	0.0
Integración Spot	-1158	Imp. Rivera	0.0
Exportación Melo	0	Imp. Contingente Arg.	0.0
Exportación Rivera	0	Imp. Melo	0.1
Imp. Rivera	0	Total Intercambios	-8.5
Imp. Contingente Arg.	0	Cargo Fijo	0.0
Imp. Melo	0	FALLA 1	0.1
FALLA 1	0.3	FALLA 2	0.1
FALLA 2	0.2	FALLA 3	0.2
FALLA 3	0.1	FALLA 4	0.1
FALLA 4	0.0	TOTAL Falla	0.4
TOTAL Falla	0.6	Costo Operativo UTE	230.3
Demanda Total	5815	Costo Operativo País	213.2
		Costo Total UTE	230.7
		Costo Total País	213.5
		Cota promedio final (m)	79.49

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.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

- Se valoriza el 90% de los excedentes a 7.5 U\$/MWh.
- La falla se valora según Decreto del P.E. (CTR+10% para el primer escalón, 600 U\$/MWh el segundo, 2400 U\$/MWh el tercero y 4000 U\$/MWh el cuarto)



4 ANEXOS

4.1 ANEXO 1- Información de Agentes

Galofer S.A.

Esta prevista una parada anual de mantenimiento de 30 días de duración para el mes de setiembre u octubre

Glymont S.A. (P.E. Florida II)

Para abril 2017, en la tercera semana (estimación) se realizará el mantenimiento anual de subestación, por el cual se parará el parque durante algunas horas. Una vez confirmada la fecha del mismo, se los puede notificar.

No hay ningún otro mantenimiento o evento importante planificado.

Agua Leguas S.A. - Peralta I

Las plantas Peralta I y II cuentan con 50 aerogeneradores. El mantenimiento de estos equipos se realiza uniformemente distribuido a lo largo del año. Se prevén 2200hrs de mantenimiento por año, horas que son distribuidas alternativamente entre los 50 aerogeneradores.

Adicionalmente a estos mantenimiento hay una parada anual de 8hs para trabajos en las estaciones elevadoras de Peralta I y II. Cada una de las estaciones se detendrá 8hs alternativamente. Estos trabajos están previstos para abril o mayo del 2017.

Astidey S.A.

En semana 41, pretendemos realizar el mantenimiento anual del trafo por lo que desenergizaremos el parque por aproximadamente 6 horas. Este mantenimiento está sujeto a las condiciones de producción (vientos) con lo que eventualmente podríamos desplazarlo para la semana 42.

Estrellada S.A.

Semana 18 de 2017

Celulosa y Energía Punta Pereira S.A.

Mantenimiento previsto en MdP es del 08/05/2017 al 18/05/2017



Jacinta Solar Farm S.R.L.

Comentarles que todos los mantenimientos descritos en el documento adjunto están programados para desarrollarse de noche, cuando la instalación solar no opere, y por tanto no se verá afectada la disponibilidad del sistema.

Bioener S.A.

Semana 38 y 39 de 2017

Alto Cielo S.A.

Sin mantenimientos programados

Parque eólico Maldonado I y Maldonado II

Periodo abr-17 a sep-17	PLAN MAESTRO DE ACTIVIDADES PREVISTAS DEL PE MALDONADO I y II (RDS y RDE)																																					
	ABR				MAY					JUN				JUL				AGO				SEP																
	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												
Mto SET de parques Maldonado I y II coordinado con Mto Francisco Veira										1																												
Todas las demás intervenciones previstas son de 8 horas en días de bajo viento																																						

Palmatir S.A.

No tenemos previstas paradas anuales de planta para mantenimiento. En general las hacemos en simultáneo con las paradas solicitadas por Transmisión.

Cadonal S.A.

No tenemos previstas paradas anuales de planta para mantenimiento. En general las hacemos en simultáneo con las paradas solicitadas por Transmisión.

Polesine S.A.

El mantenimiento anual de subestación se realizó el 9/2/2017. No hay ningún mantenimiento importante planificado para el resto del año por ahora.

Generación Eólica Minas S.A.

El mantenimiento anual de subestación en Minas ya fue realizado el 8/2/2017. No hay planeado ningún evento importante. De surgir, se les notificará.



Fenirol S.A.

Estimados para dicho periodo Fenirol no tiene previsto mantenimiento mayores ni paradas programadas, solo aquellas solicitadas por DNC.

4.1.1 Resumen de solicitudes de mantenimiento de unidades generadoras de UTE

PTI 1-8	
Enviado por:	Julio Pastorin
Fecha de recepción:	14/03/2017
Solicitud de aclaración:	



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Datos al
10/03/2016

Horas Liquidado	Horas Gas	Horas Totales	Arranques Liquidados	Arranques Gas	Horas desde ultima Sección caliente	Falta para proxima Sección Caliente (Vida media esperada 12500 h)	Horas Sprint Alta	Horas Sprint Baja	Arranques Totales	Horas Sprint Totales	Cero de arranques liquidados	Cero de arranques gas	Arranques para SB 310	Limite SB 310	Horas anuales considerando un despacho del 10 %	Falta para proxima Sección caliente años
29991	524	30515	1216	79	5357	7143	1246	26590	1295	27836			1295	1500	860	8,3
30651	271	30922	1324	56	4130	8370	1457	26902	1380	28359	1108	56	216	1500	860	9,7
25236	1265	26501	890	76	6931	5569	861	23040	966	23901			966	1500	860	6,5
29991	563	30554	1218	71	1521	10979	751	27280	1289	28031	826	66	397	1500	860	12,8
23166	1162	24328	801	100	988	11512	739	20706	901	21445	718	100	283	1500	860	13,4
22866	403	23269	934	71	6669	5831	957	20656	1005	21613	826		1005	1500	860	6,8

Identificación del Participante o Agente solicitante (Central en el caso de UTE)	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8
Identificación del o los equipos que estarán indisponibles (unidad generadora)	Turbina N° 191-557	Turbina N° 191-556	Turbina N° 191-558	Turbina N° 191-723	Turbina N° 191-550	Turbina N° 191-682	Turbina N°	Turbina N°
Tipo de mantenimiento, motivo y objetivos del trabajo a realizar;	Cambio de sistema de control	Cambio de sistema de control	Cambio de sistema de control	Cambio de sistema de control	Cambio de sistema de control	Cambio de sistema de control	Boroscopia turbina y mantenimientos programados.	Boroscopia turbina y mantenimientos programados.
Ensayos a realizarse que pueden afectar la confiabilidad o seguridad del sistema, de existir;								
Cantidad de días previstos de mantenimiento y ventanas posibles para realización del mismo. A su vez informar preferencias de fechas.	30 días. Comienzo 18 abril /30 días desde 18/10 al 18/11	30 días. Comienzo 18 mayo /30 días desde 18/10 al 18/11	30 días. Comienzo 18 junio /30 días desde 18/10 al 18/11	30 días. Comienzo 18 julio /30 días desde 18/10 al 18/11	30 días. Comienzo 18 agosto /30 días desde 18/10 al 18/11	30 días. Comienzo 18 setiembre al 18 de octubre Actualización Sistema BOP /30 días desde 18/10 al 18/11	5 días, comenzando el 9/4/2018	5 días, comenzando el 16/4/2018
Estimación de las restricciones que resultan del mantenimiento (por ejemplo en la capacidad de generación o de transmisión);	Unidad indisponible	Unidad indisponible	Unidad indisponible	Unidad indisponible	Unidad indisponible	Unidad indisponible		
Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad;								
Si el mantenimiento involucra equipos de otra empresa, constancia del acuerdo con la otra empresa. En el caso de Trasmisores, identificación de los Distribuidores y Grandes Consumidores, si los hubiere, que resultarán afectados;								
Observaciones que a juicio del Agente o Participante, se consideren relevantes y de interés, tales como motivos que dificultan cambiar las fechas solicitadas, causas de incertidumbre sobre duración de trabajos o sobre las fechas de realización de los mismos, etc.	Hs estimadas para Sección caliente: 12500. Hs estimadas para Overhaul: 25000. Hs totales de Unidad al 10/3/2017 30515. Falta para prox. Sección Caliente: 7143. Falta para Overhaul: 7143. Ver nota 1	Hs estimadas para Sección caliente: 12500 Hs estimadas para Overhaul: 25000. Hs totales de Unidad al 10/3/2017 4130. Falta para prox. Sección Caliente: 8370. Falta para Overhaul: 20870	Hs estimadas para Sección caliente: 12500 Hs estimadas para Overhaul: 25000. Hs totales de Unidad al 10/3/2017 26501. Falta para prox. Sección Caliente: 5569. Falta para Overhaul: -1501. Ver nota 2	Hs estimadas para Sección caliente: 12500 Hs estimadas para Overhaul: 25000. Hs totales de Unidad al 10/3/2017 14102. Falta para prox. Sección Caliente: 10979. Falta para Overhaul: 10898	Hs estimadas para Sección caliente: 12500 Hs estimadas para Overhaul: 25000. Hs totales de Unidad al 10/3/2017 898. Falta para prox. Sección Caliente: 11512. Falta para Overhaul: 24102	Hs estimadas para Sección caliente: 12500 Hs estimadas para Overhaul: 25000. Hs totales de Unidad al 10/3/2017 23269. Falta para prox. Sección Caliente: 5831. Falta para Overhaul: 1731. Ver Nota 3	La unidad 7 tiene 267 arranques y 1902 hs de fuego	La unidad 8 tiene 283 arranques y 1870 hs de fuego



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

PLANIFICACION QUINQUENAL 02-2016											
		U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	Observaciones	
2017	1S										
	2S										
2018	1S									La parada de calibracion coincide con la del generador.	
	2S										
2019	1S										
	2S										
2020	1S										
	2S										
2021	1S										
	2S										

Indicar días de indisponibilidad previstos por semestre

 Mantenimiento ya efectuado
 Cambio de sistema de control. 30 días por unidad
 Actualizacion BOP. Indisponibilidad de 30 días, toda la planta.
 Boroscopia y mantenimientos programados. 5 días por unidad
 Inspeccion de generador. 20 días de indisponibilidad.
 Parada para calibracion de instrumentacion, inspecciones mecanicas y electricas. Protecciones de genarador y turbina. 10 días inisponibilidad.

A la unidad 1 le faltan 205 arranques para implementar el SB 310 (cambio de alabes etapa 3 a 5 del HPC)
Es dificil estimar el numero de arranques, pero parece con los datos historico, que faltan al menos un par de años para implementarlo.

En los casos de UTE, se considera horario normal, sin horas extras.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

CENTRAL	Terra, Baygorria y Palmar
Enviado por:	Gustavo Areco
Fecha de recepción:	08/03/2017
Solicitud de aclaración:	--/--/--
Tipo de Generación:	Hidráulica
Unidades informadas:	BON1-BON4, BAY1-BAY3, PAL1-PAL3

Identificación del Participante o Agente solicitante (Central en el caso de UTE)	CH Baygorria	CH Baygorria	CH Baygorria
Identificación del o los equipos que estarán indisponibles (unidad generadora)	U2	U3	U1
Tipo de mantenimiento, motivo y objetivos del trabajo a realizar;	Mantenimiento programado	Mantenimiento programado	Mantenimiento programado
Ensayos a realizarse que pueden afectar la confiabilidad o seguridad del sistema, de existir;	No corresponde	No corresponde	No corresponde
Cantidad de días previstos de mantenimiento y ventanas posibles para realización del mismo. A su vez informar preferencias de fechas.	18 días en primer semestre de 2017	18 días en segundo semestre de 2017	13 días en primer semestre de 2018
Estimación de las restricciones que resultan del mantenimiento (por ejemplo en la capacidad de generación o de transmisión);	Disminución de la potencia de la Central en 34 Mw	Disminución de la potencia de la Central en 34 Mw	Disminución de la potencia de la Central en 34 Mw
Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad;	No corresponde	No corresponde	No corresponde
Si el mantenimiento involucra equipos de otra empresa, constancia del acuerdo con la otra empresa. En el caso de Trasmisores, identificación de los Distribuidores y Grandes Consumidores, si los hubiere, que resultarán afectados;	No corresponde	No corresponde	No corresponde
Observaciones que a juicio del Agente o Participante, se consideren relevantes y de interés, tales como motivos que dificultan cambiar las fechas solicitadas, causas de incertidumbre sobre duración de trabajos o sobre las fechas de realización de los mismos, etc.	Cambio de protecciones del generador	Cambio de protecciones del generador	Mantenimiento programado



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Identificación del Participante o Agente solicitante (Central en el caso de UTE)	CH Constitución	CH Constitución	CH Constitución
Identificación del o los equipos que estarán indisponibles (unidad generadora)	U3	U2	U1
Tipo de mantenimiento, motivo y objetivos del trabajo a realizar;	Mantenimiento programado	Mantenimiento programado	Mantenimiento programado
Ensayos a realizarse que pueden afectar la confiabilidad o seguridad del sistema, de existir;	No corresponde	No corresponde	No corresponde
Cantidad de días previstos de mantenimiento y ventanas posibles para realización del mismo. A su vez informar preferencias de fechas.	16 días en el primer semestre de 2018	25 días en primer semestre de 2017	16 días en segundo semestre de 2017
Estimación de las restricciones que resultan del mantenimiento (por ejemplo en la capacidad de generación o de trasmisión);	Disminución de la potencia de la Central en 111 Mw	Disminución de la potencia de la Central en 111 Mw	Disminución de la potencia de la Central en 111 Mw
Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad;	No corresponde	No corresponde	No corresponde
Si el mantenimiento involucra equipos de otra empresa, constancia del acuerdo con la otra empresa. En el caso de Trasmisores, identificación de los Distribuidores y Grandes Consumidores, si los hubiere, que resultarán afectados;	No corresponde	No corresponde	No corresponde
Observaciones que a juicio del Agente o Participante, se consideren relevantes y de interés, tales como motivos que dificultan cambiar las fechas solicitadas, causas de incertidumbre sobre duración de trabajos o sobre las fechas de realización de los mismos, etc.	No corresponde	No corresponde	No corresponde

Identificación del Participante o Agente solicitante (Central en el caso de UTE)	CH Terra	CH Terra	CH Terra	CH Terra	CH Terra	CH Terra	CH Terra	CH Terra	CH Terra
Identificación del o los equipos que estarán indisponibles (unidad generadora)	U 1	U 2	U 3	U 4	U 1	U 3	U 4	U 1	U 2
Tipo de mantenimiento, motivo y objetivos del trabajo a realizar;	Reemplazo trafo de neutro (PCB)	Reemplazo trafo de neutro (PCB)	Reemplazo trafo de neutro (PCB)	Reemplazo trafo de neutro (PCB)	Reparación de ANILLO DE GARGANTA	Actualización Regulator de velocidad	Actualización Regulator de velocidad	Actualización Regulator de velocidad	Actualización Regulator de velocidad
Ensayos a realizarse que pueden afectar la confiabilidad o seguridad del sistema, de existir;	No	No	No	No	No	No	No	No	No
Cantidad de días previstos de mantenimiento y ventanas posibles para realización del mismo. A su vez informar preferencias de fechas.	1/2 día en el primer semestre 2017	1/2 día en el primer semestre 2017	1/2 día en el primer semestre 2017	1/2 día en el primer semestre 2017	20 días en el primer semestre 2017	28 días en el segundo semestre 2017	28 días en el segundo semestre 2017	28 días en el primer semestre 2018	28 días en el primer semestre 2018
Estimación de las restricciones que resultan del mantenimiento (por ejemplo en la capacidad de generación o de trasmisión);	Disminución de la potencia de la Central en 38 Mw	Disminución de la potencia de la Central en 38 Mw	Disminución de la potencia de la Central en 38 Mw	Disminución de la potencia de la Central en 38 Mw	Disminución de la potencia de la Central en 38 Mw	Disminución de la potencia de la Central en 38 Mw	Disminución de la potencia de la Central en 38 Mw	Disminución de la potencia de la Central en 38 Mw	Disminución de la potencia de la Central en 38 Mw
Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad;	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde
Si el mantenimiento involucra equipos de otra empresa, constancia del acuerdo con la otra empresa. En el caso de Trasmisores, identificación de los Distribuidores y Grandes Consumidores, si los hubiere, que resultarán afectados;	Y48923 IDM (INGENER)	Y48923 IDM (INGENER)	Y48923 IDM (INGENER)	Y48923 IDM (INGENER)	No aplica	EMERSON Argentina-Rusia	EMERSON Argentina-Rusia	EMERSON Argentina-Rusia	EMERSON Argentina-Rusia
Observaciones que a juicio del Agente o Participante, se consideren relevantes y de interés, tales como motivos que dificultan cambiar las fechas solicitadas, causas de incertidumbre sobre duración de trabajos o sobre las fechas de realización de los mismos, etc.					No simultaneo con Baygorria y Palmar por intercambio de personal.	Suministro y Cambio del Reg. Vel. Contratado a empresa licitación Y47664	Suministro y Cambio del Reg. Vel. Contratado a empresa licitación Y47664	Suministro y Cambio del Reg. Vel. Contratado a empresa licitación Y47664	Suministro y Cambio del Reg. Vel. Contratado a empresa licitación Y47664



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

		Terra				Baygorria			Constitución		
		U1	U2	U3	U4	U1	U2	U3	U1	U2	U3
2017	1S	12 d	12 d				18 d				16 d
	2S							18 d		16 d	
2018	1S			12 d	12 d	13 d			16 d		
	2S						13 d		16 d		
2019	1S	12 d	12 d					13 d		16 d	

4.1.2 Resumen de solicitudes de mantenimiento de unidades generadoras de CTM-SG

		G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G11	G12	G13	G14
semana 1	01/01/2017	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1
semana 2	08/01/2017	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1
semana 3	15/01/2017	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1
semana 4	22/01/2017	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1
semana 5	29/01/2017	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1
semana 6	05/02/2017	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1
semana 7	12/02/2017	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1
semana 8	19/02/2017	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1
semana 9	26/02/2017	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1
semana 10	05/03/2017	1	0	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1
semana 11	12/03/2017	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1
semana 12	19/03/2017	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1
semana 13	26/03/2017	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1
semana 14	02/04/2017	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1
semana 15	09/04/2017	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1
semana 16	16/04/2017	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1
semana 17	23/04/2017	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1
semana 18	30/04/2017	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 19	07/05/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 20	14/05/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 21	21/05/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 22	28/05/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 23	04/06/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 24	11/06/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 25	18/06/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 26	25/06/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 27	02/07/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 28	09/07/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 29	16/07/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 30	23/07/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 31	30/07/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 32	06/08/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 33	13/08/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 34	20/08/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 35	27/08/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 36	03/09/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 37	10/09/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 38	17/09/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 39	24/09/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1
semana 40	01/10/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1
semana 41	08/10/2017	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1
semana 42	15/10/2017	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 43	22/10/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 44	29/10/2017	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 45	05/11/2017	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 46	12/11/2017	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 47	19/11/2017	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 48	26/11/2017	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 49	03/12/2017	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 50	10/12/2017	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 51	17/12/2017	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 52	24/12/2017	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

		G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G11	G12	G13	G14
semana 1	07/01/2018	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 2	14/01/2018	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 3	21/01/2018	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 4	28/01/2018	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 5	#####	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 6	11/02/2018	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 7	18/02/2018	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 8	#####	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 9	#####	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 10	11/03/2018	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 11	18/03/2018	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 12	#####	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 13	01/04/2018	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 14	#####	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 15	15/04/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 16	#####	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 17	#####	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 18	#####	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 19	13/05/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 20	#####	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 21	#####	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 22	#####	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 23	10/06/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 24	17/06/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 25	#####	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 26	01/07/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 27	#####	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 28	15/07/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 29	#####	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 30	#####	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 31	#####	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 32	12/08/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 33	19/08/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 34	#####	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 35	#####	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 36	#####	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 37	16/09/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 38	#####	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 39	#####	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 40	07/10/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 41	14/10/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 42	21/10/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 43	28/10/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 44	04/11/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
semana 45	11/11/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
semana 46	18/11/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
semana 47	25/11/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
semana 48	02/12/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
semana 49	09/12/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
semana 50	16/12/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
semana 51	23/12/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
semana 52	30/12/2018	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1



4.2 Anexo 2 – Comparación de los resultados de la sala horaria y semanal

Debido a la alta inserción de energías renovables no convencionales en el SIN, especialmente eólica, se realiza una simulación con sala de paso horario donde además del embalse de Bonete, se modelan los embalses de Salto Grande y Palmar. De esta forma se cuenta con un modelado más detallado del SIN que refleja en forma más adecuada la capacidad de filtrado del sistema.

4.2.1 Modelo

Se utiliza la versión 151_Talismah de SimSEE con una sala de paso horario.

Se modelan Bonete, Palmar Y Salto como centrales hidráulicas con embalses.

Fecha de optimización: 18/03/2017 – 31/10/2017

Fecha de la simulación: 18/03/2017 – 30/09/2017 (semana 12 de 2017 a semana 39 de 2017)

Fecha de guarda de la simulación: 01/04/17 – semana 14 de 2017

Las condiciones iniciales son las mismas que la de la sala de paso semanal.

Se usa un sintetizador de aportes horario CEGH que fue construido en función del CEGH de paso semanal “SintetizadorCEGH_BPS_iN34_cmoBR_Horario”, que tiene solamente como variables de estado la de los aportes sobre el río Negro y la de los aportes sobre el río Uruguay.

Se utilizan las mismas fuentes y precio de petróleo de la sala de paso semanal.

Se engancha esta sala horaria con el costo futuro de la sala de paso semanal utilizando la opción de estabilizar frame inicial.

Se realiza una optimización con 5 sorteos.

Se realiza la simulación con 1000 crónicas sintéticas.

4.2.2 Resultados

4.2.2.1 Comparación de la energía de falla

En la Figura 8 se presenta la comparación de los resultados de la monótona de las curvas de excedencia de falla total del período PAM de la sala de paso horario y semanal.

Se observa que el andamio de la monótona es muy similar en ambos casos y que la sala de paso horario en general presenta mayor energía de falla.

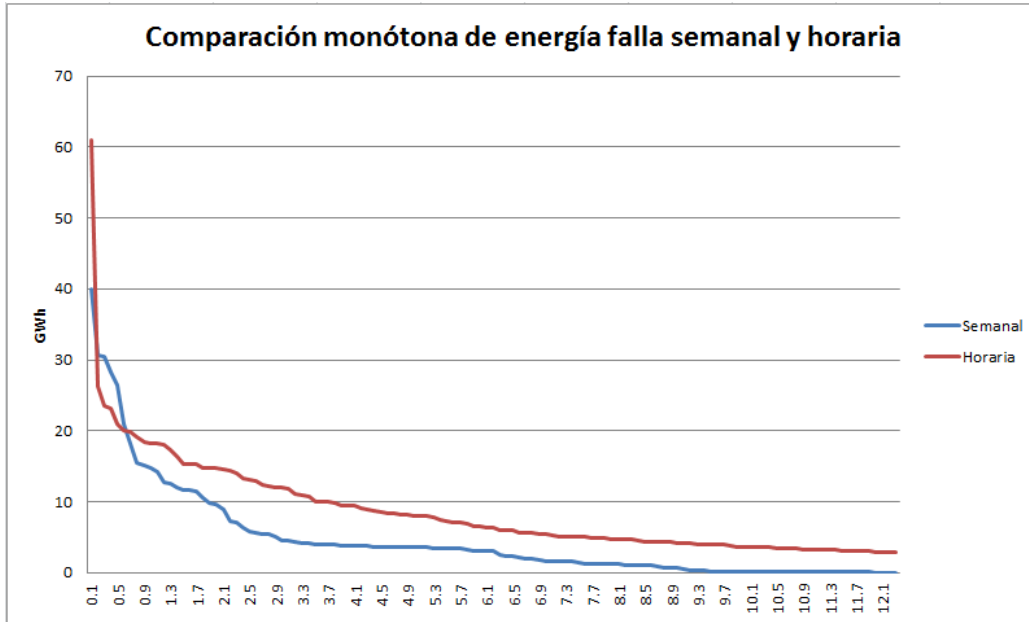


Figura 8: Comparación de monótona de energía de falla total del período PAM semanal y horaria

4.2.2.2 Comparación de la evolución de la cota del lago de Bonete.

En la Figura 9 se muestra la comparación de la evolución de la cota de Bonete de la sala de paso horario y semanal. Se observa a grandes rasgos que la evolución es similar, y en promedio la cota de la sala horaria es menor que la cota de la sala semanal.

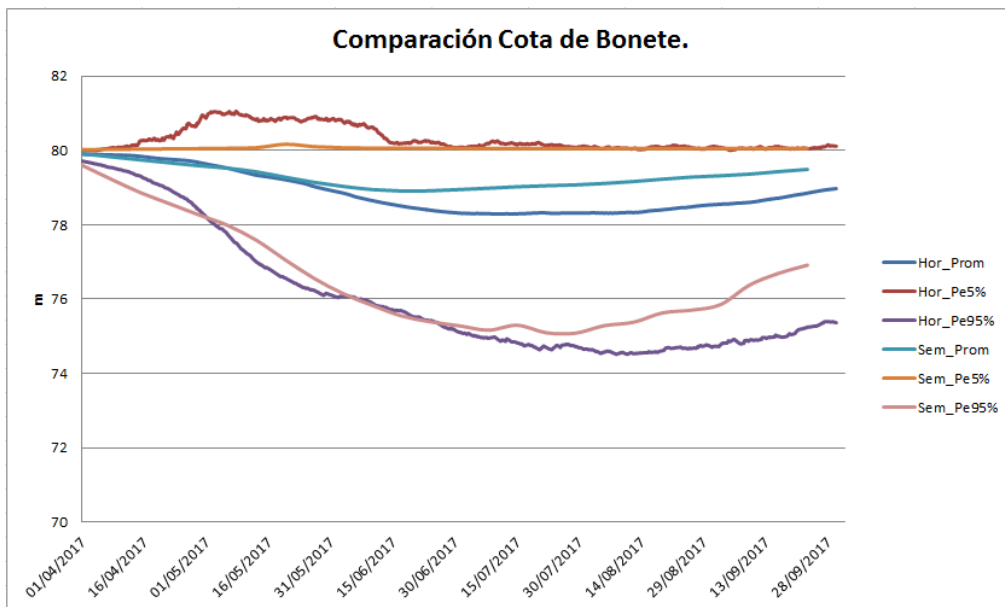


Figura 9: Comparación de la Evolución de la Cota de Bonete.

4.2.2.3 Comparación del costo marginal del sistema.

En la Figura 10 se muestra los resultados de la evolución del costo marginal del sistema horario, semanal y semanal del poste 1.

Se observa que en las primeras semanas del PAM hay diferencias entre los costos marginales horarios y los costos marginales del poste 1 y promedio semanales, siendo mayores los costos marginales de la sala de paso semanal. Estas diferencias se deben principalmente al modelado del sistema (embalses) que se refleja en la capacidad de filtrado del sistema hidroeléctrico - eólico.

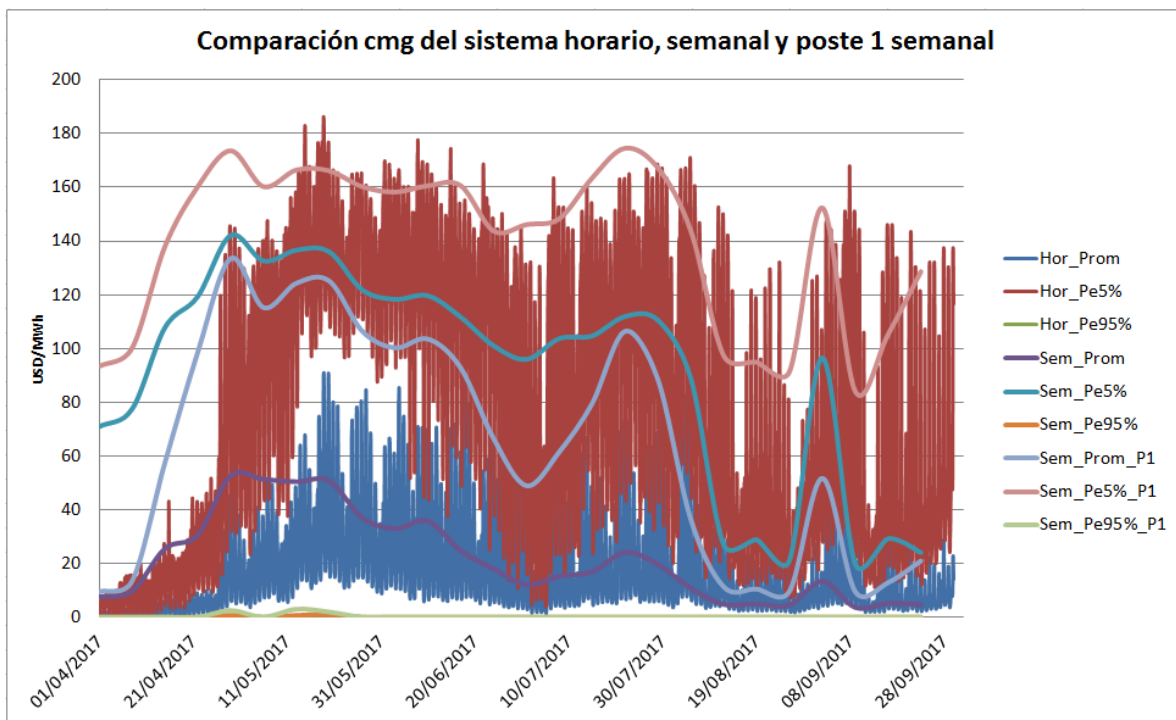


Figura 10: Comparación del costo marginal del sistema.

4.2.2.4 Comparación de Excedentes de Exportación Acumulados.

En la Figura 11 se muestra la comparación de la Exportación de Excedentes Acumulados. Se observa que la exportación de excedentes es mayor en la sala de paso horario.

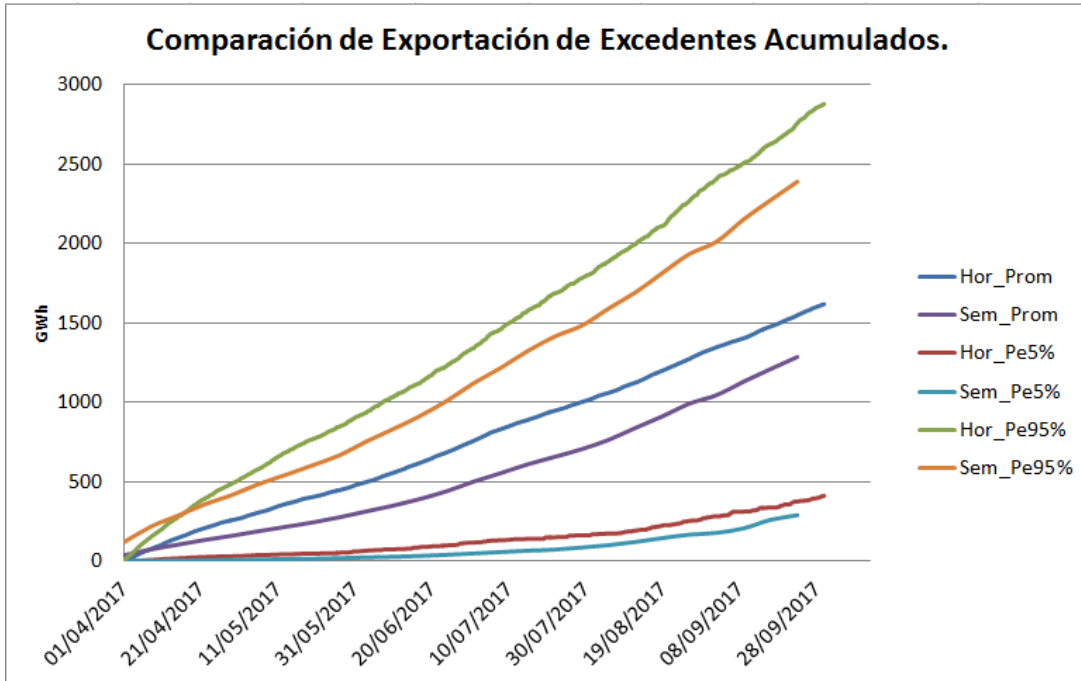


Figura 11: Comparación de Excedentes de Exportación Acumulados.

Conclusiones

De los resultados obtenidos se concluye que las salas de paso horario y semanal presentan diferencias principalmente en los costos marginales del sistema y la exportación de excedentes.



ÍNDICE

1	RESUMEN EJECUTIVO.....	2
2	HIPÓTESIS.....	2
2.1	Clima.....	3
2.2	Demanda.....	4
2.3	Precios de los combustibles.....	5
2.4	Intercambio de Energía.....	7
2.5	Excedentes.....	7
2.6	Parque generador nacional.....	7
2.7	Factor de respuesta unidades térmicas de UTE:.....	8
2.8	Generación Distribuida.....	9
2.9	Red de Trasmisión.....	13
2.10	Modelo.....	13
3	PAM ABRIL – SETIEMBRE 2017.....	14
3.1	Cronograma.....	14
3.2	Resultados simulación de paso semanal.....	19
3.2.1	Respaldo no hidráulico del sistema.....	19
3.2.2	Análisis de falla.....	20
3.2.3	Evolución de la cota del lago de Bonete.....	21
3.2.4	Despacho Promedio.....	22
3.2.5	Costo marginal del Sistema.....	22
3.2.6	Balance energético y costos operativos.....	24
4	ANEXOS.....	26
4.1	ANEXO 1- Información de Agentes.....	26
4.1.1	Resumen de solicitudes de mantenimiento de unidades generadoras de UTE.....	28
4.1.2	Resumen de solicitudes de mantenimiento de unidades generadoras de CTM-SG.....	33
4.2	Anexo 2 – Comparación de los resultados de la sala horaria y semanal.....	35
4.2.1	Modelo.....	35



4.2.2	Resultados	35
	Conclusiones	38
	ÍNDICE	39