



Programa Anual de Mantenimiento (PAM) Octubre 2017 – Marzo 2018

**ADME Setiembre 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, Gabriela Gaggero y Hernán Rodrigo

Montevideo 28/09/2017



1 Resumen ejecutivo.

Actualmente el estatus del fenómeno ENSO es de vigilancia de la Niña para la primavera verano 2018. Si bien el sistema oceánico y atmósfera permanece consistente con ENSO neutral, las predicciones más recientes del Sistema de Pronósticos NCEP y NMME indican la formación de La Niña, con probabilidad de entre 55 y 60% para el período primavera verano próximos. La Niña provoca un sesgo en las lluvias hacia valores por debajo de la media en esta región de América.

La coyuntura en Argentina y en Brasil no ha cambiado. En particular Brasil continúa enfrentando un período de baja hidraulicidad, siendo la principal novedad que han comenzado los intercambios con ese país, los que se vienen realizando con fluidez. Es por esto que se ajustan las previsiones de comercio internacional en relación a la PES vigente (ver apartado 2.4 de este informe).

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 (ver apartado 3.2.2) se concluye que los mantenimientos mayores previstos no impactan significativamente al sistema en el período octubre 2017 – marzo 2018. 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 Conversora Melo, ésta última fundamentalmente para atender posibles faltas puntuales de potencia durante el verano.

Nota Posterior a la circulación de la Propuesta PAM: Se adelantó la entrada en servicio de la primera turbina del ciclo combinado que estaba prevista para la primer semana del 2018 a la semana 41 del 2017. No se realizaron simulaciones adicionales por considerar que: a) el cambio es una mejora en el respaldo térmico del sistema y b) en los estudios realizados no se detectaron problemas de potencia ni la necesidad de posponer mantenimientos.



2 Hipótesis.

Se toman las hipótesis correspondientes a la Programación Estacional vigente (PES 2017-05-2 Mayo-Octubre 2017) con las siguientes modificaciones:

- 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 01/01/2018 para las turbinas en ciclo abierto, con la combinación del ciclo el 01/12/2018.
- Se usa la proyección de demanda realizada por el Grupo de Demanda de UTE en Julio de 2017.
- Se ajustan las previsiones de intercambio internacional, considerando el comportamiento reciente del mercado brasilero.
- No se considera disponible la importación.

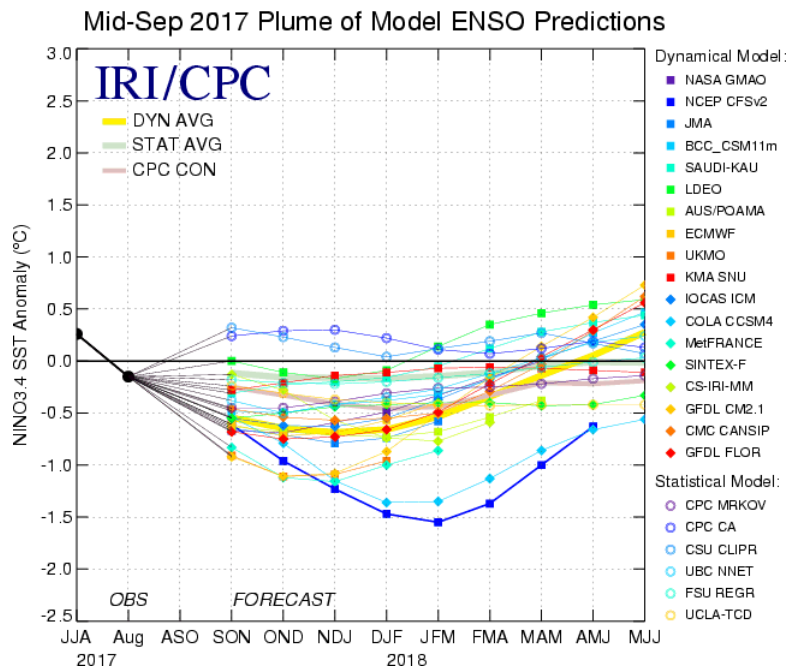
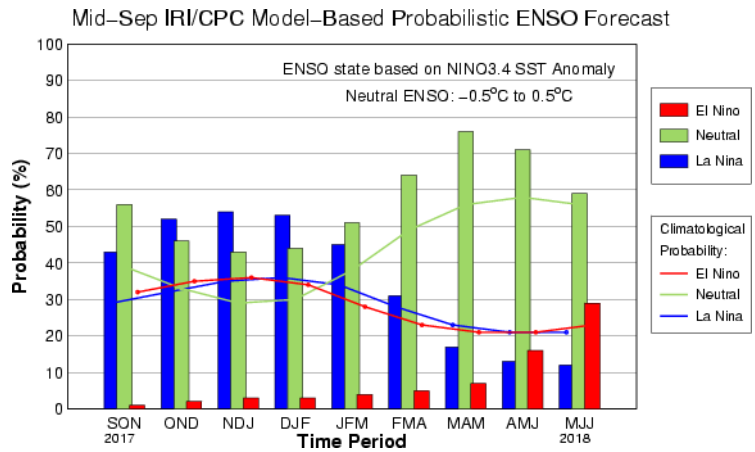
No se representan limitaciones en el abastecimiento de combustible durante el período de tiempo a considerar.

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

2.1 Clima

Para la primavera y próximo verano, a raíz de los datos de las últimas semanas, existe alerta de La Niña (lo que provoca un sesgo hacia precipitaciones menores a la media).

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





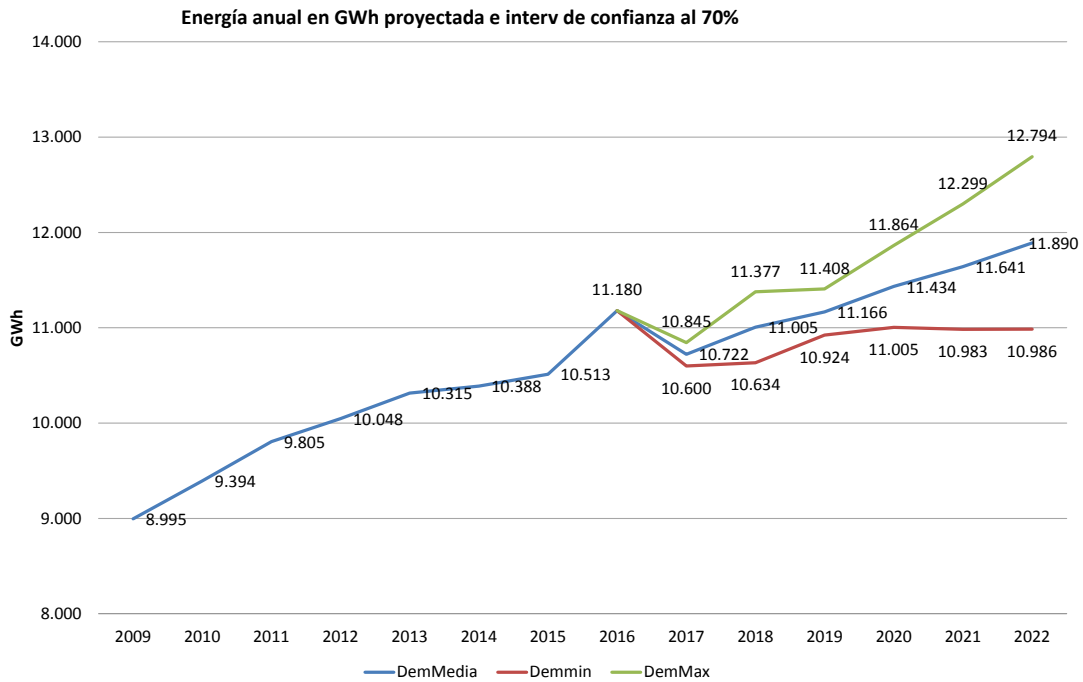
2.2 Demanda

| | | Energías en GWh | | | | | |
|------|-----------|-----------------|------------|----------------|------------|----------------|------------|
| Año | Tipo | Escenario Base | Incremento | Escenario Bajo | Incremento | Escenario 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 | REAL | 11.180 | 6.34% | 11.180 | 6.34% | 11.180 | 6.34% |
| 2017 | PREVISIÓN | 10.722 | -4.10% | 10.600 | -5.19% | 10.845 | -3.00% |
| 2018 | PREVISIÓN | 11.005 | 2.64% | 10.634 | 0.32% | 11.377 | 4.91% |
| 2019 | PREVISIÓN | 11.166 | 1.46% | 10.924 | 0.91% | 11.408 | 2.77% |
| 2020 | PREVISIÓN | 11.434 | 2.40% | 11.005 | 0.73% | 11.864 | 4.00% |
| 2021 | PREVISIÓN | 11.641 | 1.81% | 10.983 | -0.19% | 12.299 | 3.66% |
| 2022 | PREVISIÓN | 11.890 | 2.14% | 10.986 | 0.03% | 12.794 | 4.03% |

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

Con respecto a la duración de los postes, 1 y 2 corresponden al pico, 3 al resto, 4 y 5 al valle.

| 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). Hoy el barril de crudo WTI se encuentra aproximadamente a 52 USD/barril. Se resuelve considerar un valor base de 52 USD/barril, evolucionando con tendencia según 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.

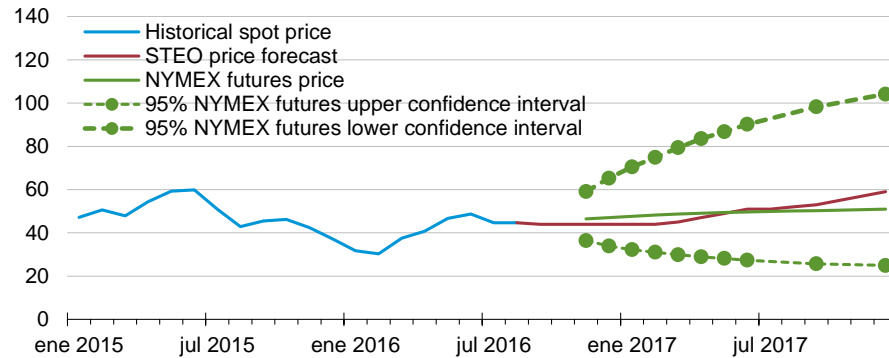
Valores resultantes:

| 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 Sep 1, 2016. Intervals not calculated for months with sparse trading in near-the-money options contracts.

Source: Short-Term Energy Outlook, September 2016.

Valores a ingresar en el modelo, WTI 52 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.Batlle Motores | 10.0 | 1.0 | 224.6 | 224.6 | 83.8 | 12.2 | 96.0 | 96.0 |
| PTA 1-6 | 48.0 | 15.0 | 224.6 | 348.2 | 121.5 | 8.7 | 130.2 | 197.0 |
| CTR | 104.0 | 20.0 | 285.8 | 585.8 | 154.5 | 4.2 | 158.8 | 321.0 |
| PTI 7-8 | 24.0 | 0.3 | 244.4 | 6048.9 | 132.2 | 10.0 | 142.2 | 3281.4 |
| PTB - CC abierto | 181.3 | 29.9 | 245.7 | 481.0 | 132.9 | 5.0 | 137.9 | 265.1 |
| PTB - CC cerrado | 539.3 | 71.3 | 184.7 | 351.0 | 99.9 | 5.0 | 104.9 | 194.8 |

2.4 Intercambio de Energía

Importación

No se considera disponible.

Exportación

Se modela como una potencia disponible de 800 MW con disponibilidad 0.7 y precio 25 USD/MWh salvo en los períodos del 01-09 al 15-11 de 2018 y 2019 en donde la potencia disponible se reduce a 550 MW.

2.5 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.

2.6 Parque generador nacional

La representación corresponde a la potencia que efectivamente las unidades entregan al sistema de trasmisión 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) | | 01/01/2018 | 01/12/2018 | 01/03/2019 |
|---------------------------|-----|------------|------------|------------|
| TG1: | 181 | 80% | 80% | 85% |
| TG2: | 181 | 80% | 80% | 85% |
| TV: | 181 | 0% | 70% | 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).

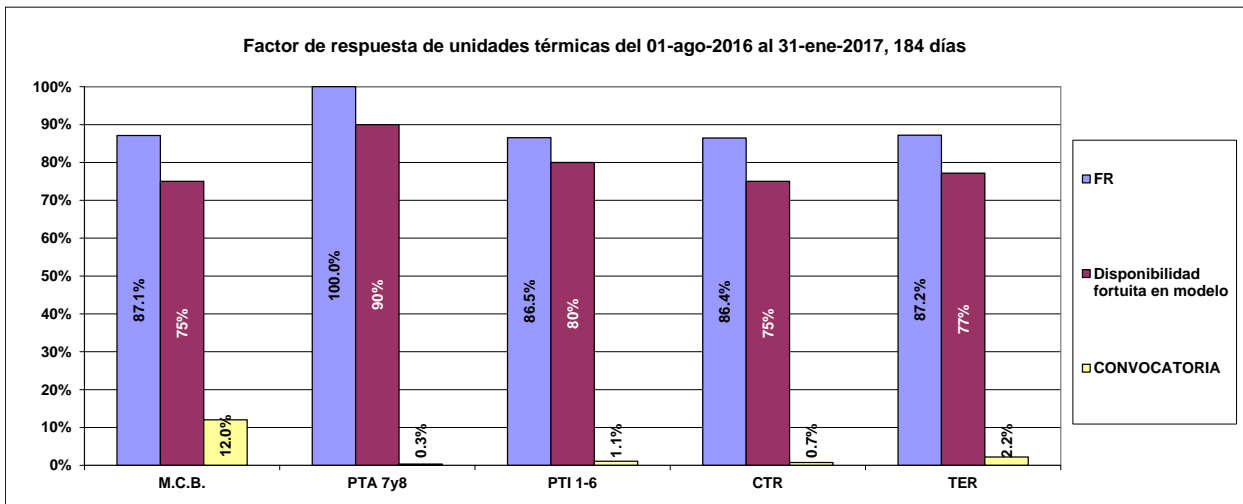


Figura 1: Factor de respuesta de las unidades térmicas



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Se adoptó la Tabla 1 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:

| | 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% |

Tabla 1: Coeficientes de Disponibilidad de las Unidades Térmicas

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 | UPM | Arboreto (Lanas Trinidad) |
|-------------------------|-----------|----------|---------------|---------|-------------|---------------|----------------|---------|------------------|-----------|---------------------------|
| UBICACIÓN | MALDONADO | PAYSANDÚ | TACUAREMBÓ | RIVERA | BELLA UNIÓN | TACUAREMBÓ | TREINTA Y TRES | RIVERA | COLONIA | RIO NEGRO | FLORES |
| TIPO DE FUENTE PRIMARIA | Biomasa | Biomasa | Biomasa | Biomasa | Biomasa | Biomasa | Biomasa | Biomasa | Biomasa | Biomasa | Biomasa |
| AÑO DE INICIO | 2004 | 2010 | 2009 | 2010 | 2010 | 2010 | 2010 | 2012 | 2013 | 2007 | 2014 |
| SEMANA DE INICIO | 48 | 28 | 48 | 15 | 45 | 9 | 35 | 13 | 50 | 44 | 14 |
| POTENCIA DISPONIBLE MW | 1.0 | 4.9 | 8.8 | 11.5 | 5.0 | 5.0 | 12.5 | 7.0 | 65.0 | 20.00 | 0.60 |
| FACTOR DE UTILIZACIÓN | 15% | 0% | 70% | 70% | 70% | 70% | 70% | 70% | 100% | 80% | 70% |
| AÑO COMIENZO | | | | 2017 | | 2018 | 2017 | | 2018 | | |
| SEMANA COMIENZO | | | | 38 | | 9 | 38 | | 9 | | |
| AÑO FIN | | | | 2017 | | 2018 | 2017 | | 2018 | | |
| SEMANA FIN | | | | 39 | | 10 | 41 | | 9 | | |
| POTENCIA DISPONIBLE | | | | 0 | | 0 | 0 | | 0 | | |
| FACTOR DE UTILIZACIÓN | | | | 0% | | 0% | 0% | | 0% | | |



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

EOLICA:

Existente

| 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 |
| ENGRRAW | ENGRRAW 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 | |

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 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 |

Expansión:

| Agente Generador | Potencia Comprometida (MW) | Fecha Estimada E/S |
|------------------|----------------------------|--------------------|
| MIEM-UTE | 0.28 | 12-02-2018 |

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: 30/09/2017 – 31/12/2021

Fecha de la simulación: 30/09/2017 – 31/12/2018 (semana 38 de 2017 a semana 52 de 2018)

Fecha de guarda de la simulación: 30/09/2017 – semana 40 de 2017

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

La cota inicial del lago Bonete se estima en 80.2 m.

Aportes iniciales, Bonete= 300 m³/s, Palmar= 10 m³/s, Salto=3000 m³/s.

Valor inicial del iN3.4: 0

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 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 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 octubre 2017- marzo 2018

3.1 Cronograma

Sigue un diagrama Gantt con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades térmicas de UTE en el período octubre 2017 a diciembre 2019.

| | | PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS E HIDRÁULICOS DEL S.I.N. AÑO 2017 | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------|--|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | 02-sep | 09-sep | 16-sep | 23-sep | 30-sep | 07-oct | 14-oct | 21-oct | 28-oct | 04-nov | 11-nov | 18-nov | 25-nov | 02-dic | 09-dic | 16-dic | 23-dic |
| | | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | 42 | 43 | 44 | 45 | 46 | 47 | 48 | 49 | 50 | 51 | 52 |
| CBM | | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| CTR1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CTR2 | | | X | | | | | | | | | | | | | | | |
| PTA1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PTA2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PTA3 | | X | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PTA4 | | | X | X | X | X | | | | | | | | | | | | |
| PTA5 | | | | | | | | | | | | | X | X | X | X | | |
| PTA6 | | | | | | | | | | | | | X | X | X | X | | |
| 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

| | 30-dic | 06-ene | 13-ene | 20-ene | 27-ene | 03-feb | 10-feb | 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 | | | | |
|------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--|--|--|--|
| | 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 | | | | |
| CBM | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 2 | 3 | 2 | 1 | 1 | | | | | | |
| CTR1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | X | X | X | | | | | | | | | | | | | | | |
| CTR2 | | | | | | | | | | X | X | X | X | X | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PTA1 | | | | | | | | | X | X | X | X | | | X | X | X | X | | | | | | | | | | | | | | | | | | X | X | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PTA2 | | | | | | | | | X | X | X | X | | | X | X | X | X | | | | | | | | | | | | | | | | | | | X | X | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PTA3 | | | | | | | | | X | X | X | X | | | X | X | X | X | | | | | | | | | | | | | | | | | | | X | X | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PTA4 | | | | | | | | | X | X | X | X | | | X | X | X | X | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | X | X | | | | | | | | | | | | | | | |
| PTA5 | | | | | | | | | X | X | X | X | | | X | X | X | X | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | X | X | | | | | | | | | | | | | |
| PTA6 | | | | | | | | | X | X | X | X | | | X | X | X | X | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PTA 7y8-U7 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PTA 7y8-U8 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CC TG1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CC TG2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CC Comb | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Comentarios:

| | |
|----------|---|
| X | Unidades indisponibles forzadas o que se representan indisponibles para estudiar robustez ante contingencias del Plan Propuesto |
| X | Unidad con mantenimiento programado para esta fecha |
| X | Ventana de mto, los trabajos previstos pueden moverse dentro de estas fechas |
| X | Fecha enviada por el generador pero no considerada para las corridas |






ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Sigue un diagrama con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades hidráulicas en el período octubre 2017 a diciembre 2019.

| | | PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS E HIDRÁULICOS DEL S.I.N. AÑO 2017 | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------|--|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | 09-sep | 16-sep | 23-sep | 30-sep | 07-oct | 14-oct | 21-oct | 28-oct | 04-nov | 11-nov | 18-nov | 25-nov | 02-dic | 09-dic | 16-dic | 23-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 | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Comentarios:

-  Unidades indisponibles forzadas o que se representan indisponibles para estudiar robustez ante contingencias del Plan Propuesto
-  Unidades con mto programado para esa fecha
-  Ventana de mto, los trabajos previstos pueden moverse dentro de estas fechas



3.2 Resultados

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

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):

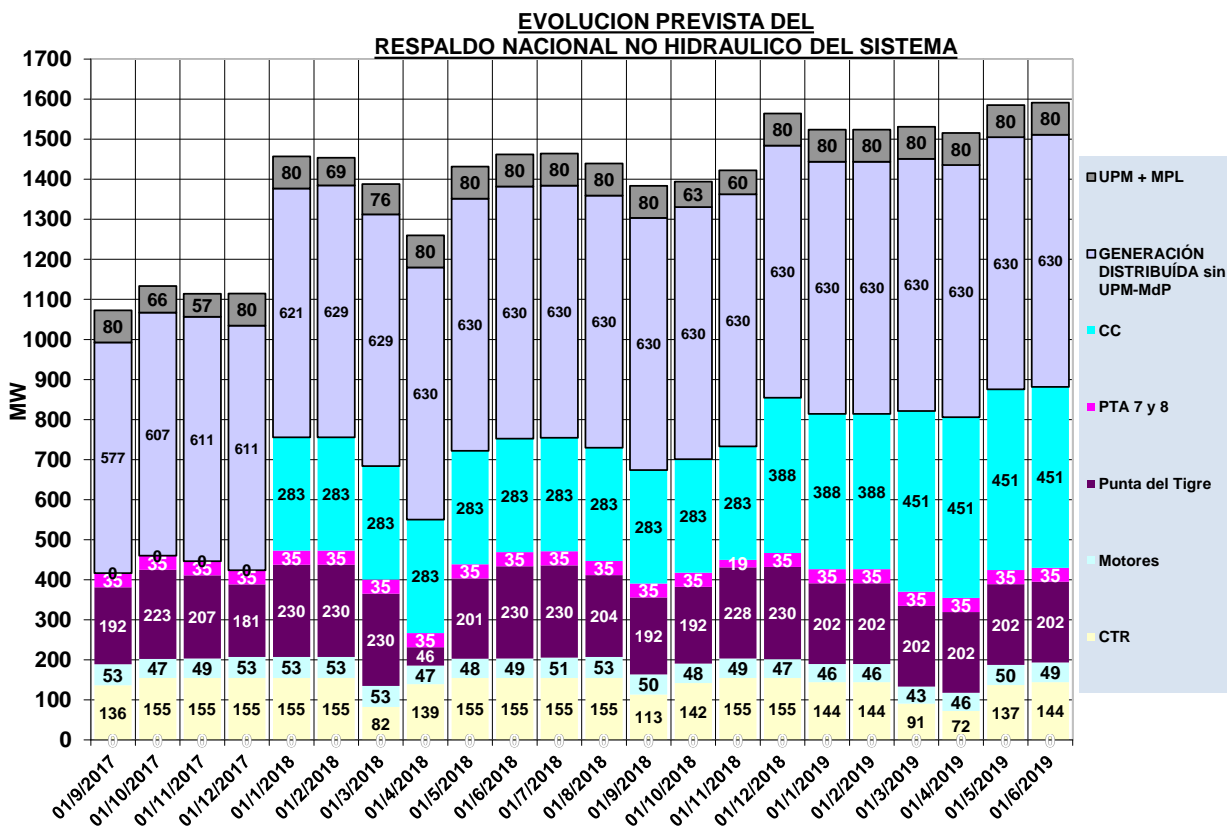


Figura 2: Evolución prevista del Respaldo Nacional no hidráulico del Sistema.

3.2.2 Análisis de falla

En la Figura 3 se muestra la evolución de la falla en aquellas crónicas que alcanzan o superan Falla 1 en el período octubre de 2017 a marzo de 2018.

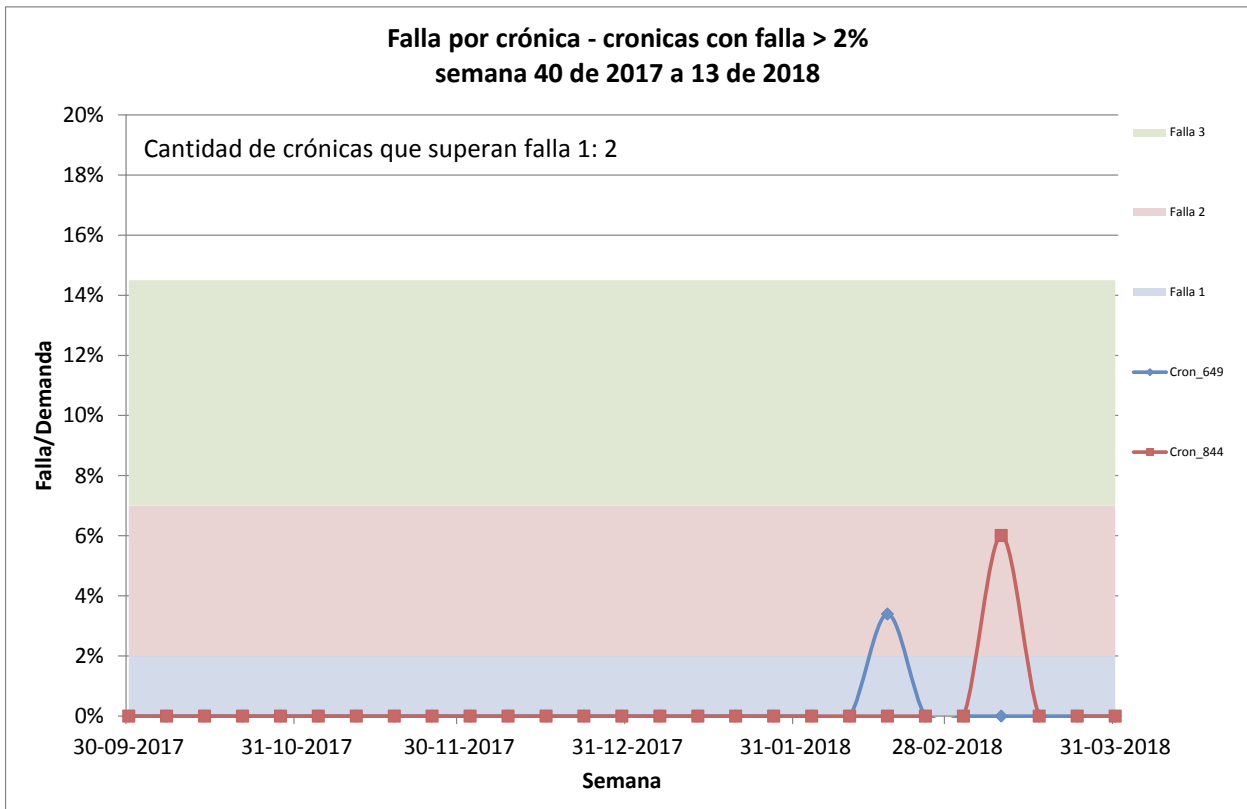


Figura 3: Falla por crónica como porcentaje de la demanda

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



Figura 4: Monótona de Excedencia de falla en porcentaje de la demanda.

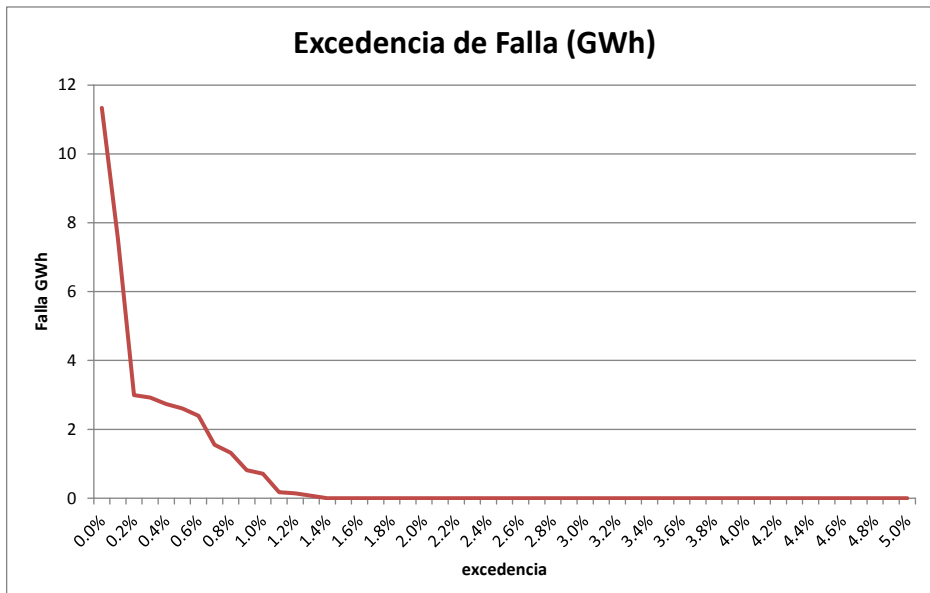


Figura 5: Monótona de Excedencia de falla en GWh

En la Figura 6 se muestra las curvas de excedencia de falla semanal.

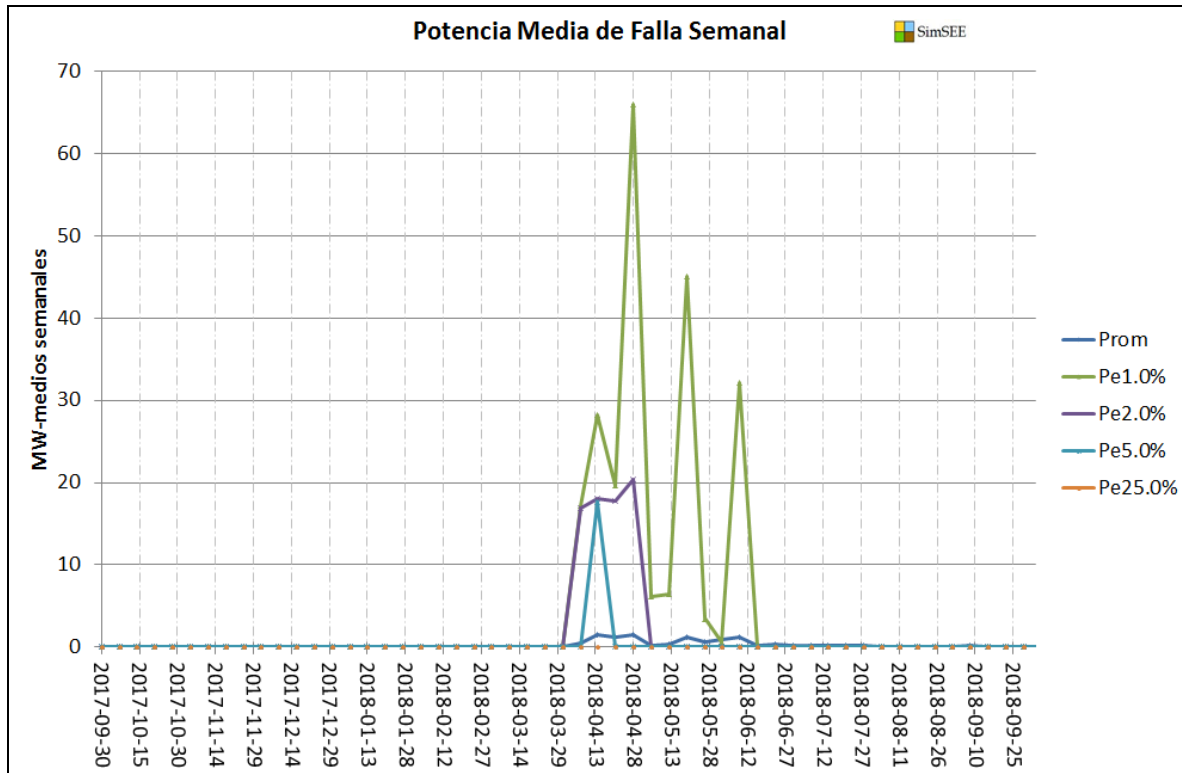


Figura 6: Potencia de falla semanal

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

Fuera del período del PAM, desde mediados de Abril a mediados de Mayo en que por PAM salen de servicio las 6 máquinas de Punta del Tigre, con Probabilidad 2% la potencia media de falla es menor a 20MW.

3.2.3 Evolución de la cota del lago de Bonete

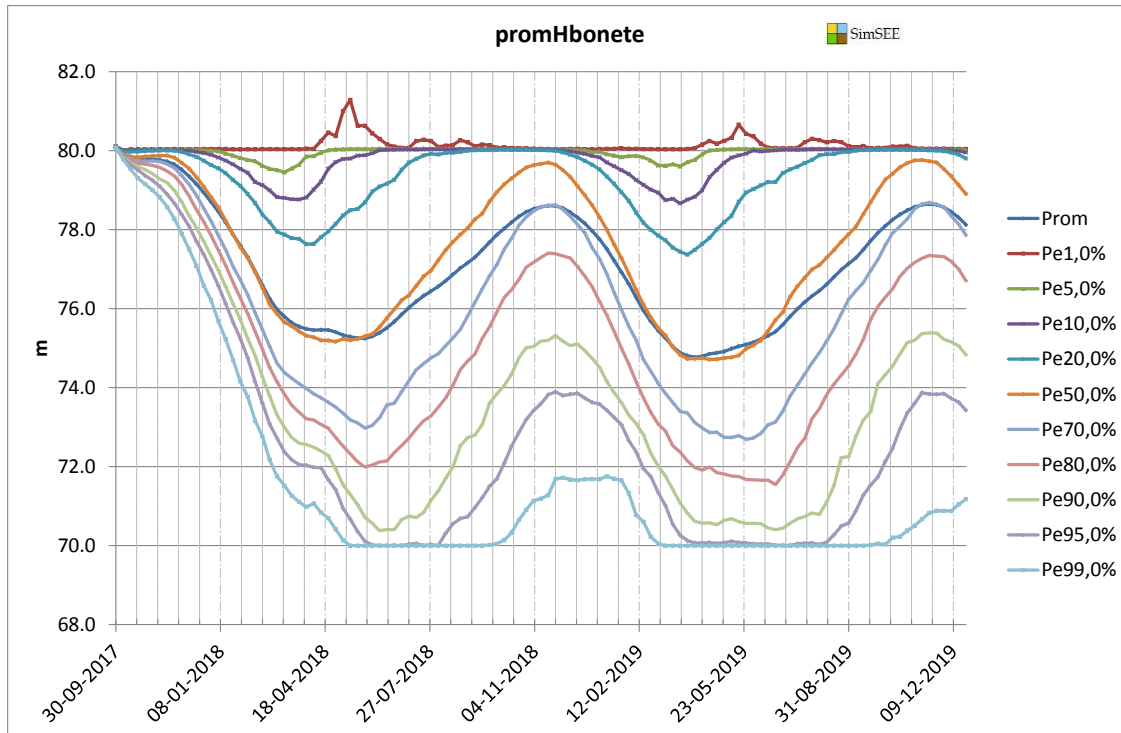


Figura 7: Evolución de la cota de Bonete

De las 1000 crónicas simuladas: hay 75 crónicas que en alguna semana del período pasan por cotas inferiores a 72.3 m y hay 357 crónicas que en alguna semana del período pasan por cotas superiores a 80.1m.

3.2.4 Despacho Promedio

En la Figura 8 se presenta el Despacho Promedio Semanal.

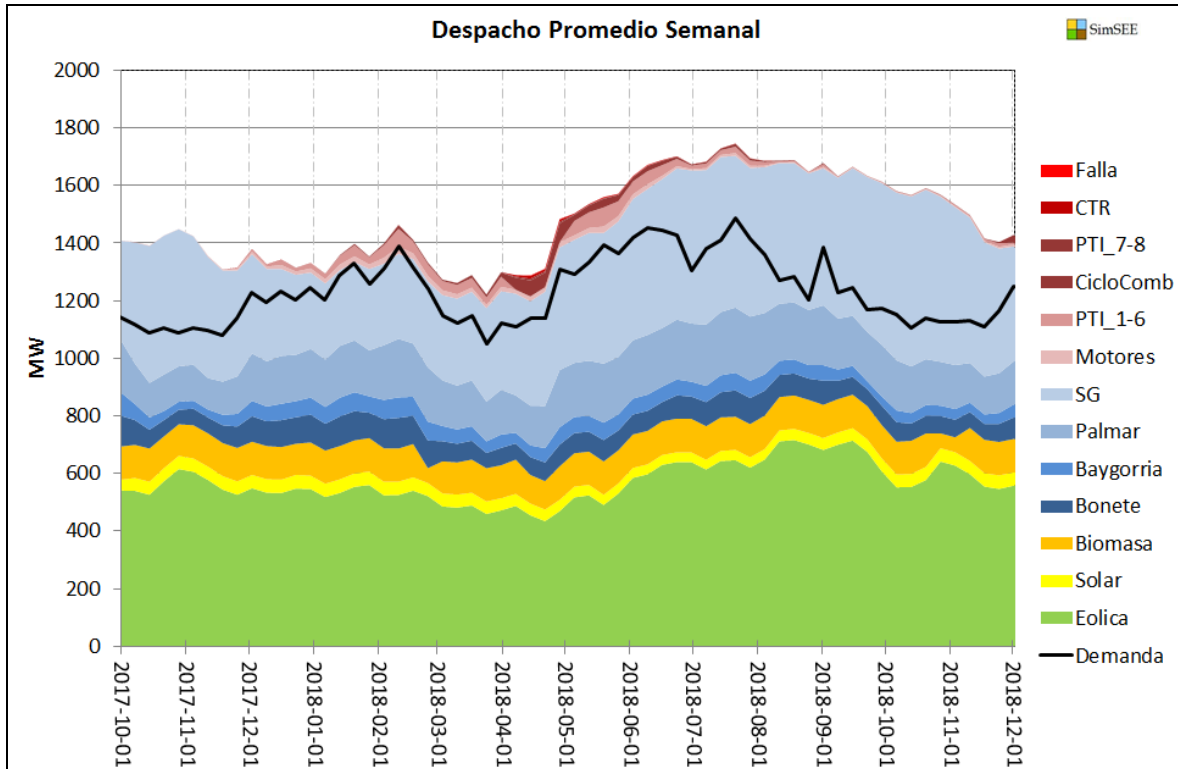


Figura 8: Despacho promedio semanal

Se observa que hasta fin de año, en valor esperado el despacho semanal cuenta con excedentes y no sería necesario utilizar térmico para satisfacer la demanda. Durante los meses de Enero y Febrero si bien el despacho promedio es prácticamente 100% renovable, no hay prácticamente excedentes.

3.2.5 Costo marginal del Sistema

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

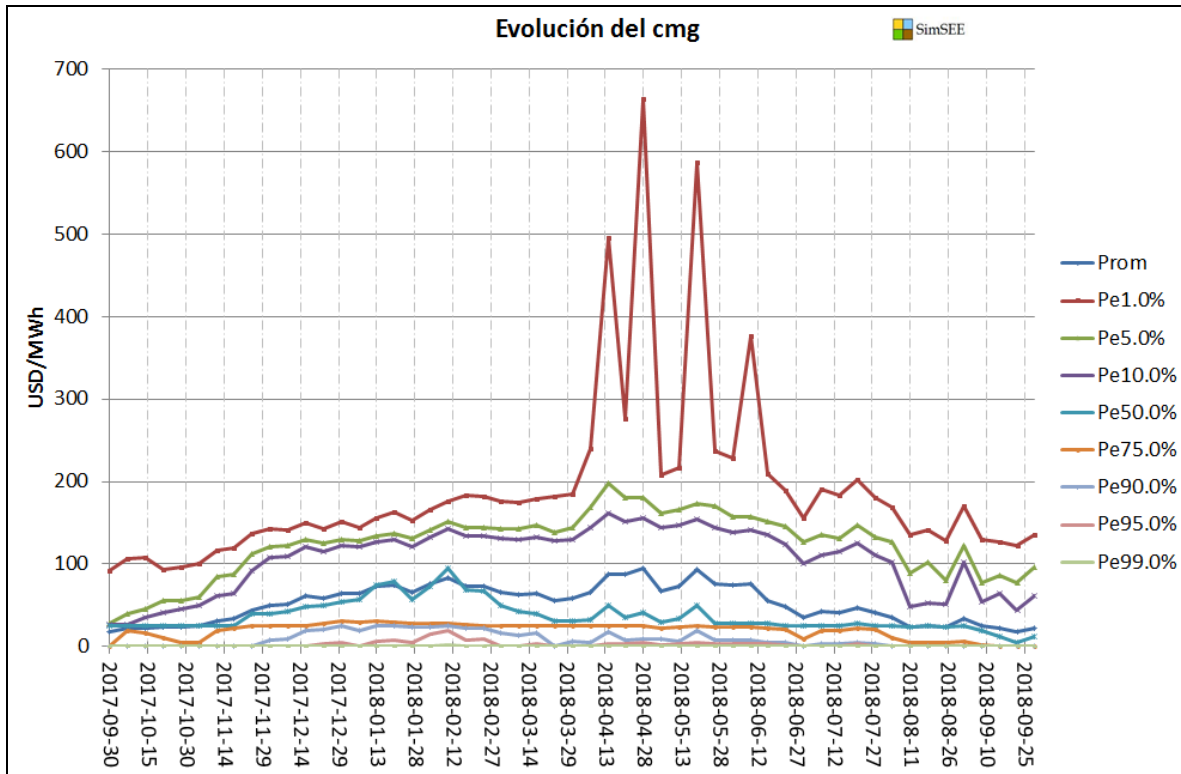


Figura 9: Evolución del Costo Marginal del Sistema (sala Semanal)

En valor esperado el costo marginal en el período PAM se encuentra por debajo de 80USD/MWh. El aumento en los costos marginales durante Abril y Mayo se debe mayoritariamente a la salida de servicio de las 6 máquinas de Punta del Tigre sumado a 1 generador de Bonete, Baygorria, Palmar y Salto Grande.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

3.2.6 Balance energético y costos operativos

PAM_2017-10-2_v151_Taslimah_WTI_index_coniN3_4

semana 40 de 2017 a 13 de 2018

| GENERACIÓN (GWh) | SimSEE | COSTO (MU\$) | SimSEE |
|--------------------------|-------------|--------------------------------|--------------|
| Terra | 355 | Salto Grande | 11.1 |
| Baygorria | 229 | Motores FO | 4.7 |
| Palmar | 680 | Térmico Fuel oil | 4.7 |
| Rio Negro | 1264 | Ciclo Combinado | 1.6 |
| Salto Grande | 1480 | PTI 1-6 | 11.3 |
| Total Hidráulica | 2743 | PTI 7 y 8 | 0.2 |
| Motores | 48 | CTR | 0.1 |
| Ciclo Combinado | 11 | Térmico gas oil | 13.1 |
| PTI 1-6 | 84 | Térmico GN | 0.0 |
| PTI 7 y 8 | 1 | Costo variable no combustible | 1.4 |
| CTR | 1 | Total Térmico | 17.9 |
| Total Térmica | 144 | Eólica privados | 138.7 |
| Eólica UTE | 273 | GEN DIST (biomasa+fósil) | 13.9 |
| Eólica privados | 2070 | UPM | 7.0 |
| Eólica Total | 2343 | Montes del Plata | 24.0 |
| GEN DIST (biomasa+fósil) | 154 | Solar | 18.6 |
| UPM | 70 | Total Autop + otros | 63.5 |
| Montes del Plata | 267 | Integración Spot | -13.2 |
| Solar | 200 | Imp. Rivera | 0.0 |
| Energía Vertida | -204 | Imp. Contingente Arg. | 0.0 |
| Integración Spot | -529 | Imp. Melo | 0.0 |
| Imp. Rivera | 0 | Total Intercambios | -13.2 |
| Imp. Contingente Arg. | 0 | Cargo Fijo | 0.0 |
| Imp. Melo | 0 | FALLA 1 | 0.0 |
| FALLA 1 | 0.0 | FALLA 2 | 0.0 |
| FALLA 2 | 0.0 | FALLA 3 | 0.0 |
| FALLA 3 | 0.0 | FALLA 4 | 0.0 |
| FALLA 4 | 0.0 | TOTAL Falla | 0.0 |
| TOTAL Falla | 0.0 | Costo Operativo UTE | 217.9 |
| Demanda Total | 5188 | Costo Operativo País | 206.8 |
| | | Costo Total UTE | 217.9 |
| | | Costo Total País | 206.8 |
| | | Cota promedio final (m) | 75.54 |

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 U\$/MWh el segundo, 2400 U\$/MWh el tercero y 4000 U\$/MWh el cuarto)



4 ANEXOS

4.1 ANEXO 1 – Información de Agentes

Celulosa y Energía Punta Pereira S.A. (Montes del Plata)

Mantenimientos previstos año 2018:

- Semana 9
- Semanas 44 y 45

UPM

Mantenimientos previstos año 2018:

- Se prevé se realice una parada de 2 semanas en Abril

Weyerhaeuser

Mantenimientos previstos año 2018:

- Primera quincena de Marzo (10 días)
- Octubre (5 días)

Ponlar

Mantenimientos previstos año 2017:

- Semanas 42 y 43

No reportaron mantenimientos para el año 2018.

Nuevo Pastorage 1 (*)

Mantenimientos previstos año 2018:

- Medios de Marzo (2 o 3 días*), mantenimiento de la subestación del parque.

Carape I y Carape II (*)

Mantenimientos previstos año 2018:

- 12 de Febrero: mantenimiento subestación parada parcial de 13:00 a 18:00 (Carape II)
- 12 de Febrero: mantenimiento subestación parada parcial de 7:00 a 13:00 (Carape I)

Kiyú (*)

Mantenimientos previstos año 2017:

- Medios de Noviembre (2 o 3 días), mantenimiento de la subestación del parque.

No reportan mantenimientos para el 2018.

(*) Los mantenimientos de duración menor a 4 días no son considerados en la sala de paso semanal.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Parque eólico Maldonado I y Maldonado II (R del Sur y R del Este)

No tienen mantenimientos previstos.

Estrellada S.A. (Melowind)

No tienen mantenimientos previstos.

Luz de Río, Luz de Mar y Luz de Loma

No tienen mantenimientos previstos.

Jacinta Solar Farm S.R.L.

No tienen mantenimientos previstos.

CTM - Salto Grande

Mantenimientos previstos desde el 1 de octubre de 2017 al 31 de diciembre de 2018.

| | | SGU1 | SGU2 | SGU3 | SGU4 | SGU5 | SGU6 | SGU7 | SGU8 | SGU9 | SGU10 | SGU11 | SGU12 | SGU13 | SGU14 |
|-----------|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| semana 40 | 01/10/2017 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| semana 41 | 08/10/2017 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| semana 42 | 15/10/2017 | 1 | 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 |
| 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 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| semana 4 | 28/01/2018 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| semana 5 | 04/02/2018 | 1 | 1 | 0 | 1 | 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 | 25/02/2018 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| semana 9 | 04/03/2018 | 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 | 25/03/2018 | 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 | 08/04/2018 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| semana 15 | 15/04/2018 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| semana 16 | 22/04/2018 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| semana 17 | 29/04/2018 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| semana 18 | 06/05/2018 | 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 | 20/05/2018 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| semana 21 | 27/05/2018 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| semana 22 | 03/06/2018 | 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 |



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

| | | SGU1 | SGU2 | SGU3 | SGU4 | SGU5 | SGU6 | SGU7 | SGU8 | SGU9 | SGU10 | SGU11 | SGU12 | SGU13 | SGU14 |
|-----------|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| semana 24 | 17/06/2018 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| semana 25 | 24/06/2018 | 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 | 08/07/2018 | 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 | 22/07/2018 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| semana 30 | 29/07/2018 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| semana 31 | 05/08/2018 | 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 | 26/08/2018 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| semana 35 | 02/09/2018 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| semana 36 | 09/09/2018 | 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 | 23/09/2018 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| semana 39 | 30/09/2018 | 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 - Sala Horaria

Debido a la alta inserción de eólica y en menor medida solar fotovoltaica en el SIN se comienza a realizar corridas con salas horarias que permiten reflejar mejor la alta variabilidad del Sistema.

A continuación se presentan los resultados obtenidos de una simulación con paso horario.

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

- Se utilizan tres embalses: Bonete, Palmar y Salto Grande.
- Se utiliza una CEGH de aportes horarios que no tiene como variable de estado al iN3.4
- Se utiliza un costo futuro obtenido de la sala semanal debido a que al cambiar el paso de tiempo a un paso horario y utilizar tres embalses, el tiempo de cálculo es muy grande y eso no hace posible, en la sala horaria, optimizar períodos mayores al año. En la sala horaria el período de optimización y simulación es de siete meses.
- En primer lugar se realiza una optimización que conserva los escalones de falla según escalones y costos vigentes de manera de no alterar los valores del agua. Luego se realiza una simulación utilizando el costo futuro de esta sala y se simula nuevamente pero modelando un solo escalón de falla valorado al costo de falla 4. De esta forma se pretende captar mejor las situaciones adversas a la salida de unidades por eventuales problemas de potencia disponible en el corto plazo (1 hora).

4.2.1 Balance energético y costos operativos

PAM_2017-10-2_v151_Taslimah_WTI_index_coniN3_4_horaria

semana 40 de 2017 a 13 de 2018

| GENERACIÓN (GWh) | SimSEE | COSTO (MUS\$) | SimSEE |
|--------------------------|-------------|--------------------------------|--------------|
| Terra | 365 | Salto Grande | 10.4 |
| Baygorria | 262 | Motores FO | 4.3 |
| Palmar | 652 | Térmico Fuel oil | 4.3 |
| Rio Negro | 1279 | Ciclo Combinado | 5.0 |
| Salto Grande | 1387 | PTI 1-6 | 11.1 |
| Total Hidráulica | 2666 | PTI 7 y 8 | 0.6 |
| Motores | 44 | CTR | 0.8 |
| Ciclo Combinado | 35 | Térmico gas oil | 17.5 |
| PTI 1-6 | 82 | Térmico GN | 0.0 |
| PTI 7 y 8 | 4 | Costo variable no combustible | 1.5 |
| CTR | 5 | Total Térmico | 21.9 |
| Total Térmica | 170 | Eólica privados | 138.7 |
| Eólica UTE | 273 | GEN DIST (biomasa+fósil) | 13.9 |
| Eólica privados | 2071 | UPM | 7.0 |
| Eólica Total | 2344 | Montes del Plata | 24.2 |
| GEN DIST (biomasa+fósil) | 154 | Solar | 18.6 |
| UPM | 70 | Total Autop + otros | 63.7 |
| Montes del Plata | 269 | Integración Spot | -14.3 |
| Solar | 200 | Imp. Rivera | 0.0 |
| Energía Vertida | -116 | Imp. Contingente Arg. | 0.0 |
| Integración Spot | -574 | Imp. Melo | 0.0 |
| Imp. Rivera | 0 | Total Intercambios | -14.3 |
| Imp. Contingente Arg. | 0 | Cargo Fijo | 0.0 |
| Imp. Melo | 0 | FALLA 1 | 1.9 |
| FALLA 1 | 0.4 | TOTAL Falla | 1.9 |
| TOTAL Falla | 0.4 | Costo Operativo UTE | 220.3 |
| Demanda Total | 5183 | Costo Operativo País | 209.9 |
| | | Costo Total UTE | 222.2 |
| | | Costo Total País | 211.8 |
| | | Cota promedio final (m) | 74.95 |

Las diferencias observadas respecto al despacho de la sala con paso semanal van en el sentido de lo esperado: al tomar paso horario con un solo escalón de falla, se estarían captando fallas por falta de potencia que llevan a despachar más térmico, ser más reservado en el despacho de las centrales hidráulicas de mayor potencia (Salto Grande y Palmar) y despachar más la reserva de Bonete para mantener la reserva de agua en Palmar.

4.2.2 Análisis de falla

En la Figura 10 se presentan gráficamente las curvas de excedencia de falla horaria.

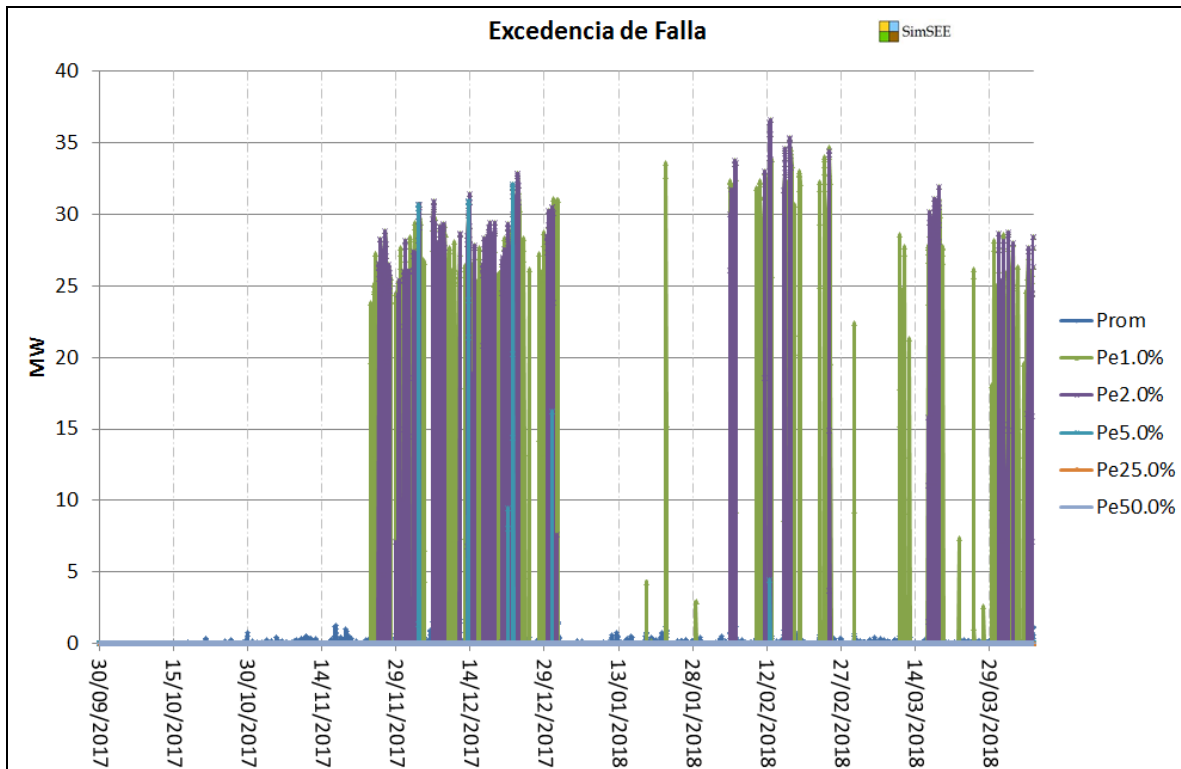


Figura 10: Excedencia de Falla horaria

No se observan situaciones de falla significativas con niveles de probabilidad mayores al 1%.

4.2.3 Evolución de la cota del lago de Bonete

En la Figura 11 se muestra la evolución de la cota de Bonete en el período del PAM.

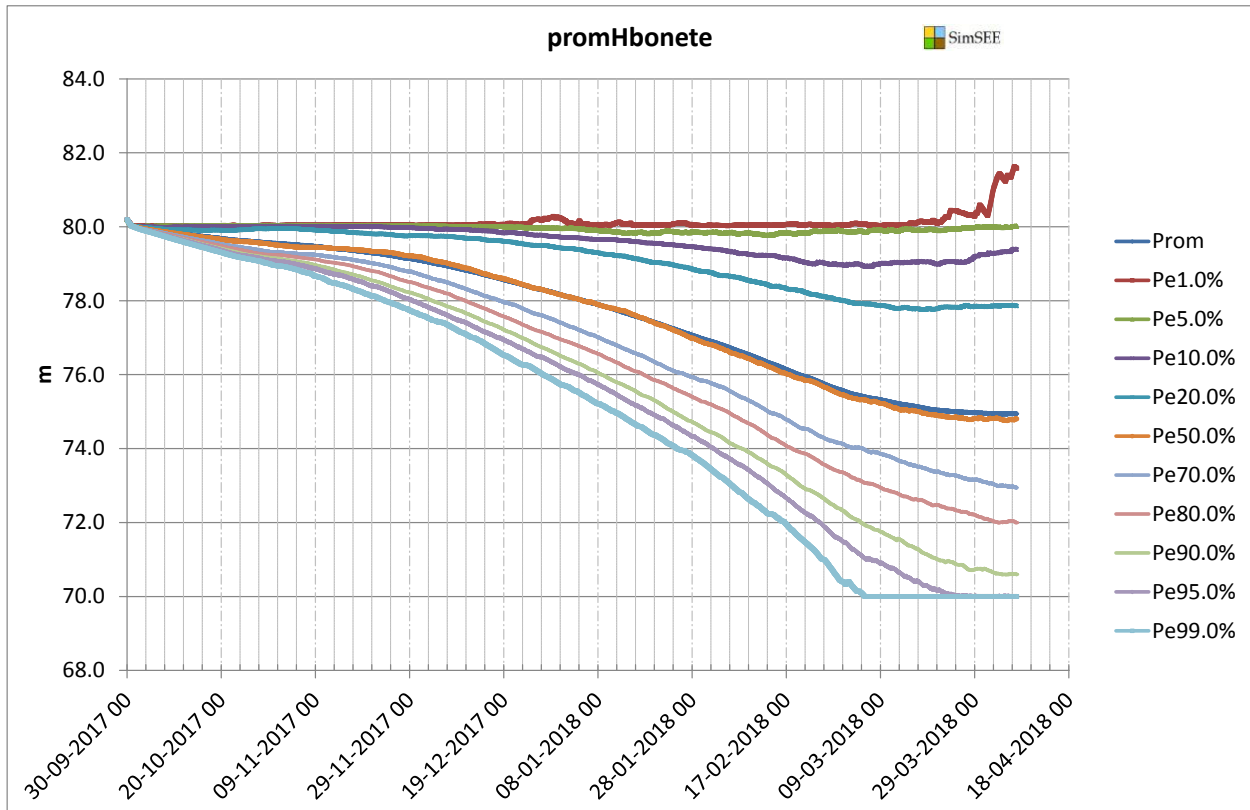


Figura 11: Evolución de la cota de Bonete en la sala horaria

La evolución de la cota de Bonete no presenta diferencias significativas respecto al caso semanal.

4.2.4 Comparación de los costos marginales horarios y semanales

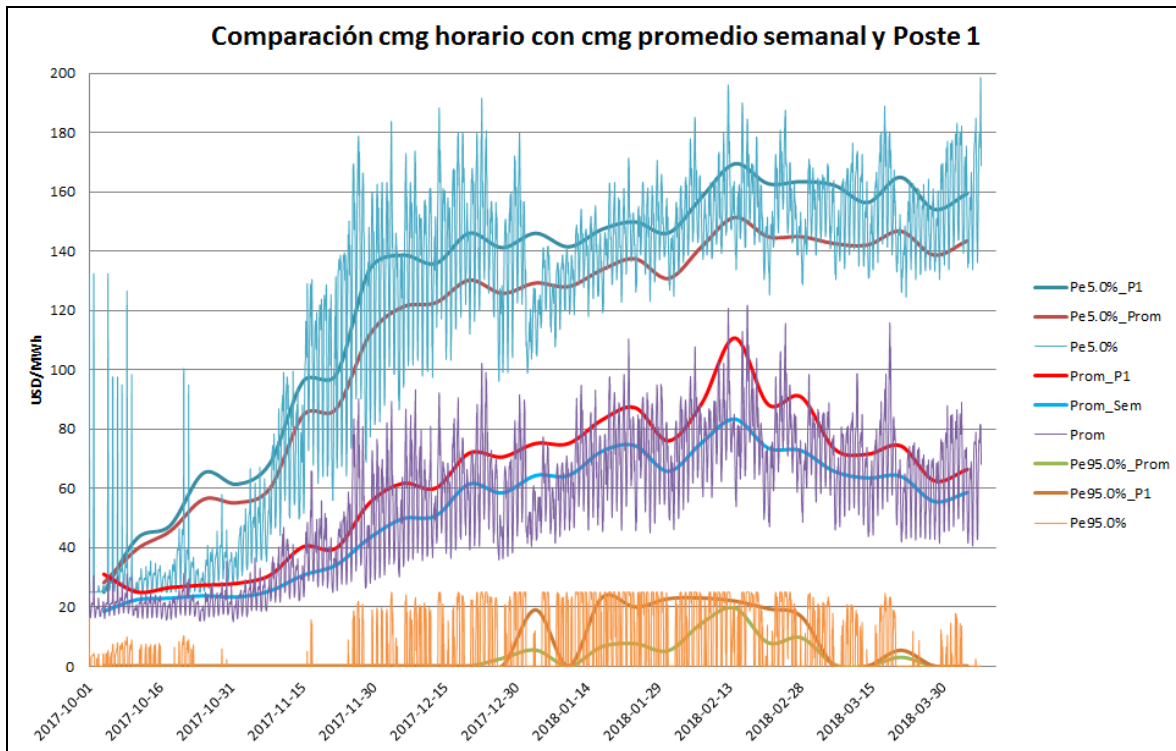


Figura 12: Comparación del costo marginal horario con el costo marginal semanal promedio y en el Poste 1 en el período PAM.

Se observa que la evolución de los costos marginales es similar en la sala horaria y semanal. Las diferencias en los costos marginales bajos (margina valor del agua) se deben principalmente a que en la sala de paso horario se consideran 3 embalses.

Otro punto a tener en cuenta es que en la sala de paso semanal, cuando se despacha una máquina, la misma se despacha durante toda la semana, mientras que en la de paso horario puede despacharse por hora. La misma situación aplica a la salida de servicio por rotura de máquinas.



| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | RESUMEN EJECUTIVO..... | 2 |
| 2 | HIPÓTESIS..... | 3 |
| 2.1 | Clima..... | 4 |
| 2.2 | Demanda..... | 5 |
| 2.3 | Precios de los combustibles..... | 6 |
| 2.4 | Intercambio de Energía..... | 7 |
| 2.5 | Excedentes..... | 7 |
| 2.6 | Parque generador nacional..... | 8 |
| 2.7 | Factor de respuesta unidades térmicas de UTE:..... | 8 |
| 2.8 | Generación Distribuída..... | 9 |
| 2.9 | Red de Trasmisión..... | 11 |
| 2.10 | Modelo..... | 12 |
| 3 | PAM OCTUBRE 2017- MARZO 2018..... | 13 |
| 3.1 | Cronograma..... | 13 |
| 3.2 | Resultados..... | 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..... | 23 |
| 3.2.4 | Despacho Promedio..... | 24 |
| 3.2.5 | Costo marginal del Sistema..... | 25 |
| 3.2.6 | Balance energético y costos operativos..... | 26 |
| 4 | ANEXOS..... | 27 |
| 4.1 | ANEXO 1 – Información de Agentes..... | 27 |
| 4.2 | ANEXO 2 - Sala Horaria..... | 30 |
| 4.2.1 | Balance energético y costos operativos..... | 31 |
| 4.2.2 | Análisis de falla..... | 32 |
| 4.2.3 | Evolución de la cota del lago de Bonete..... | 33 |
| 4.2.4 | Comparación de los costos marginales horarios y semanales..... | 34 |