



# Programación Estacional (PES) Noviembre 2017 - Abril 2018

**ADME Octubre 2017**  
**Montevideo - Uruguay.**

En la elaboración de esta Programación Estacional trabajaron:

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

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

Fecha: 18/10/2017

Última actualización: 27/10/2017

## 1 Resumen Ejecutivo

El objetivo del presente informe es definir para el Período Estacional Noviembre 2017 - Abril 2018, la política de operación de largo plazo del embalse de la central Gabriel Terra y realizar el análisis de la operación esperada para el período.

Los resultados para el semestre analizado son:

- **CAD.** El Costo total de Abastecimiento de la Demanda<sup>1</sup> en valor esperado es 300 MUSD.
- **Riesgo de Falla.** Con probabilidad 99%, el riesgo de ocurrencia de racionamientos de energía equivalentes al Falla 3 o superior es despreciable.
- **Cota de Bonete.** Con probabilidad 90% la cota evolucionará por encima de los 70 m.

---

1 El costo total de abastecimiento tiene en cuenta una estimación de todos los costos a nivel de generación incluyendo fijos (pagos por potencia y energía) y variables, los costos de falla, la energía inyectada al SIN por VECODESA (cuando no exporta) valorizada al marginal que se vende al mercado uruguayo y los intercambios internacionales. No tiene en cuenta el ingreso por exportación de VECODESA.



- **CMG.** El valor esperado del Costo Marginal de Generación hasta diciembre 2017, está por debajo de 50 USD/MWh y desde diciembre 2107 hasta julio 2018 entre 50 y 100 USD/MWh. Posteriormente vuelve a bajar a costos por debajo de 50 USD/MWh (primavera 2018).

Los resultados obtenidos con la sala de paso semanal y la sala de paso horario a grandes rasgos son similares salvo en los casos en que los costos marginales son bajos siendo los resultados del costo marginal horario mayores.

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

## 2 Principales hipótesis.

Las hipótesis del estudio fueron definidas considerando su relevancia en función del impacto estimado en el período estacional en curso. La representación de los detalles del sistema en plazos superiores a 24 meses más allá del período de análisis fue realizada en forma aproximada, sin un análisis exhaustivo, tomando en consideración tanto su muy bajo impacto en el semestre como también el grado de incertidumbre asociado a cada detalle. Las situaciones de mayor impacto y más cercanas en el tiempo que no fueron representadas en detalle debido a su incertidumbre son las siguientes:

- Se asume que no se dispone de gas natural en el período de estudio.

Teniendo en cuenta las dos funciones principales de la Programación Estacional (PES), valorizar el lago de Terra y tener escenarios base para estimar los costos operativos<sup>2</sup> de abastecimiento de la demanda, se resuelve seguir el criterio habitual de usar hipótesis conservadoras en cuanto a la expansión y disponibilidad de recursos en general. Estas hipótesis conservadoras aplican especialmente a la optimización y de entre ellas se destacan las siguientes:

- Plan de expansión ajustado a los últimos datos disponibles, tomando márgenes de seguridad en cuanto a las fechas de entrada sobre todo en los generadores que ingresan más temprano y por tanto afectan más el despacho.
  - Ciclo Combinado: la primera turbina en ciclo abierto entró en servicio el 07/10/2017, se considera la segunda entrada en servicio el 01/01/2018 y con la combinación del ciclo el 01/12/2018.
  - Cronograma de expansión eólica actualizado a Octubre de 2017
- Proyección de demanda realizada por el Grupo de Demanda de UTE en Julio de 2017.
- El costo variable combustible se considera calibrado para un precio del barril de petróleo WTI de 52 USD/Barril.
- No se representan limitaciones en el abastecimiento de combustible durante el período de tiempo a considerar.
- Dada la situación de los países vecinos, se modela el sistema con baja disponibilidad de importación y costos a niveles de Falla.

---

2 Costos originados en decisiones del operador del sistema asociados al despacho de generación

Se utiliza la versión 161 de SimSEE. Se usa el sintetizador de aportes CEGH "Sintetizador-CEGH\_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.

El costo variable combustible se indexa 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).

## 2.1 Previsión de La Demanda.

La Tabla 1 muestra la proyección de La Demanda eléctrica considerada. Corresponde a la proyección del grupo de demanda de UTE, realizada en julio 2017.

En la Sala SimSEE con paso semanal, se consideraron 5 Postes (bandas horarias) definidas en forma dinámica a partir de la demanda neta (resta de la demanda eléctrica con los recursos eólico y solar disponibles hora a hora). La Tabla 2 muestra la duración en horas considerada para cada Poste. Los postes, 1 y 2 corresponden al pico, 3 al resto, 4 y 5 al valle.

Tabla 2: Duración de los Postes.

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

|      |           | Energías en GWh |            |
|------|-----------|-----------------|------------|
| Año  | Tipo      | Escenario Base  | Incremento |
| 2009 | REAL      | 8.995           | 2,45%      |
| 2010 | REAL      | 9.394           | 4,43%      |
| 2011 | REAL      | 9.805           | 4,38%      |
| 2012 | REAL      | 10.048          | 2,47%      |
| 2013 | REAL      | 10.315          | 2,66%      |
| 2014 | REAL      | 10.388          | 0,71%      |
| 2015 | REAL      | 10.513          | 1,21%      |
| 2016 | REAL      | 11.180          | 6,34%      |
| 2017 | PREVISIÓN | 10.722          | -4,10%     |
| 2018 | PREVISIÓN | 11.248          | 4,91%      |
| 2019 | PREVISIÓN | 11.412          | 1,46%      |
| 2020 | PREVISIÓN | 11.686          | 2,40%      |
| 2021 | PREVISIÓN | 11.897          | 1,81%      |
| 2022 | PREVISIÓN | 12.152          | 2,14%      |

Tabla 1: Proyección de La Demanda.

## 2.2 Representación de la falla

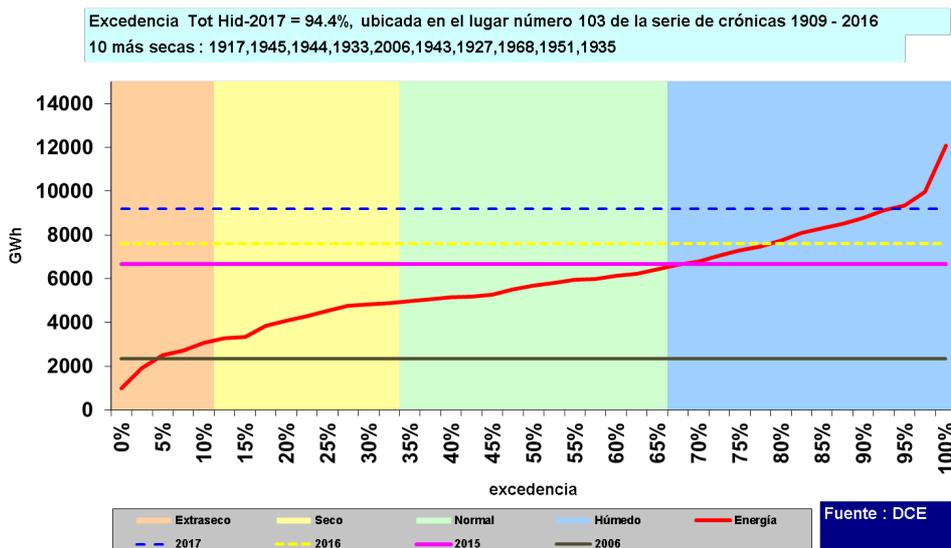
La Tabla 3 muestra la representación de la falla. El valor de Falla 1 corresponde al costo de generación de CTR más 10%. Los valores en \$U/MWh fueron estimados con un tipo de cambio: 29.158 (fuente: BCU interbancario vendedor al 03/10/2017).

Tabla 3: Definición de los Escalones de Falla.

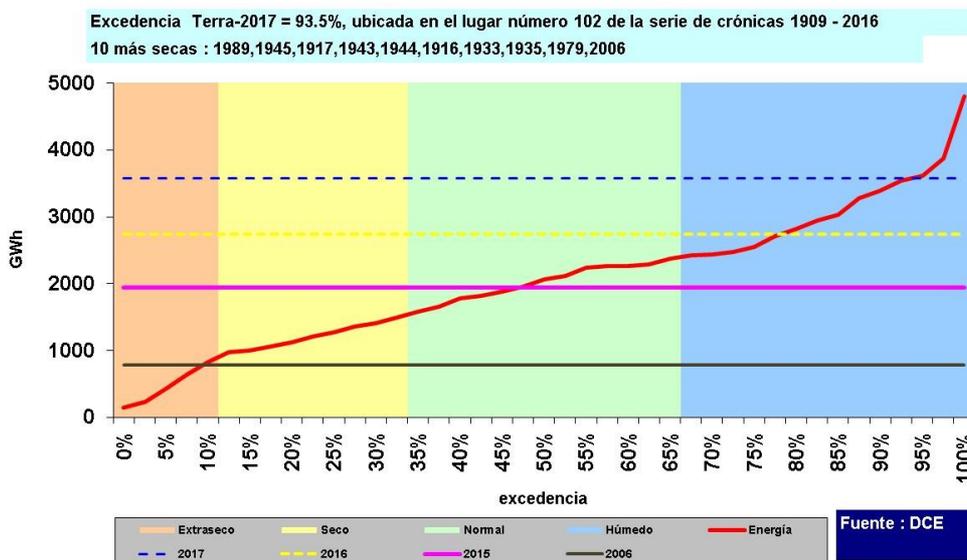
| Escalones de Falla (% de demanda) | Costo de Falla (\$U/MWh) | Costo de Falla (US\$/MWh) |
|-----------------------------------|--------------------------|---------------------------|
| Entre 0 y 2                       | 5511                     | 189                       |
| Entre 2 y 7                       | 17495                    | 600                       |
| Entre 7 y 14.5                    | 69979                    | 2400                      |
| Entre 14.5 y 100                  | 116632                   | 4000                      |

### 2.3 Situación hidrológica y clima

La Fig. 1 muestra la energía hidráulica afluyente al SIN. La línea punteada azul corresponde a las semanas 1 a 40 de 2017 y como se puede apreciar, la energía recibida en lo que va del año tiene una probabilidad de no ser excedida de 96%. También se observa que 2017 ha sido más lluvioso que 2016 que a su vez ha sido más lluvioso que 2015 y los tres años están dentro del 30% de años más lluviosos considerando la información histórica (1909 a la fecha).



La Fig. 2 muestra la energía hidráulica afluyente al lago de Rincón de Bonete.



La Fig. 3 muestra el agua disponible en suelos y agua no retenida (Fuente INIA, agosto de 2017 <sup>3</sup>)

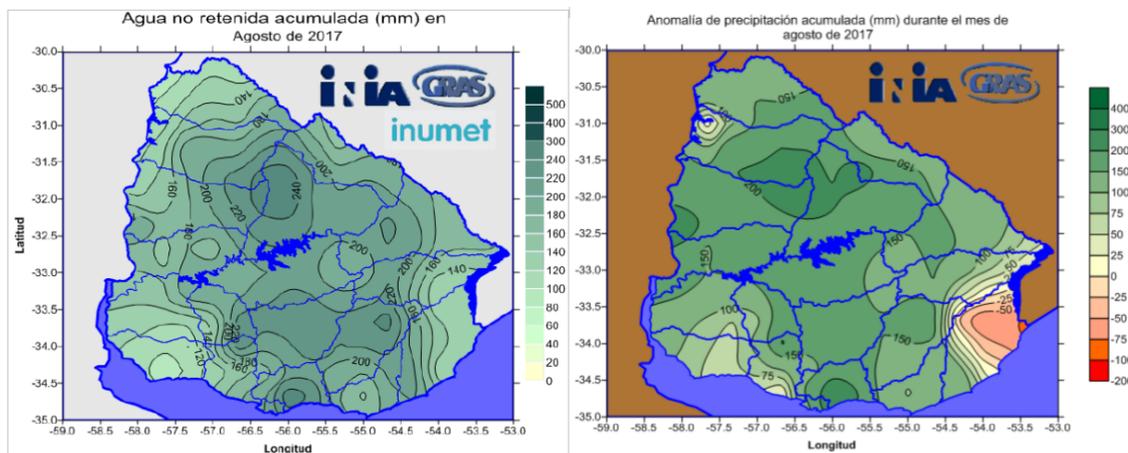


Fig. 3: Agua disponible y agua no retenida. (Fuente INIA, agosto 2017)

Según CPTEC (ver Fig. 4), para la región Sur se indican lluvias dentro del rango normal con una probabilidad de estar 35% por encima de lo normal, un 40% dentro de lo normal y un 25% debajo de lo normal.

Según informes de la NOA, 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). La Fig. 5 muestra la última proyección de largo alcance del IRI, que presenta estadísticas y proyecciones de mayor alcance temporal del índice N34 y las probabilidades de configuración de una Niña o Niño.



Fig. 4: Pronóstico de llluvias BRASIL.

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

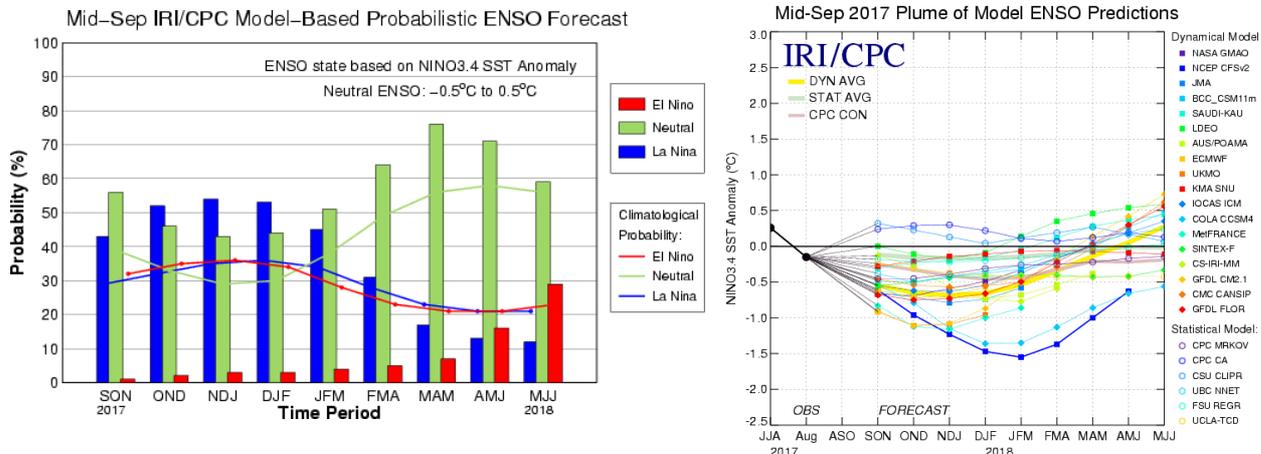


Fig. 5: Previsión del Niño/Niña.

## 2.4 Combustibles.

## 2.5 Proyección de precios.

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 52 USD/barril (a pesar de que al día de hoy el barril de crudo WTI se encuentra por debajo de este valor), evolucionando con tendencia según proyecciones de EIA (ver Fig. 6). Se supondrá disponibilidad nula de gas natural argentino para PTA.

A partir del precio del barril de petróleo, se estima un diferencial por tipo de combustible derivado y se incorporan los costos de internación proporcionados por ANCAP resultando los valores que se muestran en la Tabla 4.

La referencia para el valor del crudo Brent se toma igual que el WTI, según valores actuales.

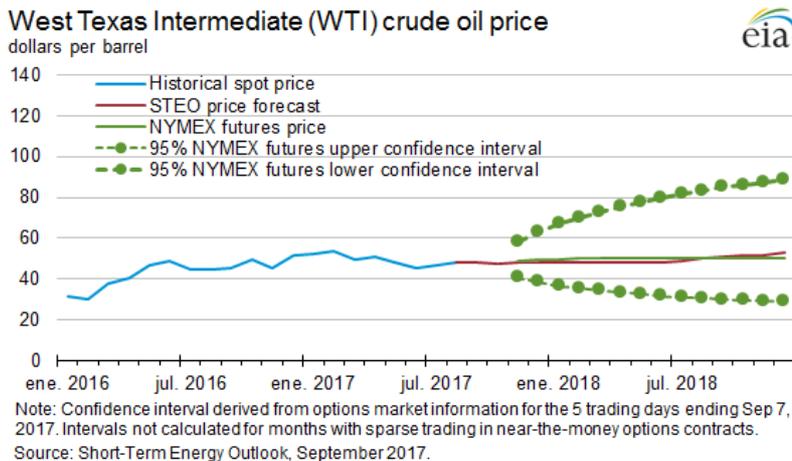


Fig. 6: Proyección precio WTI. (fuente EIA)

Tabla 4: Precios de los combustibles.

| REF WTI (US\$/Barril): 52 |        |          |       |
|---------------------------|--------|----------|-------|
| Combustibles              | U\$/m3 | Densidad | U\$/T |
| Gasoil                    | 495.0  | 0.845    | 585.8 |
| Fueloil Motores           | 388.9  | 1.010    | 385.0 |

## 2.6 Gas Natural.

Dado que aún no se cuenta con definiciones respecto al suministro de GNL se propone no representar disponibilidad de GN.<sup>4</sup>

## 2.7 Parque térmico

### 2.7.1) Datos técnicos.

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 cronograma de incorporación y disponibilidad proporcionado por UTE que se muestra en la Tabla 5.

Tabla 5: Cronograma de disponibilidad del Ciclo Combinado.

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

Se considera una vida útil del 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.

En la Tabla 6 se muestran los costos variables para el despacho para un precio del barril de petróleo de 52 USD/MWh y suponiendo generación en base a Gas Oil y Fuel Oil.

| Valores a ingresar en el modelo, WTI 52 US\$/bbl |                         |             |                                       |  |                               |                                  |                               |                                |
|--|-------------------------|-------------|---------------------------------------|--|-------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| Unidad   | Potencia pleno PCN (MW) | PminTH (MW) | Consumo específico carga pleno gr/kWh | Consumo específico carga mínima gr/kWh | Variable Combustible US\$/MWh | Variable No Combustible US\$/MWh | Variable Total pleno US\$/MWh | Variable Total mínimo US\$/MWh |
| C.Battle Motores                                 | 10.0                    | 1.0         | 224.62                                | 224.62                                 | 86.5                          | 12.2                             | 98.7                          | 98.7                           |
| PTA 1-6  | 48.0                    | 15.0        | 224.64                                | 348.19                                 | 131.6                         | 8.7                              | 140.3                         | 212.7                          |
| CTR  | 104.0                   | 20.0        | 285.75                                | 585.79                                 | 167.4                         | 4.2                              | 171.6                         | 347.4                          |
| PTA 7 y 8  | 24.0                    | 0.3         | 244.40                                | 6048.90                                | 143.2                         | 10.0                             | 153.2                         | 3553.4                         |
| PTB - CC abierto                                 | 181.3                   | 29.9        | 245.70                                | 481.00                                 | 143.9                         | 5.0                              | 148.9                         | 286.8                          |
| PTB - CC cerrado                                 | 539.3                   | 71.3        | 184.74                                | 351.00                                 | 108.2                         | 5.0                              | 113.2                         | 210.6                          |

Tabla 6: Costos variables para el despacho. (@WTI = 52 USD/bbl)

4 El suministro desde Argentina, tanto por su escasa disponibilidad como por el precio, que resulta en costos de generación similares a la generación con Gas Oil, no incide en la operación óptima del sistema en el período estacional.

### 2.7.2) Coeficiente de disponibilidad de las unidades generadoras:

Dado que durante 2016 la convocatoria de las unidades térmicas ha sido baja, debido a la alta hidráulicidad, se calcularon los factores de respuesta para el período agosto 2016 a enero de 2017 y son los que se muestra en la Fig. 7.

En color bordó se muestran los valores aplicados en los modelos como disponibilidad fortuita (los usados en el PAM vigente).

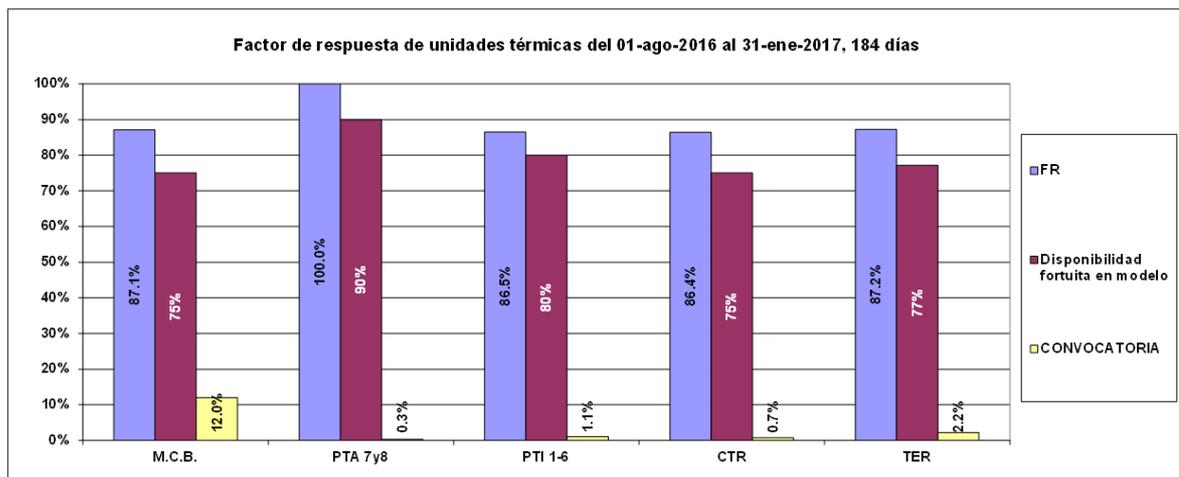


Fig. 7: Disponibilidad estimada de agosto 2016 a enero 2017.

En la Tabla 7 se muestran los valores considerados para la indisponibilidad fortuita debido a que el valor calculado no es representativo al tener muy baja convocatoria.

Tabla 7: Factores de disponibilidad fortuita considerados.

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

### 2.7.3) Mantenimiento programado

Se utiliza el PAM vigente (de Octubre 2017), con la siguiente excepción:

Se adelanta el mantenimiento de la unidad 2 de CTR que estaba previsto desde el 3 de marzo al 6 de abril de 2018 para el 21 de octubre al 21 de noviembre de 2017.

## 2.8 Biomasa:

Los valores de la Tabla 8 corresponden a una aproximación en base a los últimos 12 meses de generación a los efectos de simular la energía disponible de cada recurso en el período estacional y no son válidos como determinantes de la disponibilidad real de las respectivas centrales de generación. Para el caso de Bioener y Fenirol, como dichas centrales tienen acuerdos con UTE por los cuales, pueden reducir la generación cuando a ambas partes les resulta conveniente, se optó por modelar dichas centrales como un recurso despachable con costo variable de 30 USD/MWh y con un pago por disponibilidad de 60 USD/MWh.

Para los generadores que figuran con factor de disponibilidad f.d.=1 la potencia disponible, se determinó con la generación entregada a la red durante el 2016 (excluyendo los períodos de mantenimiento declarados). Para los generadores Ponlar y Liderdat la potencia disponible, queda determinada por los valores calculados en estudios previos. Los valores considerados en las simulaciones son los que se muestran en la Tabla 8.

*Tabla 8: Parámetros considerados para los generadores en base a biomasa.*

|                         | Potencia Efectiva (MW) | f.d. (p.u.) fortuita | TMR (horas) | cv (USD/MWh) |
|-------------------------|------------------------|----------------------|-------------|--------------|
| <b>Weyerhaeuser</b>     | 1.2                    | 1                    | 0           | 0            |
| <b>UPM</b>              | 20                     | 0.9                  | 72          | 0            |
| <b>Fenirol</b>          | 10                     | 0.9                  | 72          | 30           |
| <b>Bioener</b>          | 10                     | 0.9                  | 72          | 30           |
| <b>Montes del Plata</b> | 80                     | 0.9                  | 72          | 0            |
| <b>Galofer</b>          | 8.9                    | 1                    | 0           | 0            |
| <b>Ponlar</b>           | 4.4                    | 0.78                 | 72          | 0            |
| <b>Alur</b>             | 3.1                    | 1                    | 0           | 0            |
| <b>Lanas Trinidad</b>   | 0.3                    | 1                    | 0           | 0            |
| <b>Las Rosas</b>        | 0.2                    | 1                    | 0           | 0            |
| <b>Liderdat</b>         | 2.45                   | 0.82                 | 0           | 165          |

## 2.9 Eólica.

### Listado de generadores eólicos en operación a octubre 2017:

| Central Generadora                                       | Agente Generador                                     | Departamento | Potencia Autorizada (MW) | Fecha de inicio |
|--|--|--------------|--------------------------|-----------------|
| CARACOLÉS 1 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGI U | UTE  | MALDONADO    | 10.0                     | 10-02-2009      |
| CARACOLÉS 2 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGI U | UTE  | MALDONADO    | 10.0                     | 23-06-2010      |
| CUCHILLA DEL PERALTA I                                   | PALMATIR S.A.  | TACUAREMBÓ   | 50.0                     | 13-05-2014      |
| ENGRAW   | ENGRAW EXPORT & IMPORT CO. S.A.                      | FLORIDA      | 3.6                      | 25-10-2012      |
| JUAN PABLO TERRA   | UTE  | ARTIGAS      | 67.2                     | 13-04-2015      |
| LA BETTINA   | AGROLAND S.A.  | MALDONADO    | 0.3                      | 30-04-2008      |
| LUZ DE LOMA  | LUZ DE LOMA S.A.                                     | FLORIDA      | 20.0                     | 07-11-2014      |
| LUZ DE MAR   | LUZ DE MAR S.A.                                      | FLORIDA      | 18.0                     | 27-08-2014      |
| LUZ DE RÍO   | LUZ DE RÍO S.A.                                      | FLORIDA      | 50.0                     | 01-08-2014      |
| MELOWIND   | ESTRELLADA S.A.                                      | CERRO LARGO  | 50.0                     | 10-11-2015      |
| MINAS I  | GENERACIÓN EÓLICA MINAS S.A. - GEMSA                 | LAVALLEJA    | 42.0                     | 15-09-2014      |
| NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2                                | NUEVO MANANTIAL S.A.                                 | ROCHA        | 4.0                      | 01-12-2009      |
| PALOMAS  | NICEFIELD S.A.                                       | SALTO        | 70.0                     | 07-02-2017      |
| PAMPA  | UTE + Accionistas                                    | TACUAREMBÓ   | 141.6                    | 13-12-2016      |
| PARQUE EÓLICO 18 DE JULIO                                | IKEROL COMPANY S.A.                                  | ROCHA        | 10.0                     | 02-02-2017      |
| PARQUE EÓLICO ARTILLEROS                                 | UTE + Eletrobras                                     | COLONIA      | 65.1                     | 24-12-2014      |
| PARQUE EÓLICO CARAPÉ I                                   | FINGANO S.A.   | MALDONADO    | 50.0                     | 23-09-2015      |
| PARQUE EÓLICO CARAPÉ II                                  | VENGANO S.A.   | MALDONADO    | 40.0                     | 04-12-2015      |
| PARQUE EÓLICO FLORIDA I                                  | POLESINE S.A.  | FLORIDA      | 50.0                     | 23-09-2014      |
| PARQUE EÓLICO FLORIDA II                                 | GLYMONT S.A.   | FLORIDA      | 49.5                     | 11-08-2016      |
| PARQUE EÓLICO JULIETA                                    | IWERYL S.A.  | DURAZNO      | 3.6                      | 22-02-2016      |
| PARQUE EÓLICO KIWÚ                                       | COBRA INGENIERÍA URUGUAY S.A.                        | SAN JOSÉ     | 48.6                     | 20-01-2017      |
| PARQUE EÓLICO LIBERTAD                                   | TOGELY COMPANY S.A.                                  | SAN JOSÉ     | 7.7                      | 22-07-2014      |
| PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1                      | 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 MATAJO                            | 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 BLENGIOS 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      |
| <b>TOTAL</b>   |  |              | <b>1424</b>              |                 |

### Generadores eólicos próximos a entrar en operación:

| 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                |

## 2.10 Solar.

### Solar fotovoltaica en operación:

| 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                     |

### Solar fotovoltaica de ingreso previsto:

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



## **2.11 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.

## **2.12 Intercambio de Energía**

### **2.12.1) Importación**

#### **Con Argentina**

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

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

#### **Con Brasil**

A través de Melo una potencia máxima de 300 MW. Se usa una CEGH que modela los PLDs del sistema Brasileiro, permitiendo la oferta de exportación a Uruguay sólo cuando el PLD está por debajo de 145 USD/MWh y con un sobre costo de 300 USD/MWh. En la práctica equivale a energía disponible para asistencia ante emergencias a costos superiores a Falla 1.

### **2.12.2) Exportación**

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

#### **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.



### **2.13 Estado inicial del sistema.**

Se utiliza la versión v\_161 (GPLv3, IIE-FING).

Fecha de optimización: 07/10/2017 – 31/12/2020

Fecha de la simulación: 07/10/2017 – 01/01/2020 (semana 44 de 2017 a semana 52 de 2019)

Fecha de guarda de la simulación: 28/10/2017 – semana 44 de 2017

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

La cota inicial del lago Bonete se estima en 80.28 m.

Aportes al inicio, Bonete= 500 m<sup>3</sup>/s, Palmar= 57 m<sup>3</sup>/s, Salto= 2886 m<sup>3</sup>/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.

### 2.14 Respaldo no hidráulico del sistema

La Fig. 8 muestra la potencia media mensual resultante de aplicar el PAM y bajo las hipótesis de importación y expansión utilizadas (unidades no hidráulicas):

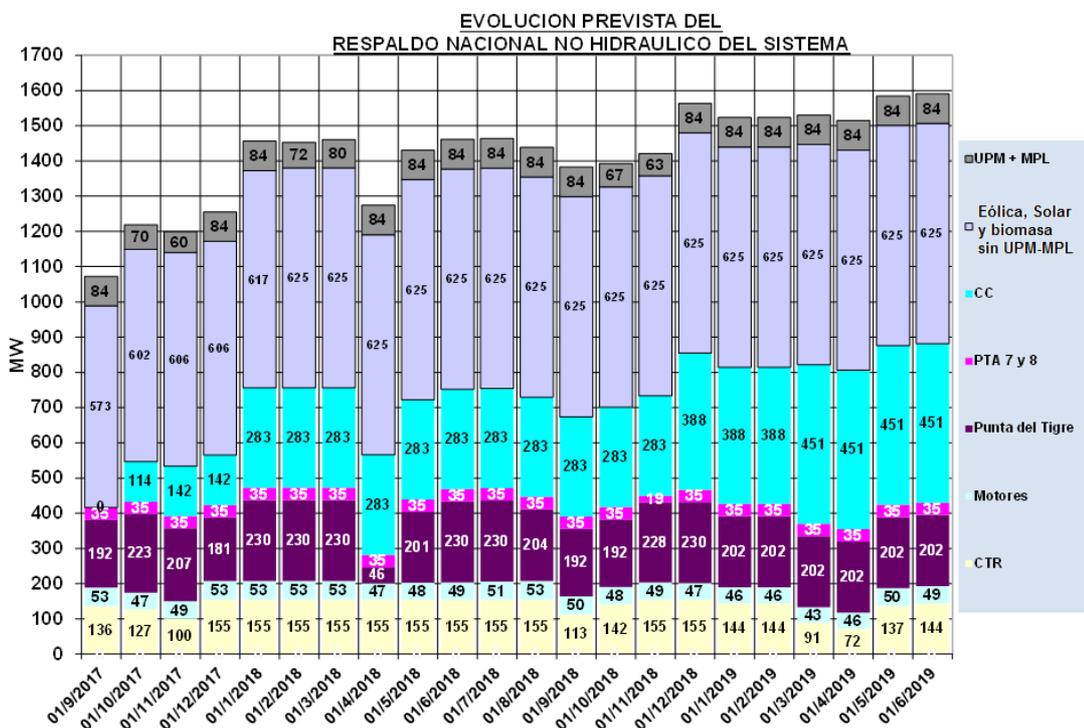


Fig. 8: Evolución prevista del respaldo nacional no-hidráulico.

### 3 Resultados Semanales.

En esta sección se muestran los principales resultados aplicables a la operación del Período Estacional con paso de tiempo semanal. En el sitio web de ADME se encuentra disponible las Salas SimSEE utilizadas para obtener dichos resultados y que permitirán el seguimiento de la operación durante el período Noviembre 2017 – Abril 2018.

#### 3.1 Cota del lago de Rincón de Bonete.

La Fig.9 muestra la evolución de la cota del lago de Rincón de Bonete (Terra) en valor esperado y para diferentes cortes de probabilidad durante 1 año. Como se puede apreciar con probabilidad de excedencia 5% la trayectoria del lago se mantiene en el entorno de 80 metros y en valor esperado se encuentra por encima de 75 metros.

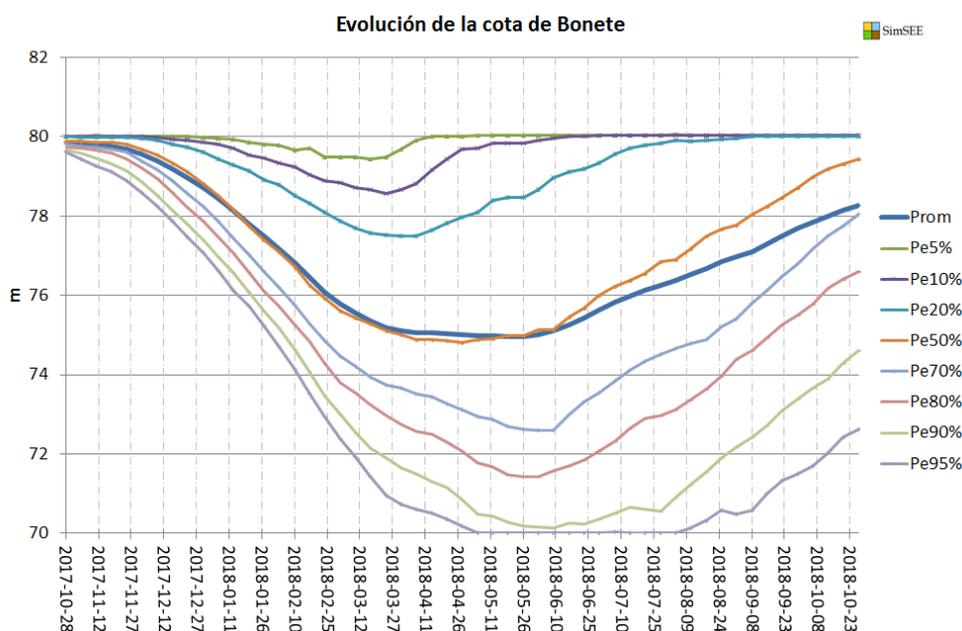


Fig. 9: Evolución de la cota de Bonete.

#### 3.2 Costo Marginal.

En la Fig.10 se muestra la evolución proyectada del costo marginal semanal del sistema en promedio y con diferentes cortes de probabilidad. Como se puede apreciar hasta diciembre 2017 el costo marginal promedio se encuentra por debajo de 50USD/MWh y desde diciembre 2107 hasta julio 2018 entre 50 y 100USD/MWh. Posteriormente vuelve a bajar a costos por debajo de 50USD/MWh (primavera 2018).

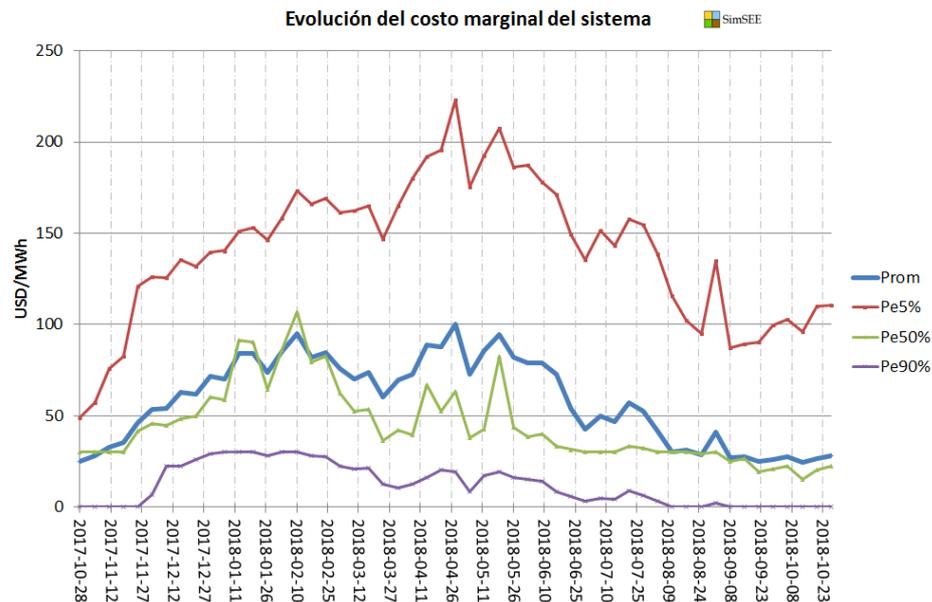


Fig. 10: Costo Marginal de generación.

### 3.3 Despacho promedio.

La Fig.11 muestra el Despacho Promedio semanal por fuente de generación. Se observa que en valor esperado la demanda va a ser cubierta casi en su totalidad con fuentes renovables, requiriendo unicamente térmica para cubrir picos. Hasta diciembre 2017 se espera en el entorno de 350 a 220 MW medios de excedentes. Durante los meses de verano disminuyen considerablemente los excedentes hasta junio – julio 2018 donde aumentan nuevamente (primavera 2018).

Se recuerda que en abril y la primer semana de mayo, las 6 máquinas de Punta del Tigre se encuentran fuera de servicio.

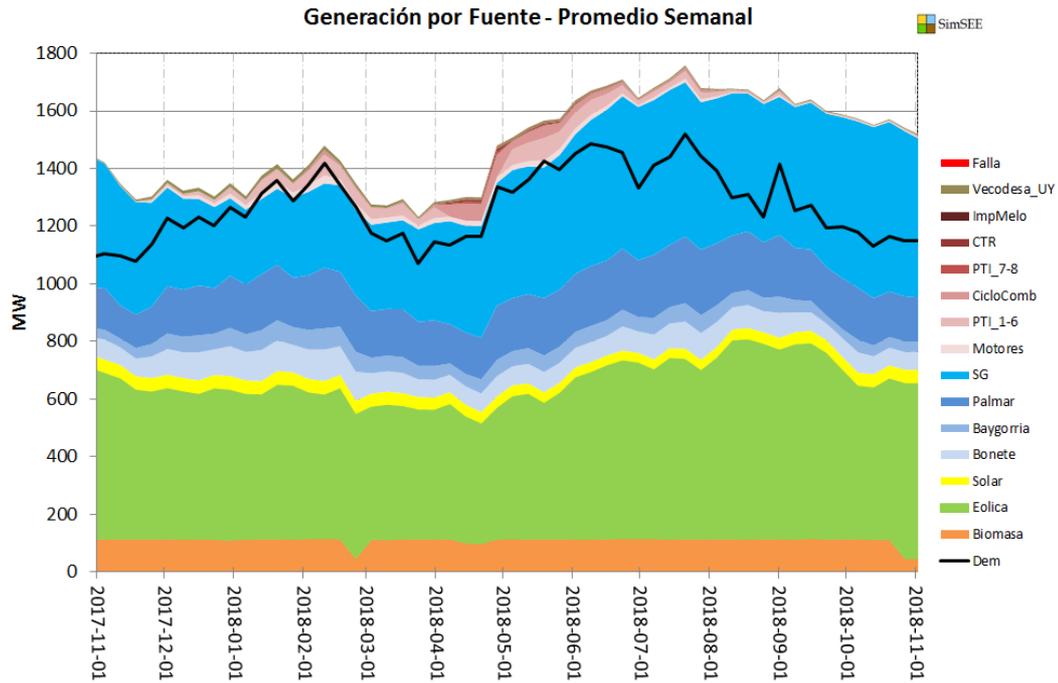


Fig. 11: Generación por Fuente – Potencia Media Semanal.

### 3.4 Probabilidad de ocurrencia de cortes de energía (Falla 3+4).

La Fig. 12 muestra los cortes de probabilidad de la energía de falla 3 + 4 acumulada para el conjunto de crónicas simuladas. Se observa que, para el 1% de las crónicas simuladas es del orden de 0 en el período estacional (hasta abril 2018) y del orden de 20 GWh en el año (0,2% demanda anual).

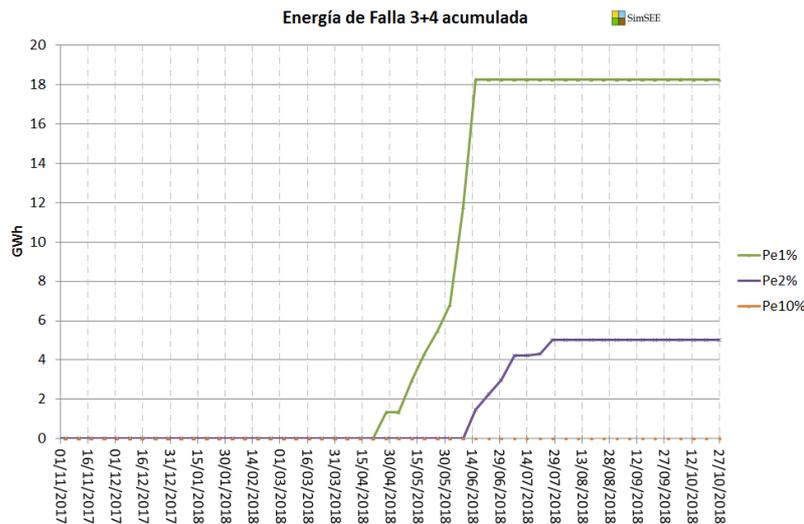


Fig. 12: Energía acumulada de falla 3 + 4 según cortes de probabilidad.

### 3.5 Costo Total.

El objetivo principal de la Programación Estacional es dar una valorización al agua del lago de Rincón de Bonete y disponer de una estimación de los costos operativos y consecuentemente una proyección del costo marginal de generación. En forma adicional, se incluye una estimación de los costos a nivel de generación para disponer de una referencia que debe ser considerada como tal. Para ello se asumen los siguientes valores para los pagos a nivel de generación:

- Generación de biomasa, salvo Fenirol, Bioener y Liderdat: Pago por energía 90 USD/MWh.
- Fenirol y Bioener se modelan con un costo variable de 30USD/MWh y un pago por potencia de 60USD/MWh.
- Liderdat se modela con un costo variable de 165USD/MWh.
- Generación eólica, salvo la generación asociada a VECODESA: Pago por energía 67 USD/MWh.
- Generación solar: Pago por energía 93 USD/MWh.
- Generación hidroeléctrica: Pago por disponibilidad 5 USD/MWh.
- Pago por potencia puesta a disposición de la generación térmica de 12 USD/MWh.
- Los escalones de falla se valoran según decreto vigente.
- Exportación Spot (cmg menor o igual a 30 USD/MWh): 800 MW con f.d. = 0,7, salvo los meses desde setiembre a mediados de noviembre 2018 y 2019 en que la potencia máxima exportable en esta modalidad disminuye a 550 MW.
- Exportación de Excedentes a 0,1 USD/MWh.
- La generación de VECODESA:

Si  $cmg < 35$  USD/MWh la energía se exporta y no se considera para el CAD.

Si  $cmg \geq 35$  USD/MWh la energía abastece a la demanda Nacional. La energía se valoriza al costo marginal del sistema uruguayo y se considera para el CAD.

Con las hipótesis descritas anteriormente, en la Fig.13 se muestra el costo total operativo acumulado para el período estacional Noviembre 2017 – Abril 2018.

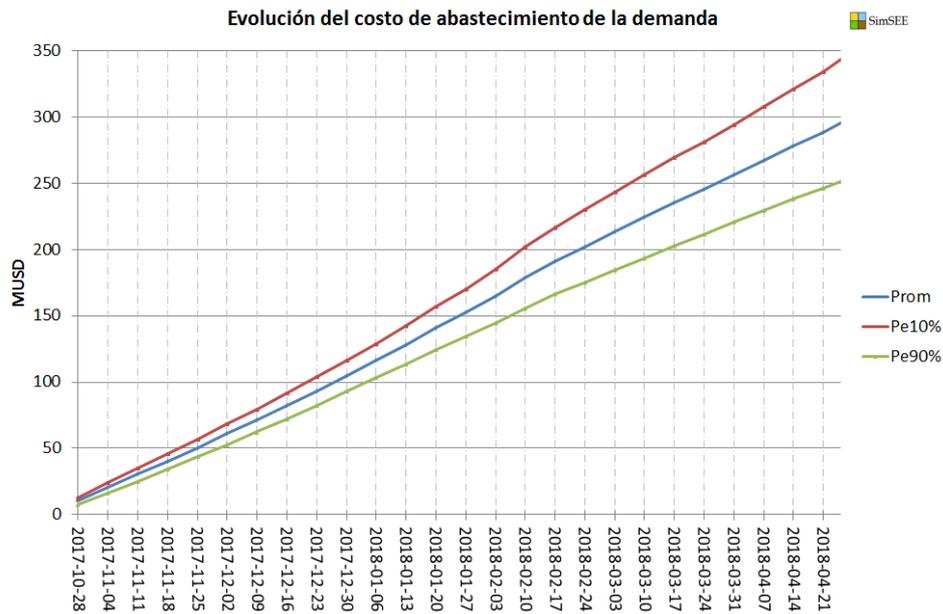


Fig. 13: Evolución del Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD) Noviembre 2017– Abril 2018.

### 3.6 Convocatoria CMG>30.

En la Fig. 14 se presenta los resultados de la convocatoria promedio semanal de un recurso cuyo costo variable sea de 30 USD/MWh. El complemento de estos valores corresponden a la probabilidad de que el costo marginal esté por debajo de 30 USD/MWh.

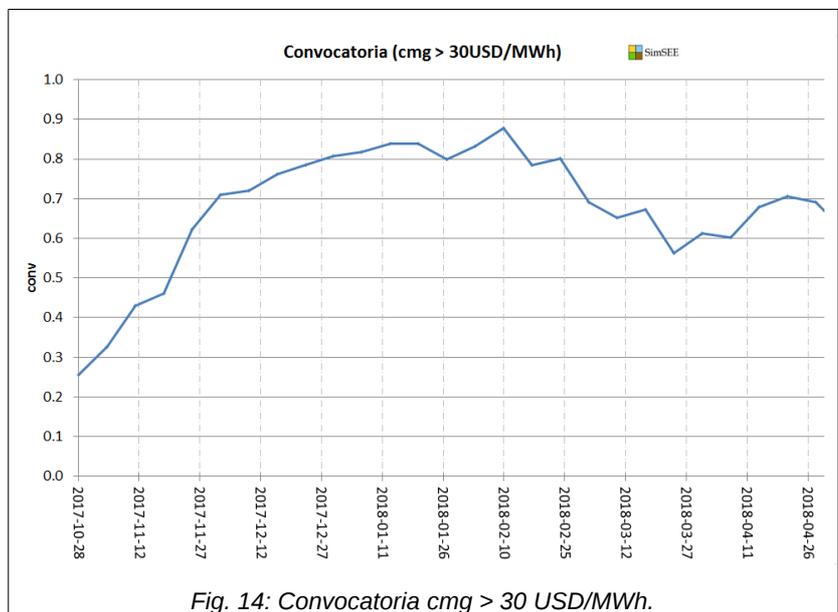


Fig. 14: Convocatoria cmg > 30 USD/MWh.

### 3.7 Costo Marginal de la Demanda.

En la Fig. 15 se muestra el Costo Marginal de la Demanda en valor esperado y para los cortes de probabilidad de excedencia de 10 y 90%. Este valor corresponde al costo que deberá pagar la demanda adquirida directamente del mercado Spot.

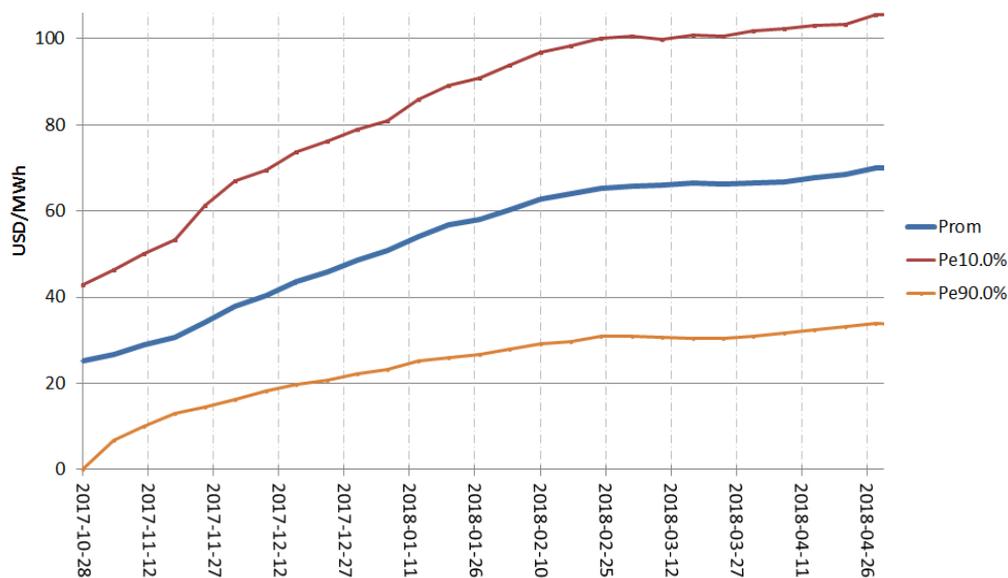


Fig. 15: Costo Marginal de la Demanda.

## Anexo I: Comparación resultados Caso Semanal y Horario

### Diferencias en el Modelado y Resultados Generales

A diferencia de la sala de paso semanal, en la sala de paso horario se consideran los embalses de Salto Grande y Palmar.

La CEGH de aportes hidrológicos horario se construyó utilizando la CEGH de aportes hidrológicos de paso semanal y la herramienta “Fraccionador”.

En general se observa que la cota de Bonete en valor esperado es unos 30 a 40 cm más alta en la sala de paso semanal, la energía de falla es muy similar, la energía exportada es muy similar en ambos casos. Las diferencias mas significativas se presentan en los resultados del costo marginal principalmente en el Poste 5 en que los marginales son bajos. Estas diferencias se deben principalmente a que en la sala horaria Salto Grande y Palmar tienen embalses y por ende tiene valor el agua, mientras que en la sala semanal solo se valoriza el agua de Terra.

### Evolución de la Cota de Bonete

En la Fig. 16 se muestra la comparación de la evolución de la cota de Bonete. Se observa que la evolución de la cota es similar, pero el caso horario presenta en valor esperado y con Pe90% menores cotas. La diferencia en valor esperado es del orden de 30 a 40 cm.

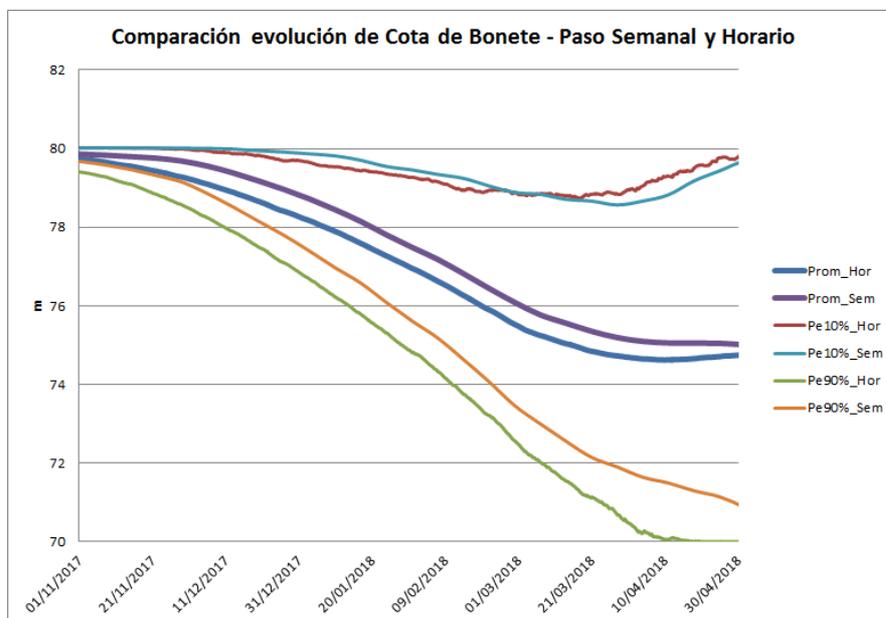


Fig. 16: Comparación de la Evolución de la Cota de Bonete.

### Energía de Falla 3 + 4.

En la Fig. 17 se muestra la comparación de la energía de falla 3+4 acumulada en el período estacional. Se observa que la sala de paso horario presenta mayor cantidad de energía de falla 3 + 4, aunque la cantidad de energía no es significativa.

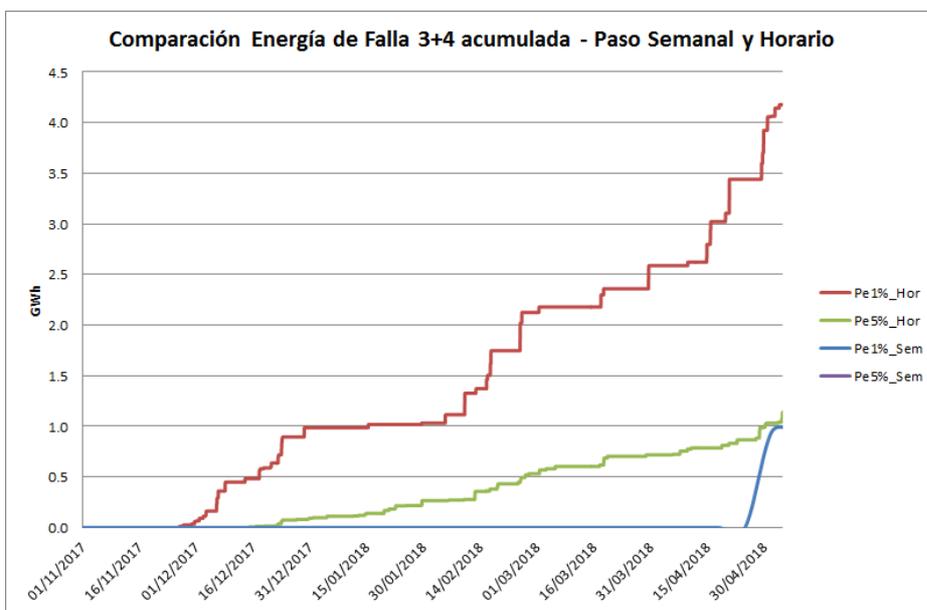


Fig. 17: Comparación de la Evolución de la Energía de Falla 3+4 acumulada.

### Evolución de los costos marginales del sistema.

En la Fig. 18 se muestra la comparación de los costos marginales promedios horarios y promedios ponderados semanales y promedios de los postes 1 y 5. A grandes rasgos el cmg promedio ponderado semanal evoluciona en forma similar al horario. Se observa que para costos marginales bajos (menores al cv motores), la sala de paso semanal presenta costos menores en el poste 5 que la sala horaria. Esta situación se debe a que en la sala de paso horario se modelan 3 embalses (3 valores del agua) mientras que en la semanal solo se modela 1 embalse.

En la Fig. 19 se muestra la comparación con Pe5% de los costos marginales horarios, en el Poste 1 y 5 y semanal. En general se observa con Pe5% que la evolución del cmg promedio ponderado semanal es similar a la del cmg horario. Se observa que el cmg en el poste 5 presenta valores menores que el cmg horario.

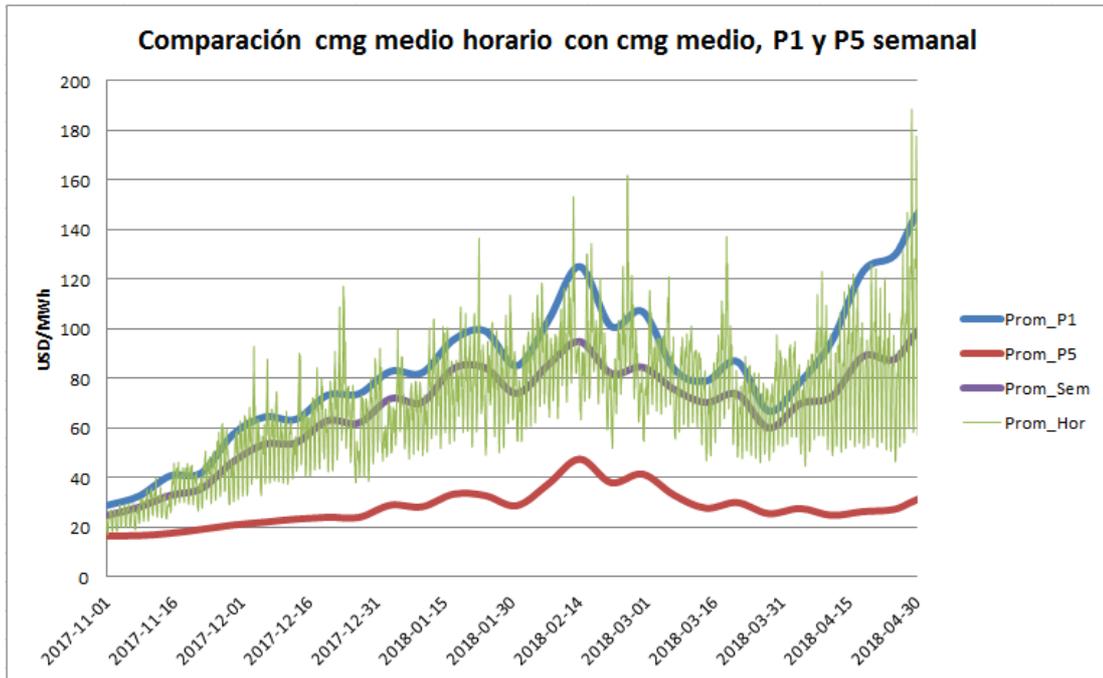


Fig. 18: Comparación del costo marginal promedio horario y semanal en el poste 1 y 5.

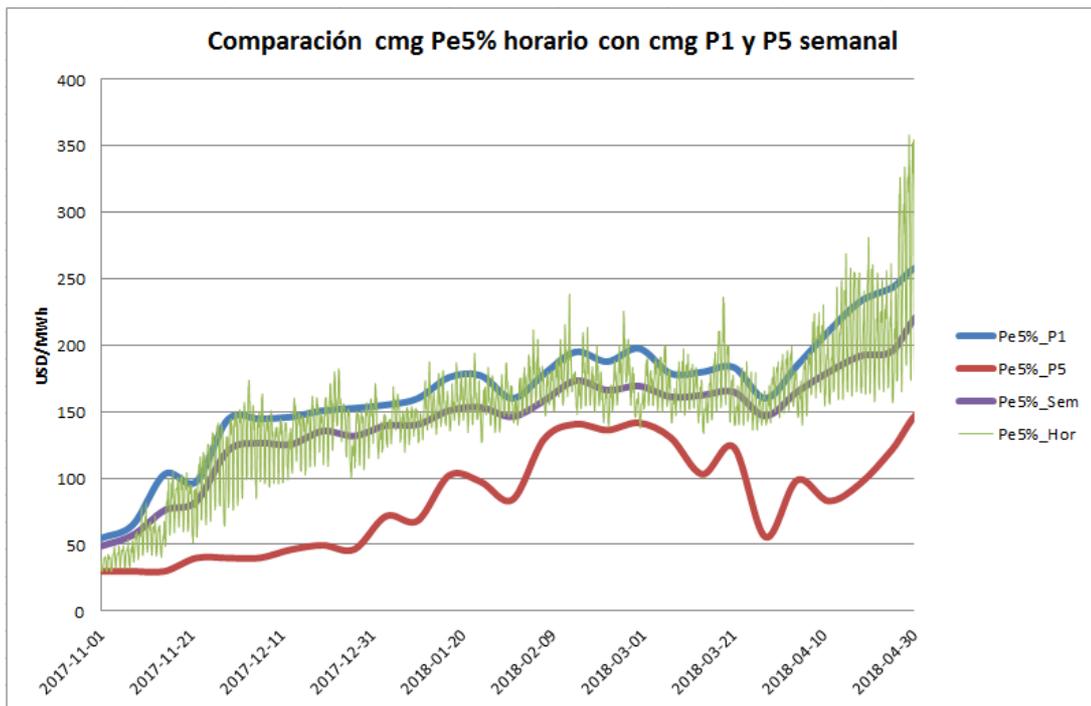


Fig. 19: Comparación del costo marginal horario y semanal en el poste 1 y 5 con Pe5%

### Exportaciones de Energía Totales y Spot.

En la Fig. 20 y Fig. 21 se muestra la comparación de la Potencia Media de Exportación Total y Exportación Spot del caso semanal y horario. Se observa que la evolución es muy similar.

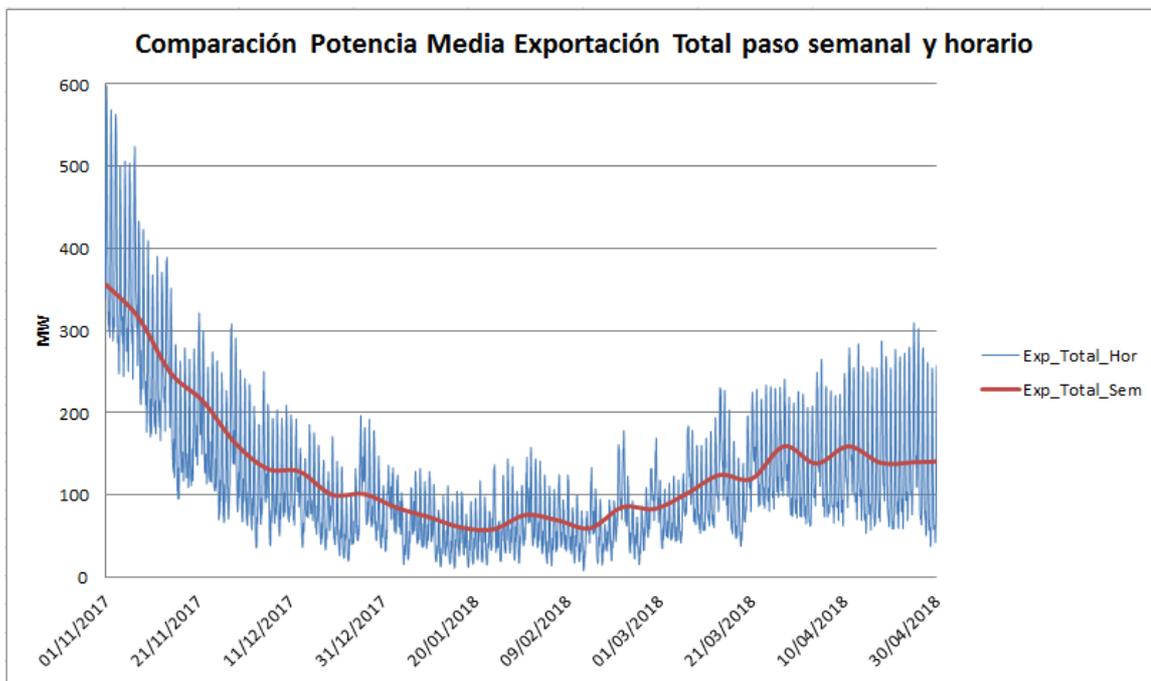


Fig. 20: Comparación Potencia Media de Exportación Total - Paso de tiempo Semanal y Horario.

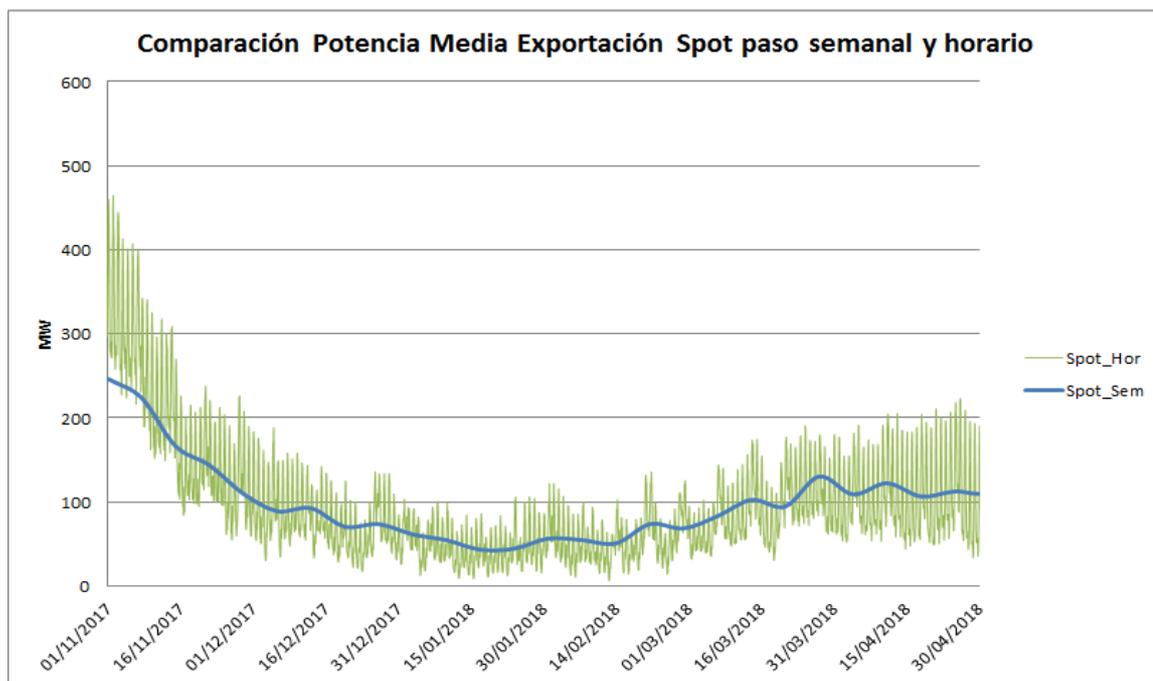


Fig. 21: Comparación Potencia Media de Exportación Spot - Paso de tiempo Semanal y Horario.



En la tabla a continuación se muestran los resultados de la Potencia de Exportación Promedio Total y Spot en el período estacional para el caso semanal y horario. Se observa que la exportación total es un poco mayor en el caso semanal, aunque mayoritariamente esta energía se exporta por el Sumidero.

| <b>Potencia Exportación Promedio (MW)</b> |              |                 |             |
|---|--------------|-----------------|-------------|
|   | <b>Total</b> | <b>Sumidero</b> | <b>Spot</b> |
| <b>Semanal</b>                            | 135          | 35              | 100         |
| <b>Horario</b>                            | 125          | 23              | 102         |



## Anexo II: Calibración del modelado estocástico del índice de precio de Petróleo.

El presente documento describe el modelado estocástico del índice de precios de derivados de petróleo en SimSEE aplicable a la Programación Estacional Noviembre - Abril 2018 (PES\_NOV\_ABR\_2018).

En SimSEE se llama Fuente a una entidad que actúa de fuente de valores que pueden ser utilizados por los demás modelos durante la optimización/simulación.

En las Salas SimSEE utilizadas para la PEST\_NOV\_ABR\_2018, todos los costos variables de las centrales térmicas están separados en "variable combustible" y "variable no combustible". El costo "variable combustible" se indexa a la fuente de variabilidad del precio del petróleo "iPetroleo".

La fuente iPetroleo, es el producto de una Fuente del tipo Sintetizador CEGH (volatilidad del precio del petróleo) y una Fuente del tipo Constante (proyección del valor esperado).

### Descripción general de la Fuente CEGH.

Las Fuentes del tipo Sintetizador CEGH (Correlación en Espacio Gaussiano con Histograma) permiten modelar procesos estocásticos identificando, en base a la serie histórica de datos los parámetros del modelo. Por construcción el modelo logra sintetizar series con igual dependencia temporal con su pasado (mantiene la memoria del proceso) y con igual histograma de amplitudes que la serie histórica. Los parámetros que definen el sintetizador son un conjunto de funciones no lineales invertibles que mapean en forma unívoca el espacio real con un espacio gaussiano. Estas funciones son las llamadas Deformadores. En el espacio gaussiano se identifica un sistema lineal (Para mayor información sobre la fuente CEGH se recomienda leer: "Fundamentos de modelo CEGH de procesos estocásticos multivariantes.")

[http://www.adme.com.uy/db-docs/Docs\\_secciones/nid\\_5/cegh\\_fundamentos.pdf](http://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_5/cegh_fundamentos.pdf)

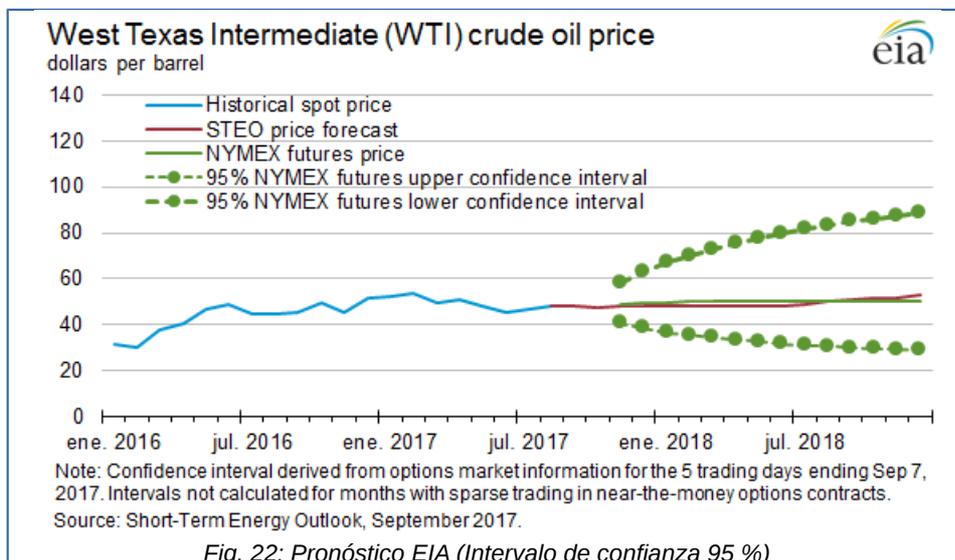
### Datos históricos de la Fuente CEGH de volatilidad del petróleo.

Para la construcción de la Fuente CEGH de volatilidad del precio de petróleo, se contó con información de una serie de 268 semanas (5 años aproximadamente) de datos históricos del precio de barril de petróleo de paso semanal a partir del 1º de enero de 2005. Es de destacar que el año 2008, con alta volatilidad del precio del petróleo, se encuentra comprendido dentro de estos datos. El procedimiento de calibración del CEGH consiste en primero quitar la tendencia y luego identificar el modelo CEGH de la variabilidad sobre la serie sin tendencia.

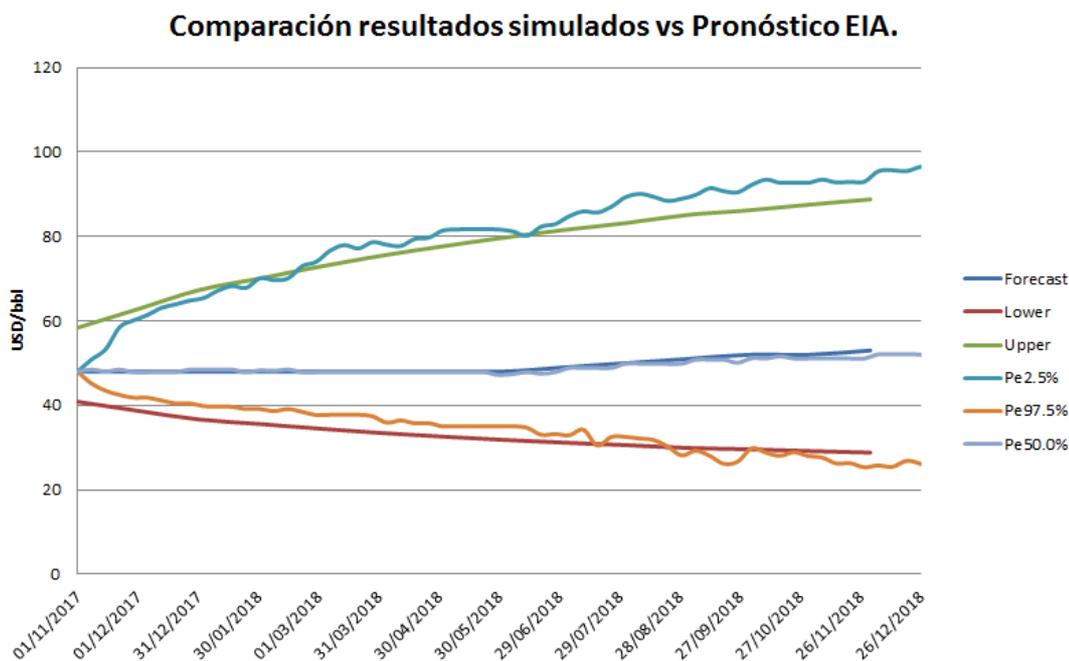
En función de estos datos se armaron las funciones deformantes para transformar al mundo gaussiano dicha serie de datos. Se identificó un filtro lineal de orden 1 resultandos los siguientes parámetros:  $A = 0.987$  y  $B = 0.161$  donde por construcción del modelo CEGH se debe cumplir:  $A^2 + B^2 = 1$

### Ajuste del CEGH de volatilidad del petróleo.

Se ajustó el modelado del precio del Petróleo (fuente CEGH y tendencia) de acuerdo a la proyección de la EIA (Short-Term Energy Outlook, September 2017) que se muestra en la Fig.22.



Para realizar la calibración se ajustaron deformadores y parámetros del sistema lineal para reflejar la volatilidad implícita del proceso estocástico que impone la apertura del cono de confianza 95% mostrado en trazo verde punteado en la Fig.22.



Como resultado de la calibración, los nuevos valores del filtro lineal son:  $A=0.987$  y  $B = 0.161$ . En la Fig.23 se muestra los resultados del ajuste logrado en la calibración considerando 1000 realizaciones del proceso y las proyecciones de la EIA con el cono de confianza 95%.

A partir de diciembre 2018 (Fig.23), el precio del petróleo aumenta gradualmente hasta alcanzar 70USD/MWh en el 2020 (ver Fig. 24).

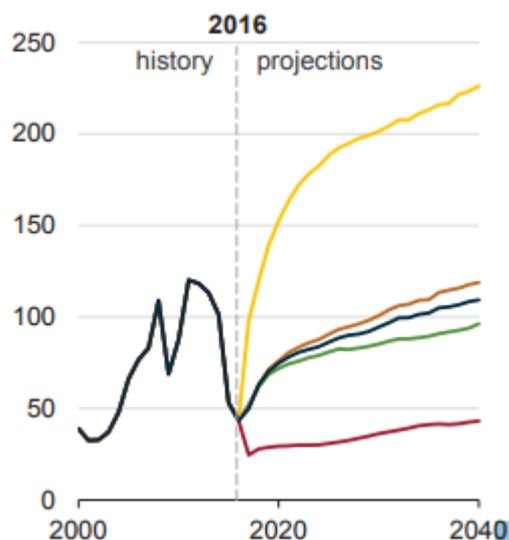


Fig. 24: Proyección de largo plazo de EIA - Annual Energy Outlook 2017



## Índice de contenido

|           |  |    |
|-----------|--|----|
| 1         | Resumen Ejecutivo.....   | 1  |
| 2         | Principales hipótesis.....   | 2  |
| 2.1       | Previsión de La Demanda.....   | 3  |
| 2.2       | Representación de la falla.....  | 3  |
| 2.3       | Situación hidrológica y clima.....   | 4  |
| 2.4       | Combustibles.....  | 6  |
| 2.5       | Proyección de precios.....   | 6  |
| 2.6       | Gas Natural.....   | 7  |
| 2.7       | Parque térmico.....  | 7  |
| 2.7.1)    | Datos técnicos.....  | 7  |
| 2.7.2)    | Coefficiente de disponibilidad de las unidades generadoras:.....           | 8  |
| 2.7.3)    | Mantenimiento programado.....  | 8  |
| 2.8       | Biomasa:.....  | 9  |
| 2.9       | Eólica.....  | 10 |
| 2.10      | Solar.....   | 11 |
| 2.11      | Red de Trasmisión.....   | 12 |
| 2.12      | Intercambio de Energía.....  | 12 |
| 2.12.1)   | Importación.....   | 12 |
| 2.12.2)   | Exportación.....   | 12 |
| 2.13      | Estado inicial del sistema.....  | 13 |
| 2.14      | Respaldo no hidráulico del sistema.....                                    | 14 |
| 3         | Resultados Semanales.....  | 15 |
| 3.1       | Cota del lago de Rincón de Bonete.....                                     | 15 |
| 3.2       | Costo Marginal.....  | 15 |
| 3.3       | Despacho promedio.....   | 16 |
| 3.4       | Probabilidad de ocurrencia de cortes de energía (Falla 3+4).....           | 17 |
| 3.5       | Costo Total.....   | 18 |
| 3.6       | Convocatoria CMG>30.....   | 19 |
| 3.7       | Costo Marginal de la Demanda.....  | 20 |
| Anexo I:  | Comparación resultados Caso Semanal y Horario.....                         | 21 |
|           | Diferencias en el Modelado y Resultados Generales.....                     | 21 |
|           | Evolución de la Cota de Bonete.....  | 21 |
|           | Energía de Falla 3 + 4.....  | 22 |
|           | Evolución de los costos marginales del sistema.....                        | 22 |
|           | Exportaciones de Energía Totales y Spot.....                               | 24 |
| Anexo II: | Calibración del modelado estocástico del índice de precio de Petróleo..... | 26 |