

# **Determinación de Bloques de Energía Exportable para la semana energética 09/2018 del sábado 24/02 al viernes 02/03 de 2018**

*21/02/2018  
Montevideo - Uruguay*

Participan de la elaboración de hipótesis  
Por UTE: Marcos Ribeiro y Omar Guisolfo.  
Por ADME: María Cristina Alvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes  
Versión de SimSEE: 174  
Responsable: Ruben Chaer.

## **1. Resumen ejecutivo.**

Los bloques de energía exportable para la semana energética 09 de 2018 (que comienza el sábado 24/02 a la hora cero y finaliza a la hora 23 del día viernes 02/03) son los que se muestran en la Tabla 1 para las bandas horarias Media y Leve horaria Pesada (definidos como los correspondientes PATAMARES de Brasil) expresados en MW-medios para cada banda horaria junto con los valores del Costo Marginal de Extracción (CME) determinados con confianza 80% de no ser excedidos y los correspondientes Precios Mínimos a Recibir (PMR) según sea la exportación por Rivera, por Melo o por Salto para diferentes Niveles (incrementales) de la posible oferta a Brasil. El Nivel 0, con los valores de 1 MW se muestran a los efectos de dar información sobre el costo de abastecer el primer MW con compromiso.

Tabla 1: Bloques Exportables CON COMPROMISO de entrega (P80).

NIVEL 0			Salto	Rivera	Melo
		CME	PMR	PMR	PMR
Horario	MW-medios	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
LEVE	1	72,1	81,5	109,1	123,2
MEDIA	1	101,9	113,7	141,3	155,4
PESADA	1	107,9	120,2	147,8	161,9

NIVEL 1			Salto	Rivera	Melo
		CME	PMR	PMR	PMR
Horario	MW-medios	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
LEVE	50	79,8	89,8	117,4	131,4
MEDIA	1	103,5	115,4	143,0	157,1
PESADA	1	109,7	122,1	149,7	163,8

NIVEL 2			Salto	Rivera	Melo
		CME	PMR	PMR	PMR
Horario	MW-medios	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
LEVE	50	83,2	93,5	121,1	135,1
MEDIA	50	111,2	123,8	151,4	165,5
PESADA	50	117,5	130,6	158,2	172,3

La tabla 2 muestra los Bloques de Energía Exportable Sin Compromiso de entrega para cada Nivel del exportación Con compromiso.

Tabla 2: Bloques Exportable Sin Compromiso (Valor Esperado)

NIVEL 0			Salto
		CME	PMR
	GWh	USD/MWh	USD/MWh
Sin Compromiso	2,7	0,0	3,5

NIVEL 1			Salto
		CME	PMR
	GWh	USD/MWh	USD/MWh
Sin Compromiso	2,2	0,0	3,5

NIVEL 2			Salto
		CME	PMR
	GWh	USD/MWh	USD/MWh
Sin Compromiso	1,9	0,0	3,5

Los valores de CME y PMR de cada Nivel de exportación Con Compromiso se deben interpretar como aplicables a los incrementos de energía respecto del Nivel anterior.

Los PMR, corresponden a adicionar a los CME los peajes por uso de la red y las convertidoras, un estimativo de la tasa de URSEA y ADME, el 3% de comisión de UTE y 5% de pérdidas por transmisión dentro del SIN. UTE, si lo considera pertinente, podrá a su costo reducir el monto de peajes por uso de las conversoras si con ello logra colocar ofertas que de otra forma no serían colocadas.

## 2. Principales hipótesis.

### 2.1. Aportes

Los aportes se modelaron en base al modelo CEGH con trayectorias de 50% iguales a los valores esperados de los pronósticos resultando en las distribuciones que se muestran en las Figs. 1, 2, 3 y 4 para Salto (50% de Uruguay), Bonete, Palmar y Baygorria respectivamente.

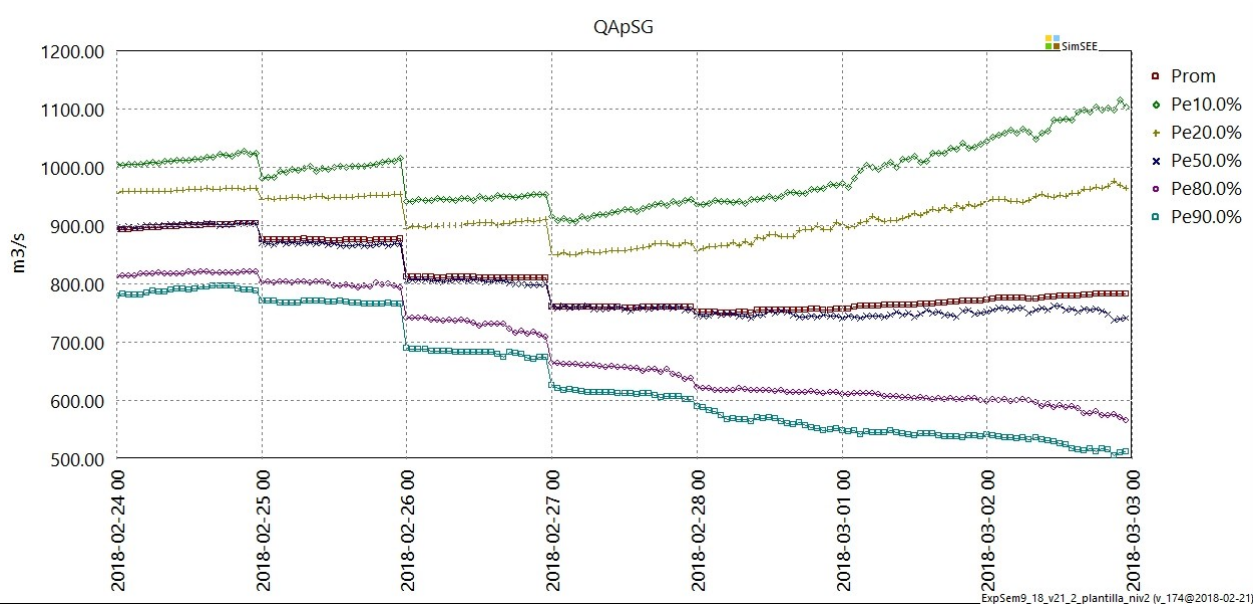


Fig 1: Aportes Salto Grande (50% Uruguay)

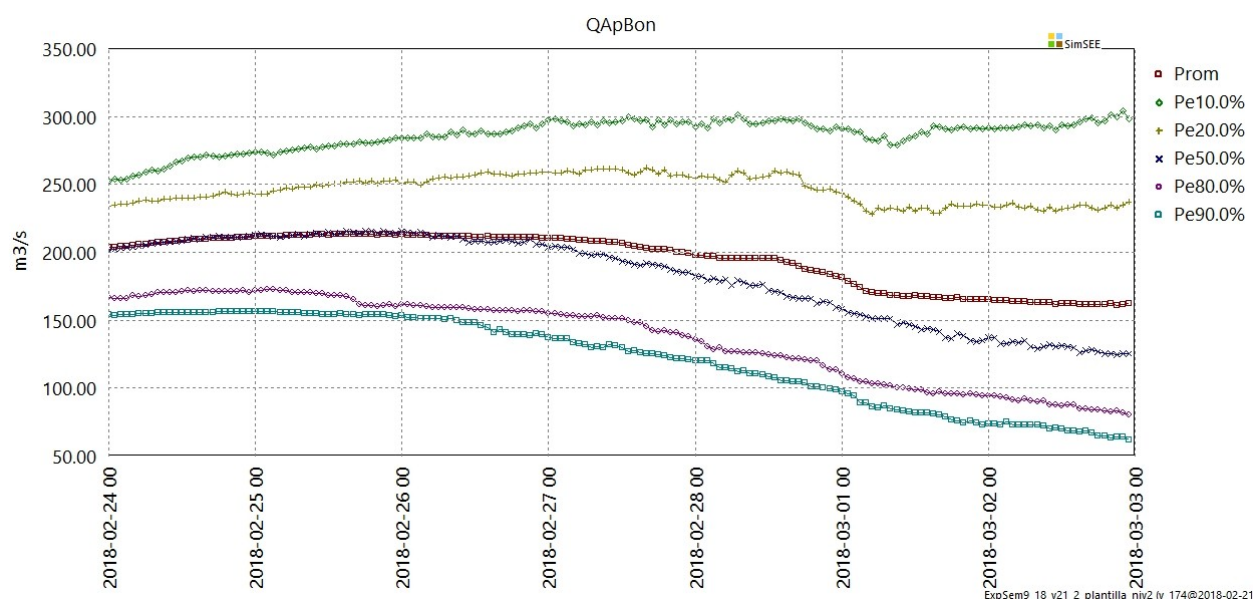


Fig 2: Aportes Bonete

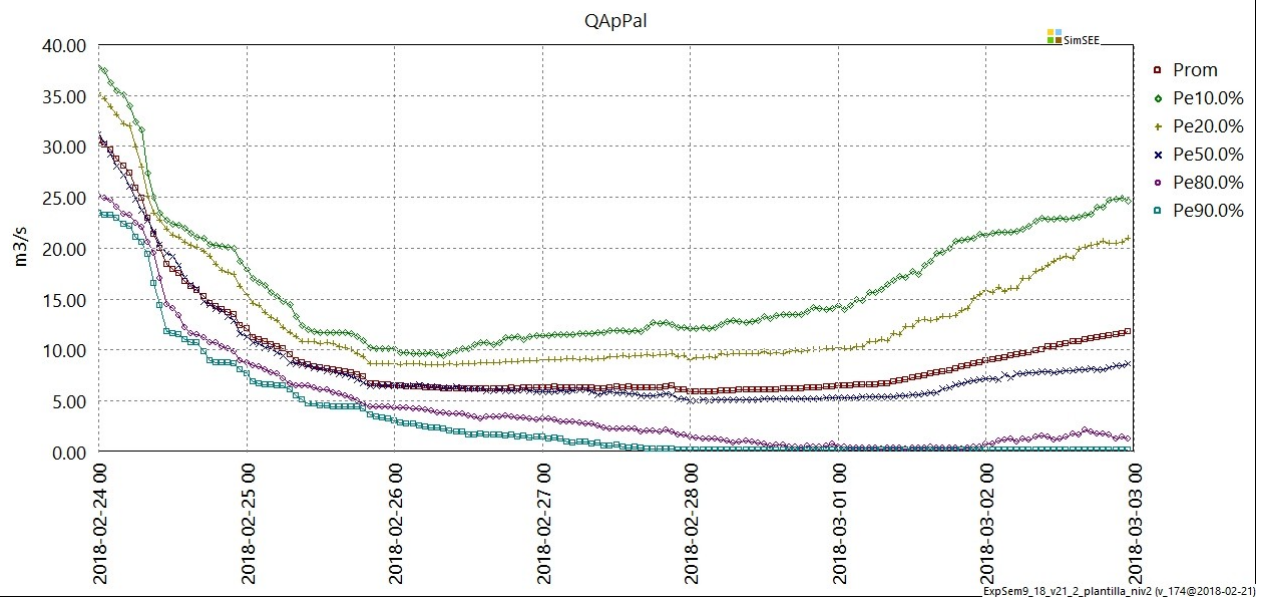


Fig 3: Aportes a Palmar

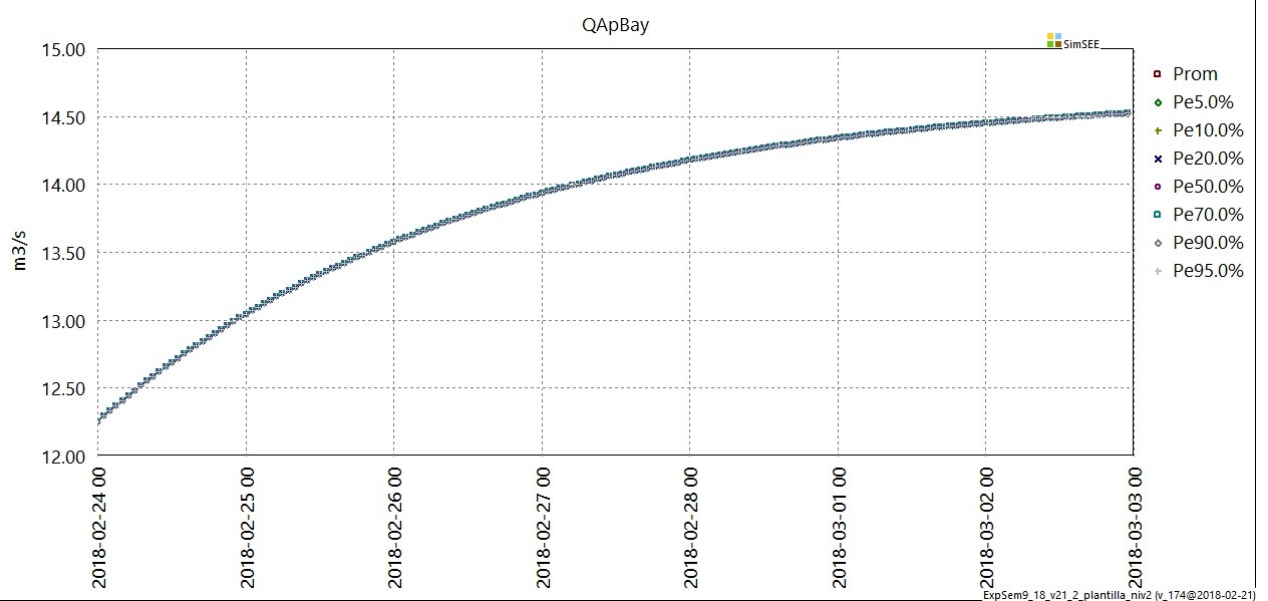


Fig 4: Aportes a Baygorria. (determinístico).

## 2.2. Generación eólica y solar

Se utiliza para las corridas el pronóstico horario en valor esperado, el mismo se utiliza como guía por 7 días en el modelo CEGH. Se imprime una transición entre la información del pronóstico y la “estadística histórica” de 200 horas.

Las Figs. 5 y 6 muestran los cortes de probabilidad de la generación eólica horaria y acumulada en la semana respectivamente en valor esperado y para diferentes cortes de probabilidad usados en la simulación en base a los pronósticos disponibles en ADME.

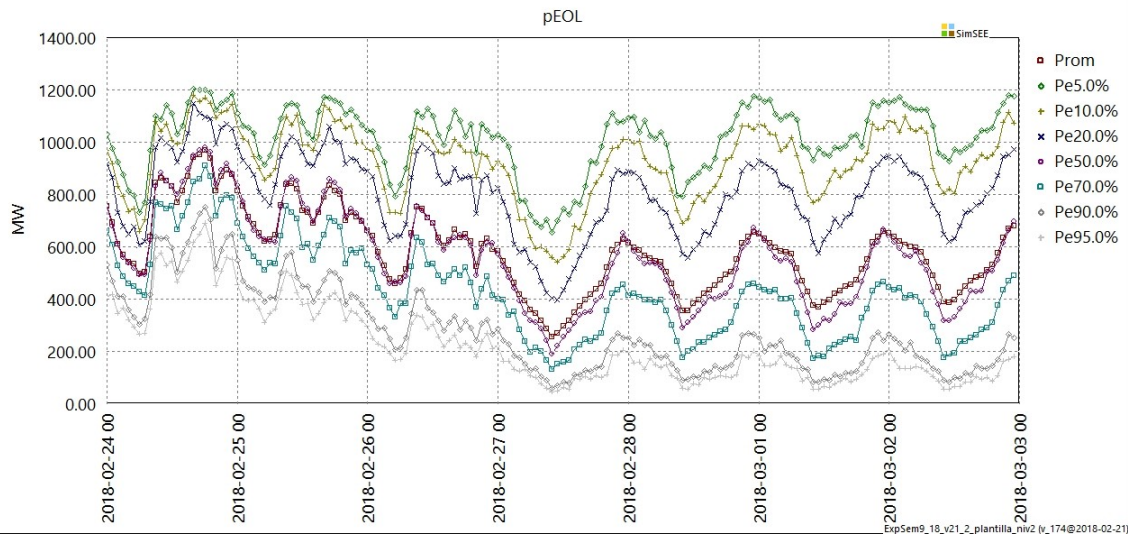


Fig 5: Generación eólica cortes de probabilidad en horas Excluyendo VECODESA.

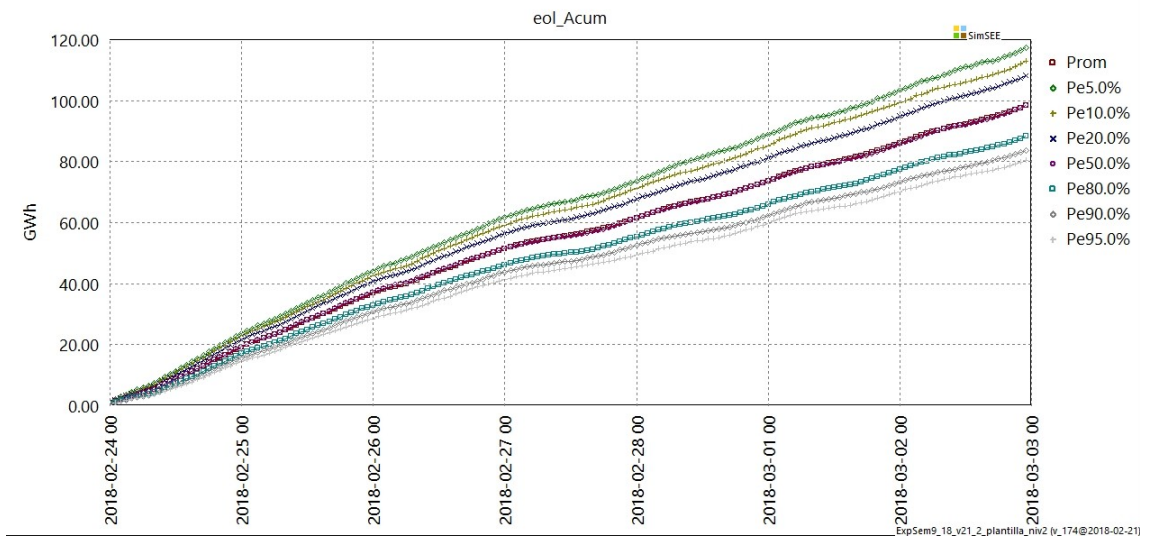


Fig 6: Producción eólica. GWh acumulados desde el inicio de la semana. Excluyendo VECODESA

La Fig.7 muestra la generación en base a energía solar.

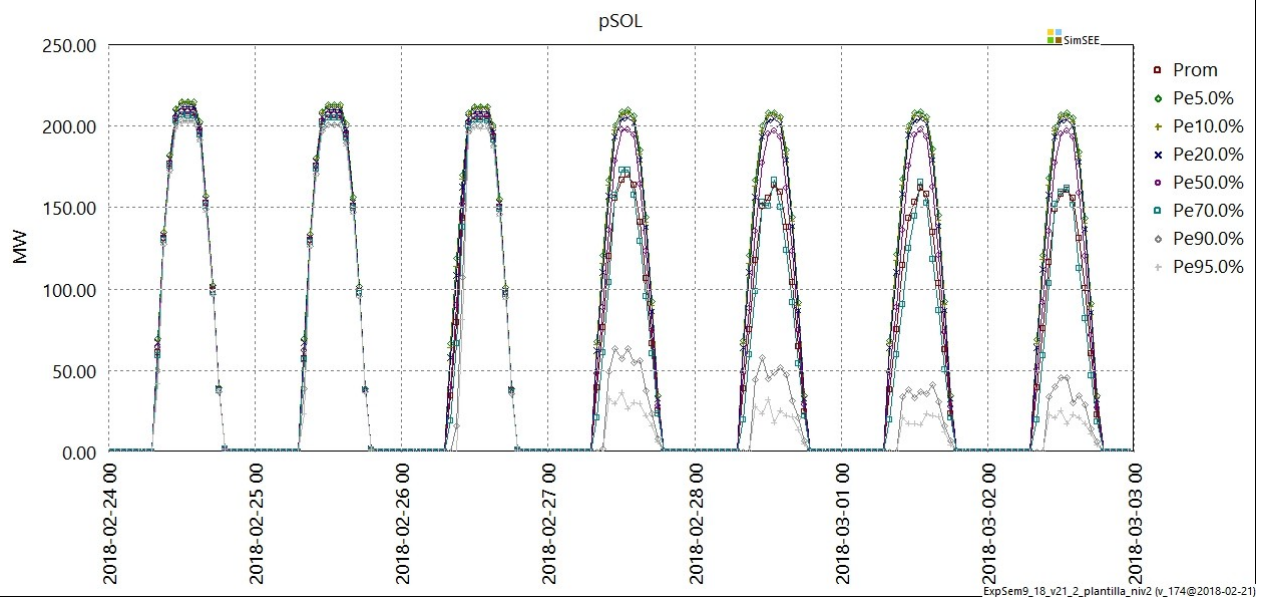


Fig 7: Generación solar.

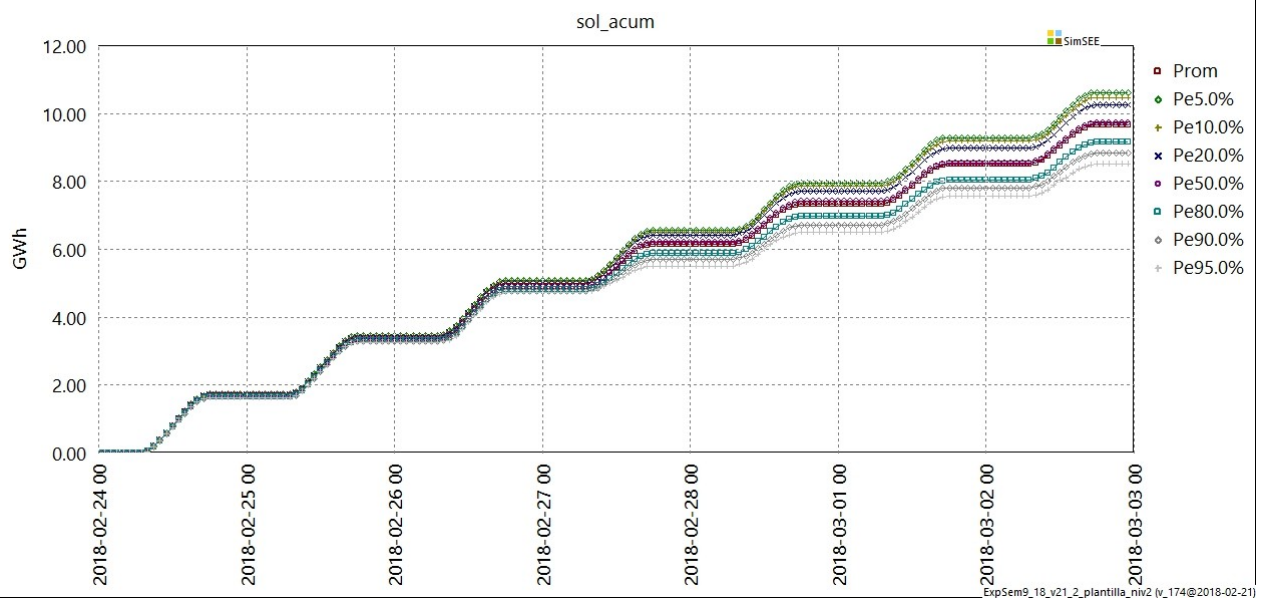


Fig 8: Energía solar acumulada desde el inicio de la semana.



### 2.3. Previsión de demanda eléctrica

La Demanda se modeló en base a modelo CEGH elaborado por ADME con separación de la energía del día en 3 bandas correspondientes a madrugada, horario laboral y tarde con correlaciones con las temperaturas máximas y mínimas del día. Este modelo se alimenta con los pronósticos de temperaturas y con la información de la demanda de días pasados. La Fig.9 muestra la previsión de temperatura (se excluye el primer día) y la demanda esperada resultante.

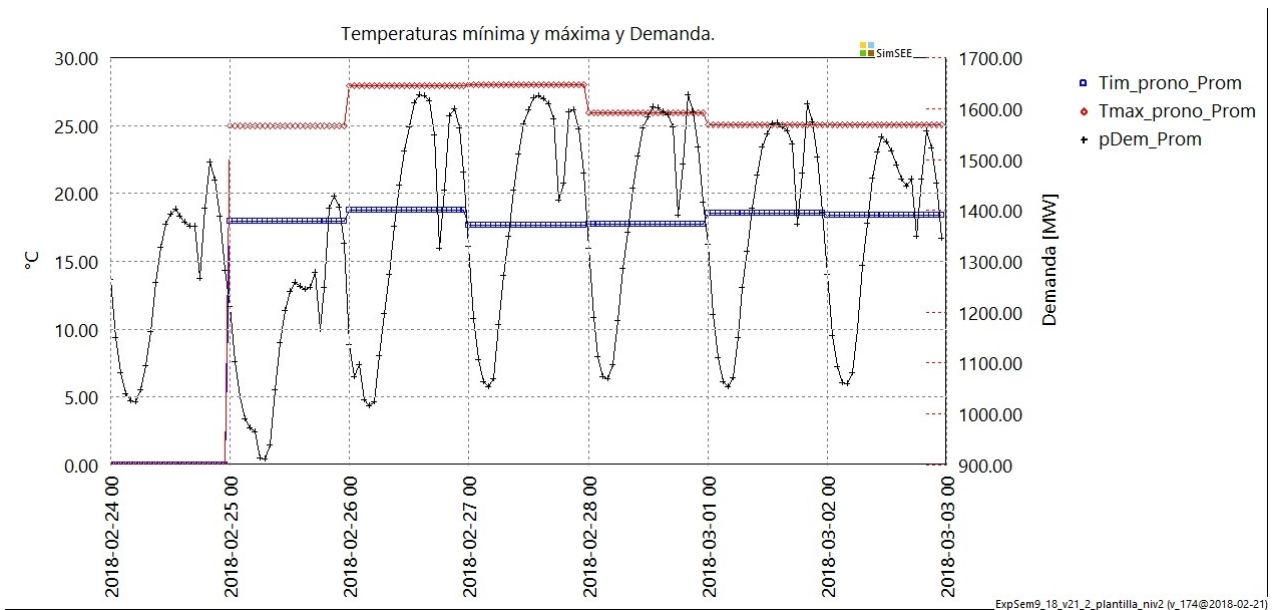


Fig 9: Previsión de temperatura y Demanda Esperada.

La Fig. 10 muestra la potencia horaria con cortes de probabilidad para las 168 horas de la semana.

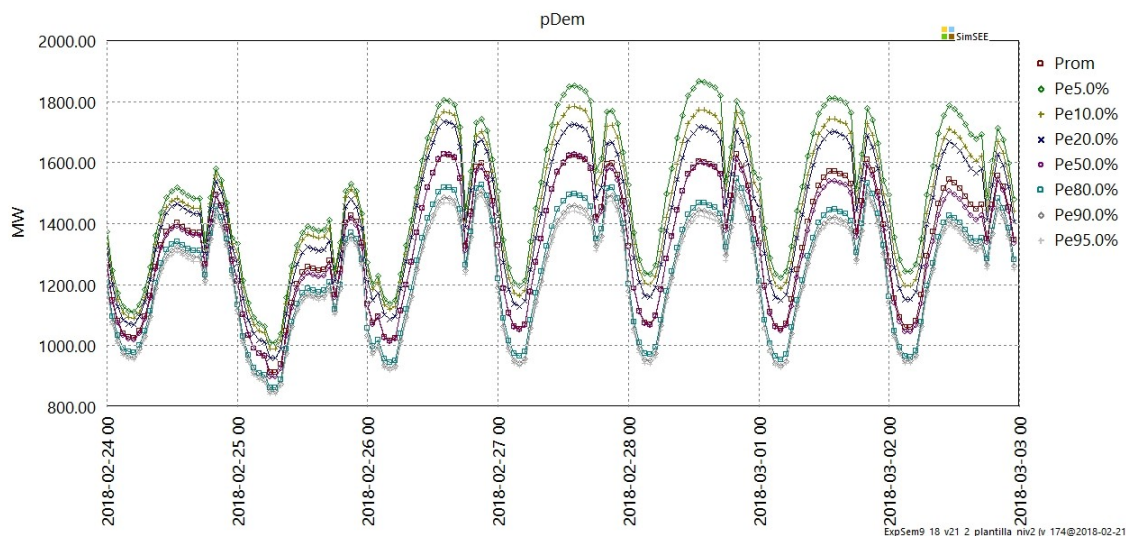


Fig 10: Demanda modelada con incertidumbre por temperatura.



La Fig.11 la demanda acumulada desde el inicio de la semana.

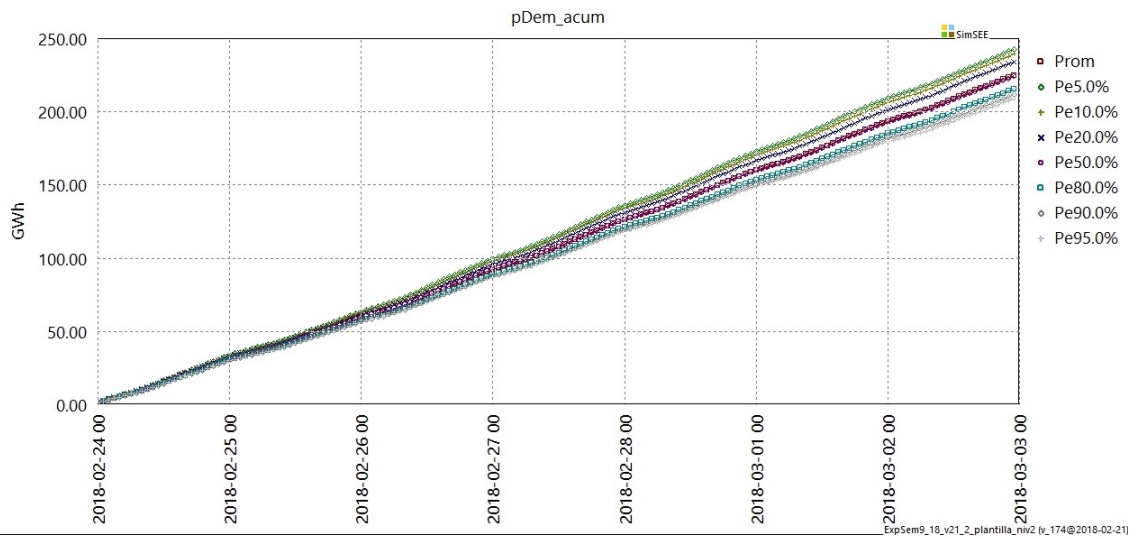


Fig 11: Demanda semanal prevista acumulada desde el inicio de la semana.

## **2.4. *Indisponibilidades.***

Existen mantenimientos previsto que condicionan la exportación, los mismos son:  
Una unidad de Salto Grande, una unidad de Motores de Central Batlle.

## **2.5. *Disponibilidad de la exportación por Melo.***

La Conversora de Melo se encuentra en mantenimiento programado del 19/2/18 al 4/3/18.

## **2.6. *Disponibilidad de la exportación por Rivera.***

No hay mantenimientos previstos dentro del período de la oferta.



La Sala SimSEE correspondiente está disponible en el sitio web de ADME en la sección correspondiente a la Programación Semanal <http://www.adme.com.uy/mmee/progsemnodo/progsem.php>

Valores de Mediano plazo considerando modelo de exportación de la Programación Estacional vigente.

La posible exportación a Brasil en los Patamares de Carga: Pesada, Media y Leve se modelaron como demandas adicionales de en los tramos de carga Leve y Media y Pesada con un costo de falla de 1000 USD/MWh para modelar el compromiso de entrega de la potencia ofrecida.

### 3. Resultados NIVEL 0.

La Fig. 13 muestra la exportación esperada.

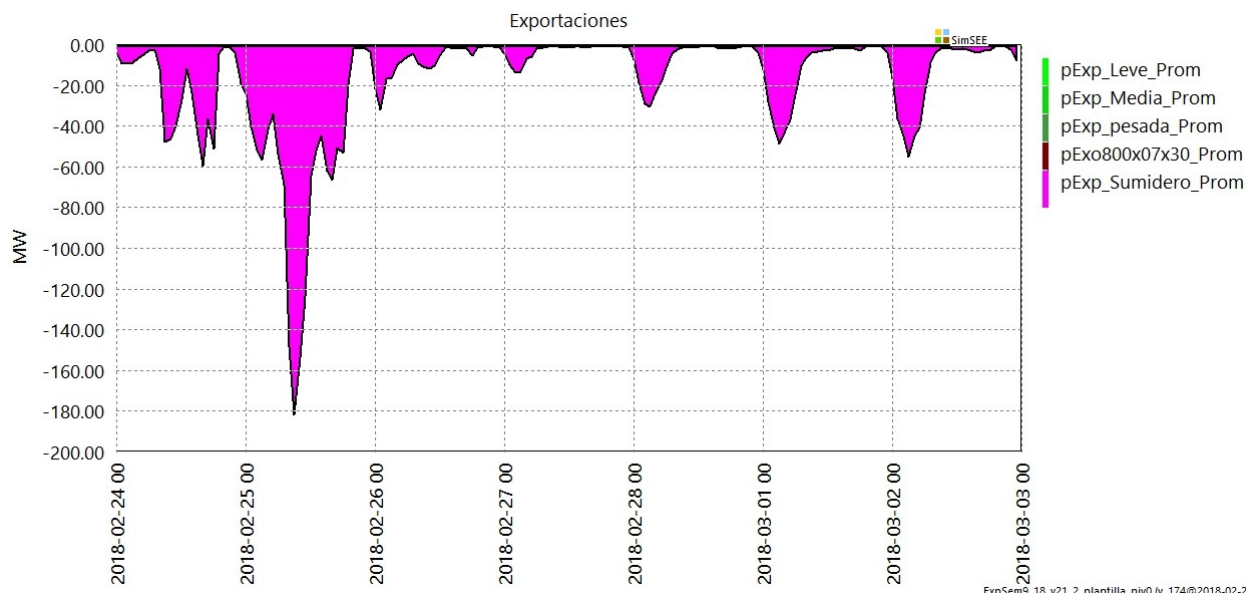


Fig 13: Exportaciones con y sin compromiso.

La Fig.14 muestra el costo marginal del SIN resultante en valore esperado (Prom) y para diferentes cortes de probabilidad.

La Fig. 15 muestra el Costo Marginal de Extracción (CME) para los PATAMARES, Leve, Media y Pesada que son excedidos con probabilidad 20% (o lo que es equivalente que no son excedidos con probabilidad 80%) calculados desde el inicio de la semana hasta el fin de la semana sobre cada una de las 1000 crónicas simuladas.

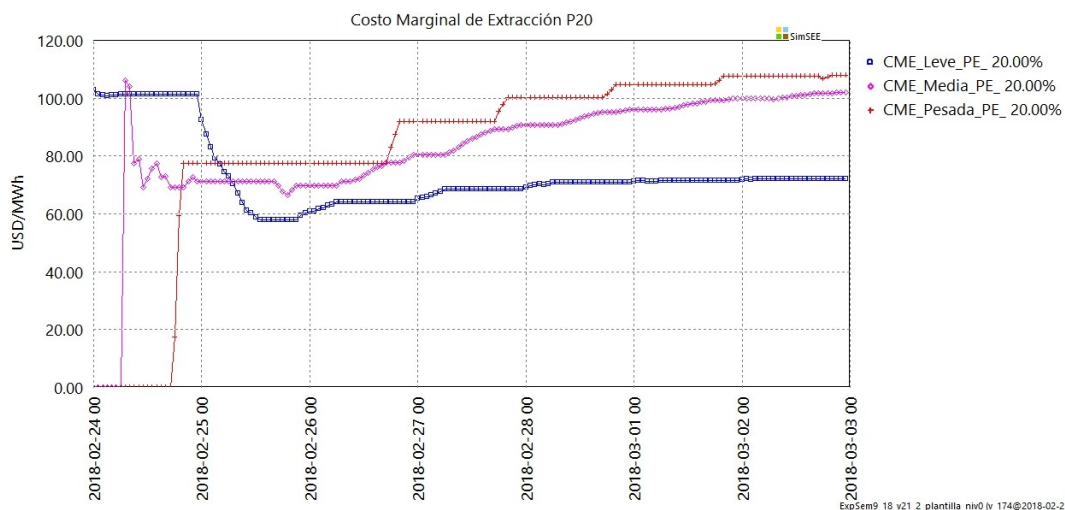


Fig 15: Costo marginal de extracción P20.

La Fig.16 muestra la energía acumulada desde el inicio de la semana de la suma de excedentes de vertimiento (hidráulico+eólico+solar+biomasa no gestionable) para diferentes cortes de probabilidad y en valor esperado. Esta energía puede ser ofrecida sin compromiso de entrega siendo el CME en este caso nulo dado que corresponden a vertimientos turbinables.

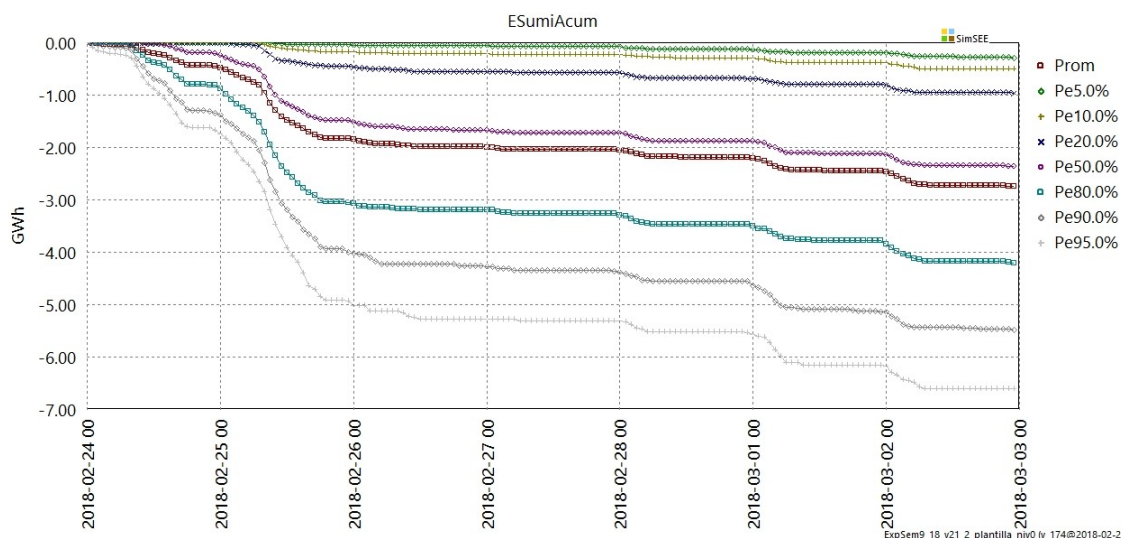


Fig 16: Bloque SUMIDERO. Exportable con interrumpibilidad.

La Fig. 17 muestra el abastecimiento esperado por fuente de generación. La curva roja corresponde al valor esperado del Precio Spot a sancionar en Uruguay calculado como el costo marginal antes de intercambios y se debe leer con la escala del eje derecho del gráfico.



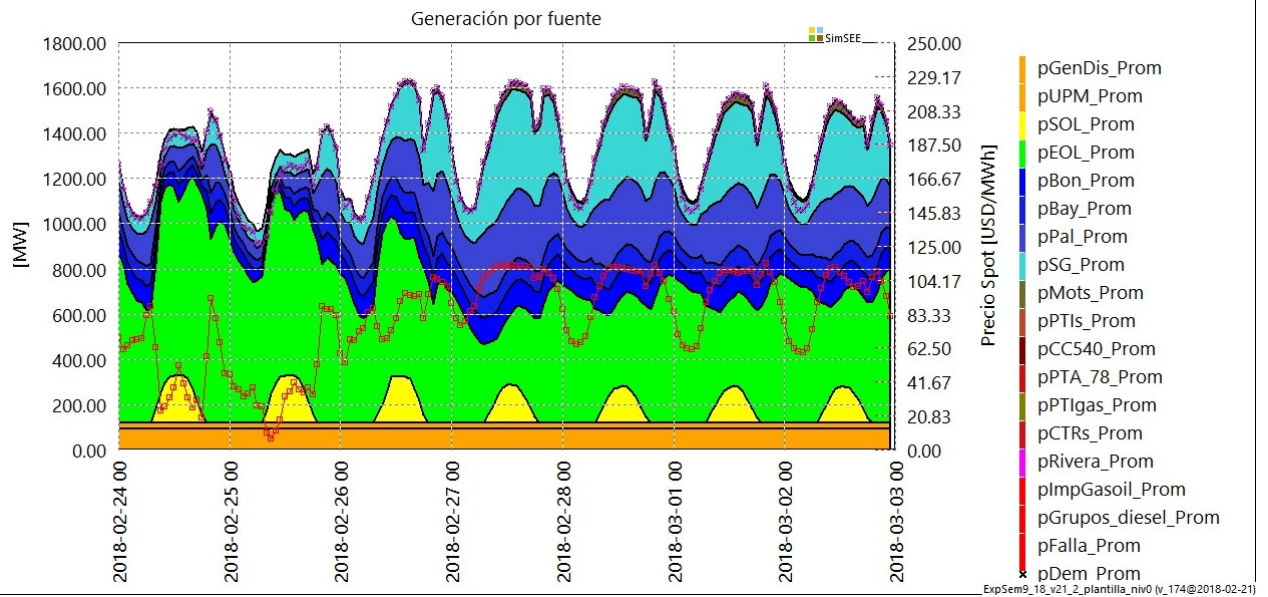


Fig 17: Generación esperada por fuente.

Como una medida de los requerimientos de potencia del sistema, en la Fig. 18 muestra el despacho de CTR.

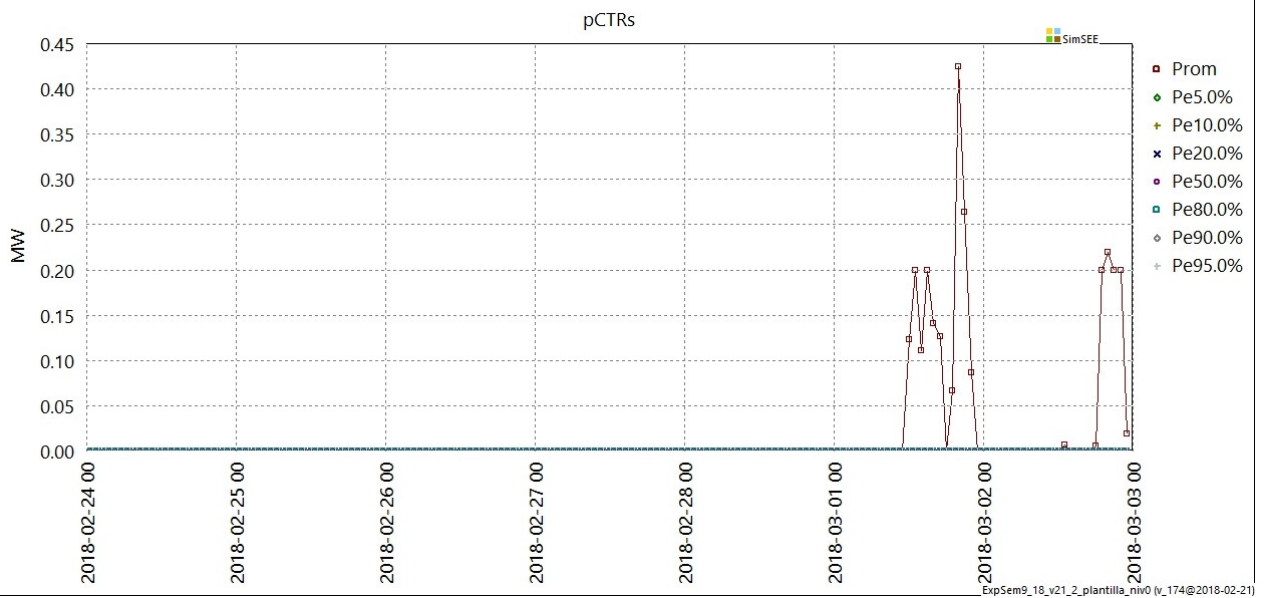


Fig 18: Despacho de CTR.



### 3.1. Previsión de la operación de las represas.

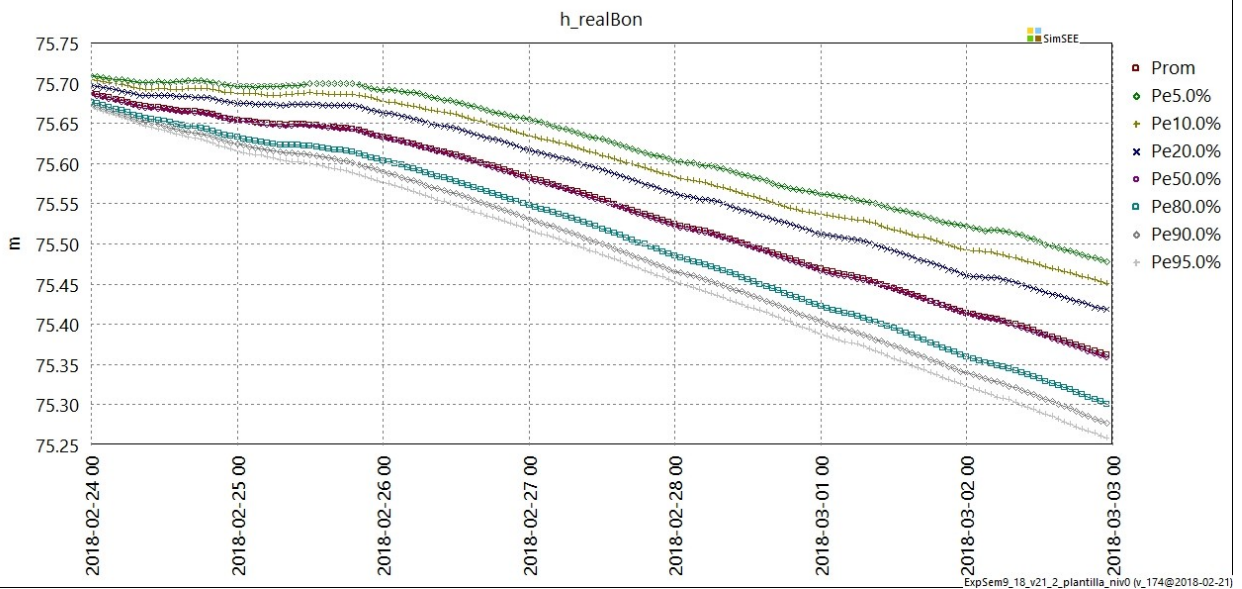


Fig 19: Operación de Bonete

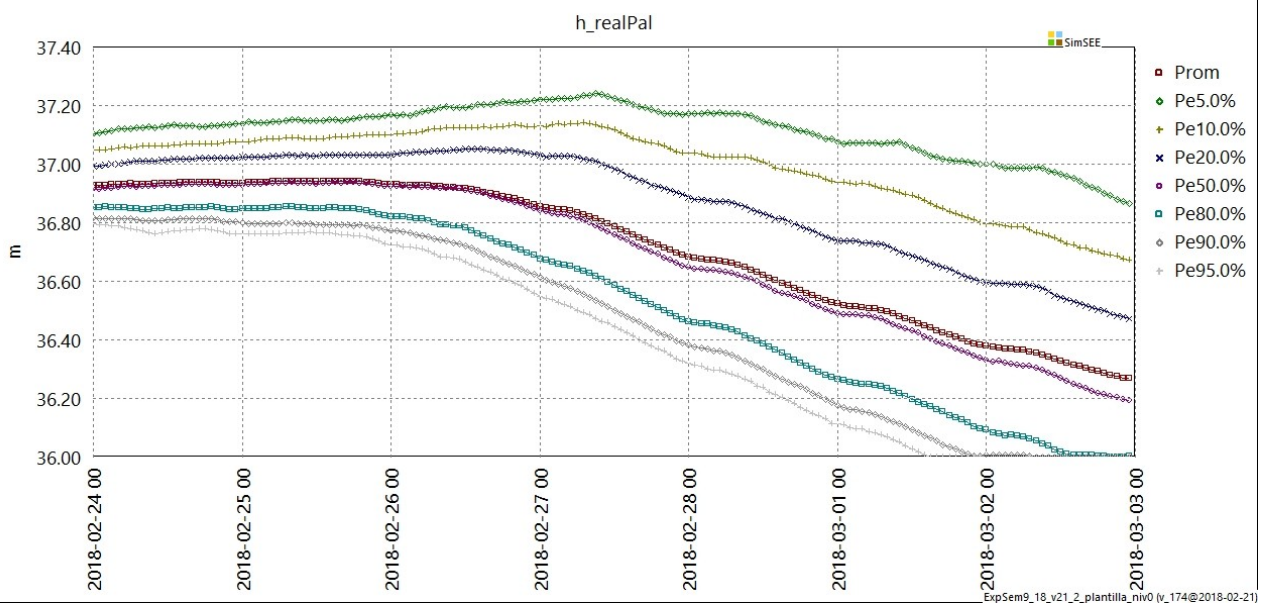


Fig 20: Operación del Palmar.

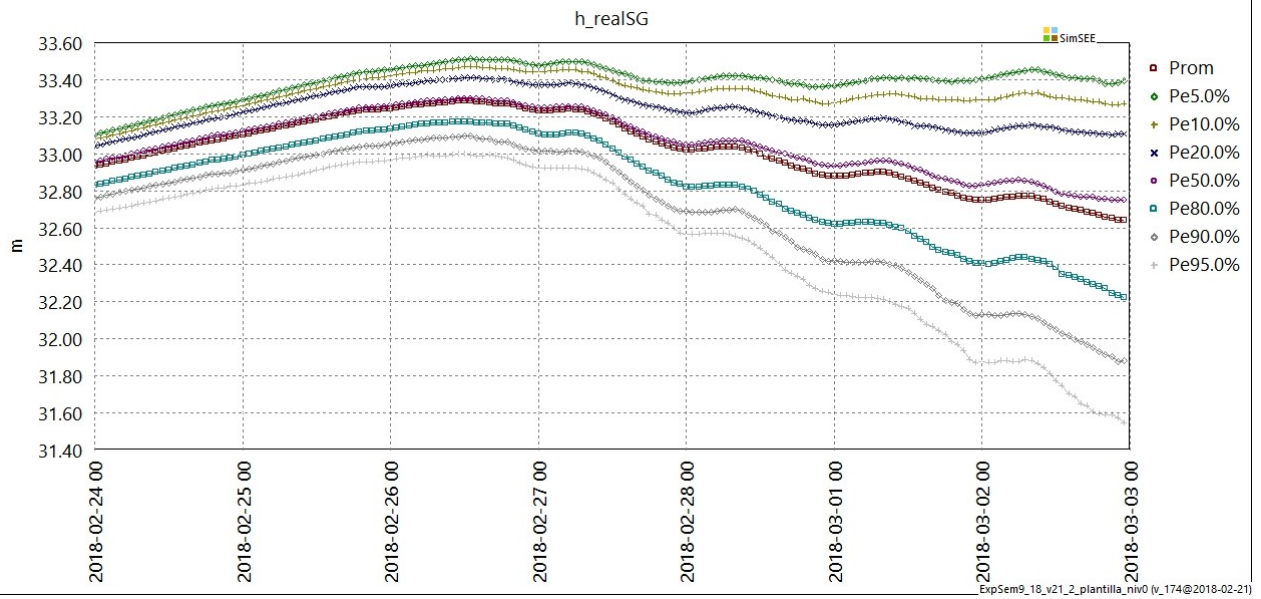


Fig 21: Operación de Salto Grande. (mitad Uruguay).

## 4. Resultados NIVEL 1.

La Fig. 22 muestra la exportación esperada.

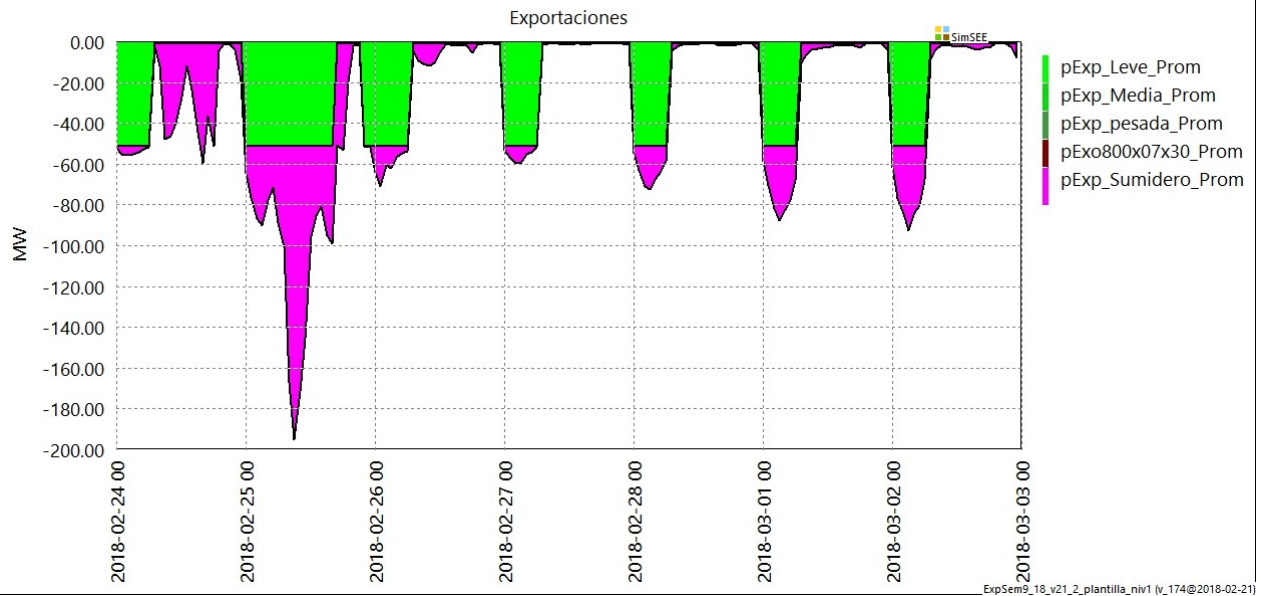


Fig 22: Exportaciones con y sin compromiso.

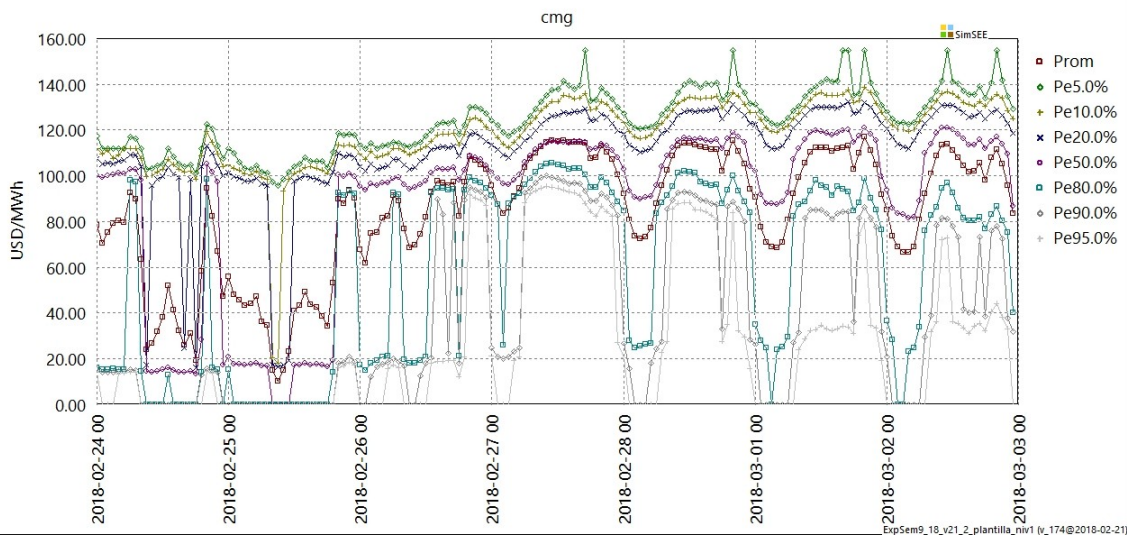


Fig 23: Costo marginal del SIN.

La Fig.23 muestra el costo marginal del SIN resultante en valore esperado (Prom) y para diferentes cortes de probabilidad.

La Fig. 24 muestra el Costo Marginal de Extracción (CME) para los PATAMARES, Leve, Media y Pesada que son excedidos con probabilidad 20% (o lo que es equivalente que no son excedidos con probabilidad 80%) calculados desde el inicio de la semana hasta el fin de la semana sobre cada una de las 1000 crónicas simuladas.

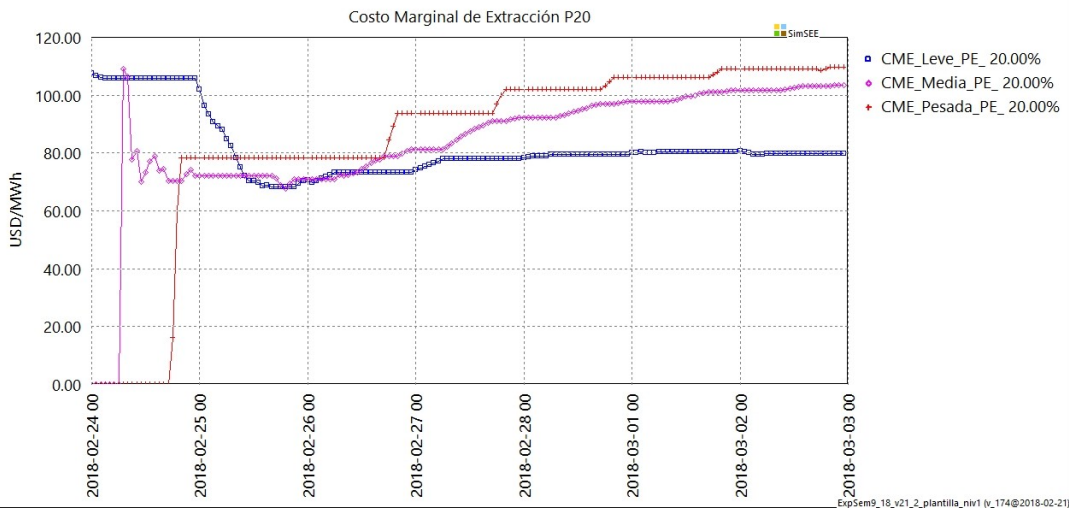


Fig 24: Costo marginal de extracción P20.

La Fig.25 muestra la energía acumulada desde el inicio de la semana de la suma de excedentes de vertimiento (hidráulico+eólico+solar+biomasa no gestionable) para diferentes cortes de probabilidad y en valor esperado. Esta energía puede ser ofrecida sin compromiso de entrega siendo el CME en este caso nulo dado que corresponden a vertimientos turbinables.

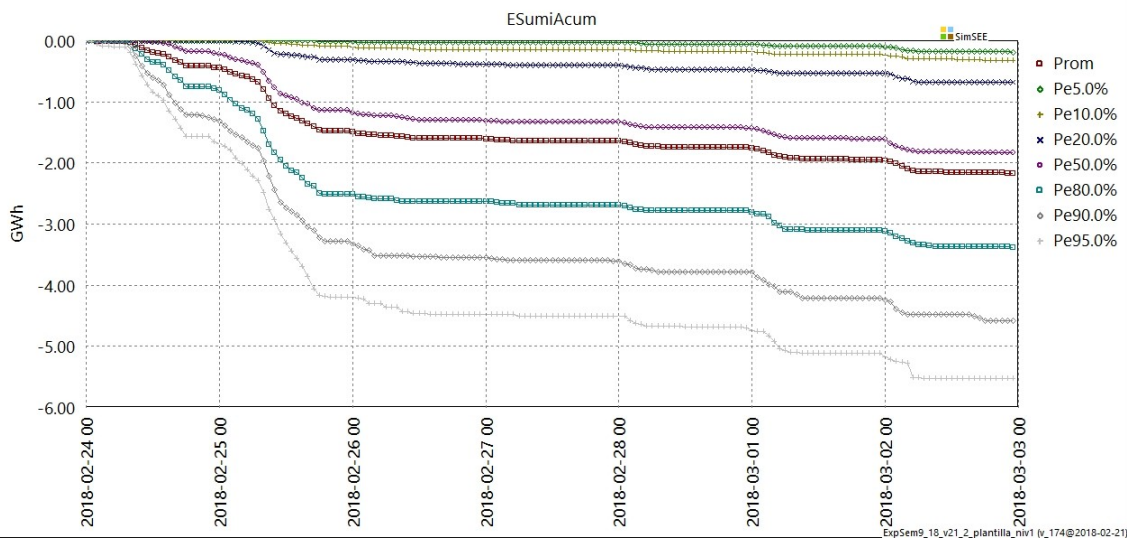


Fig 25: Bloque SUMIDERO. Exportable con interrumpibilidad.

La Fig. 26 muestra el abastecimiento esperado por fuente de generación. La curva roja corresponde al valor esperado del Precio Spot a sancionar en Uruguay calculado como el costo marginal antes de intercambios y se debe leer con la escala del eje derecho del gráfico.



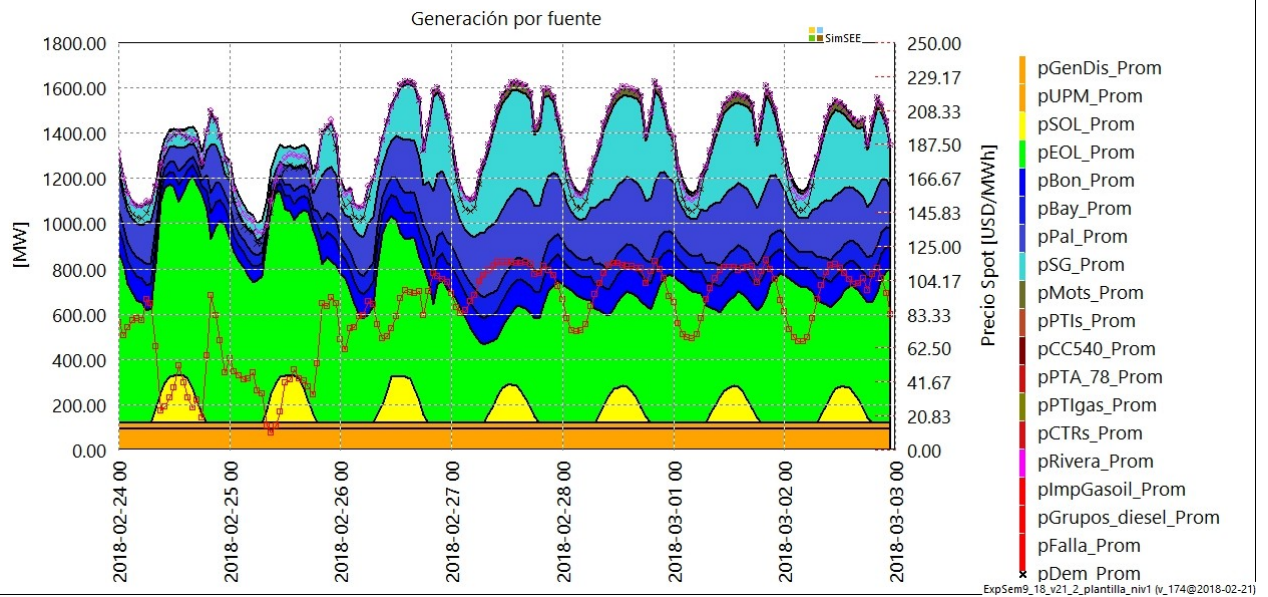


Fig 26: Generación esperada por fuente.

Como una medida de los requerimientos de potencia del sistema, en la Fig. 27 muestra el despacho de CTR.

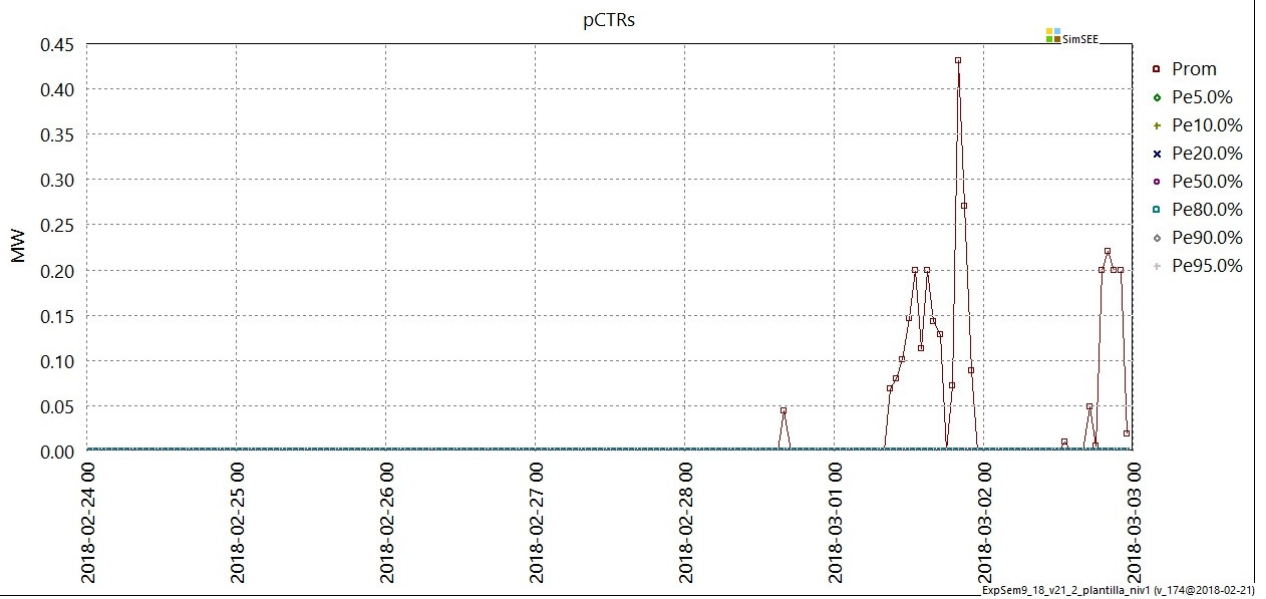


Fig 27: Despacho de CTR.

#### 4.1. Previsión de la operación de las represas.

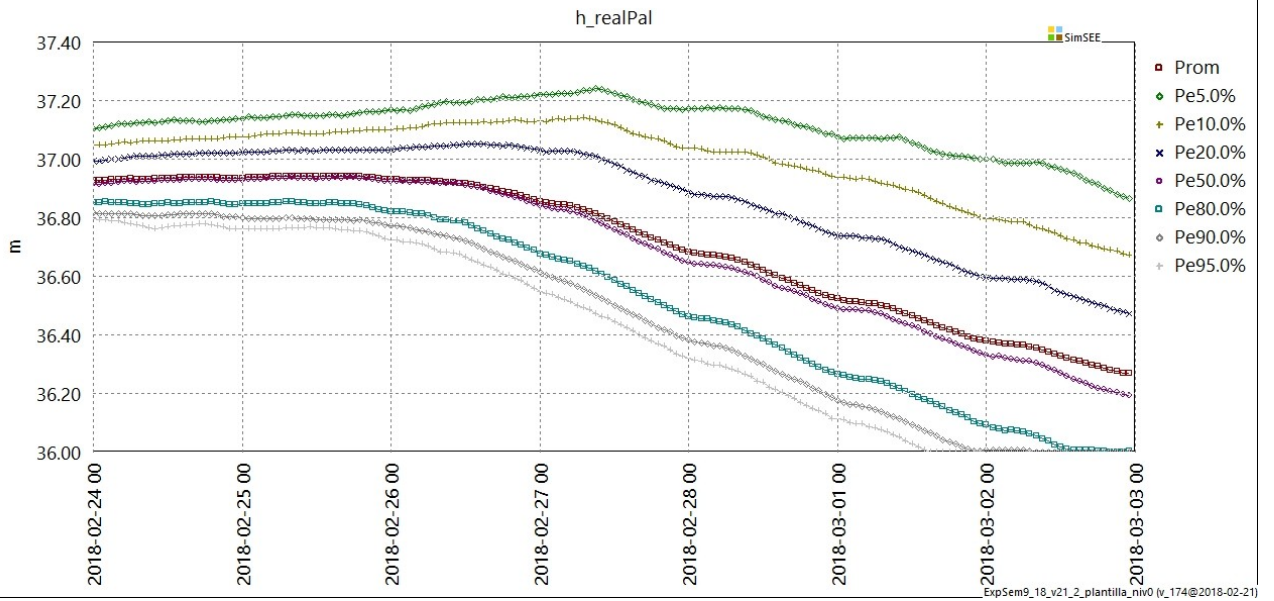


Fig 28: Operación del Palmar.

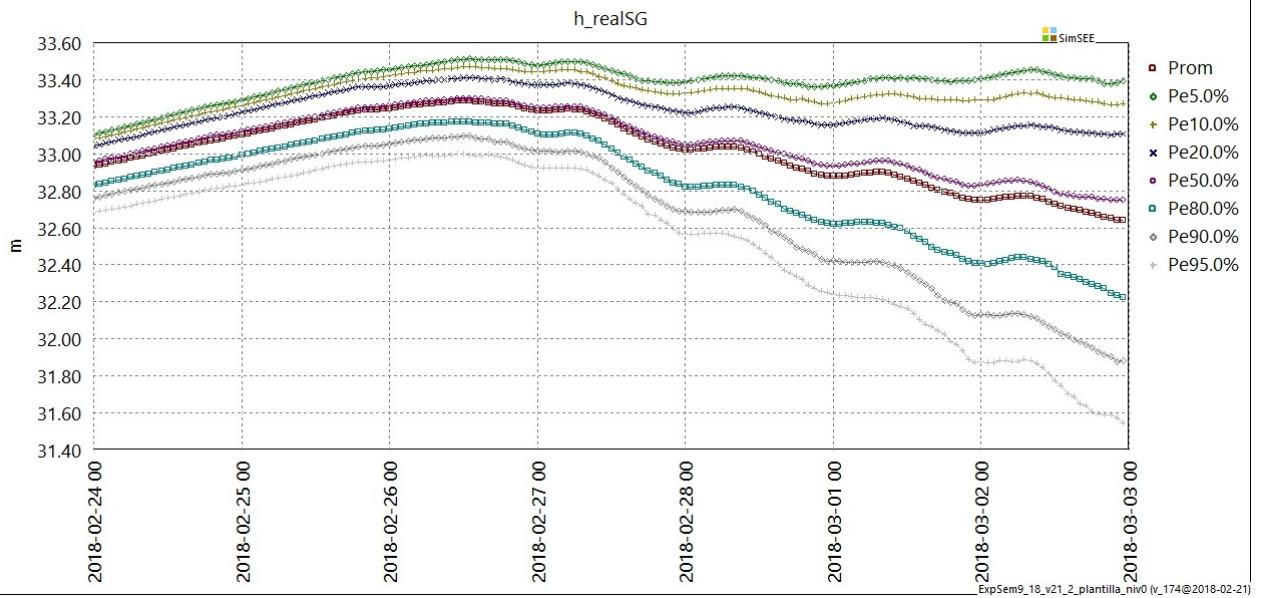


Fig 30: Operación de Salto Grande. (mitad Uruguay).



## 5. Resultados NIVEL 2.

La Fig. 31 muestra la exportación esperada.

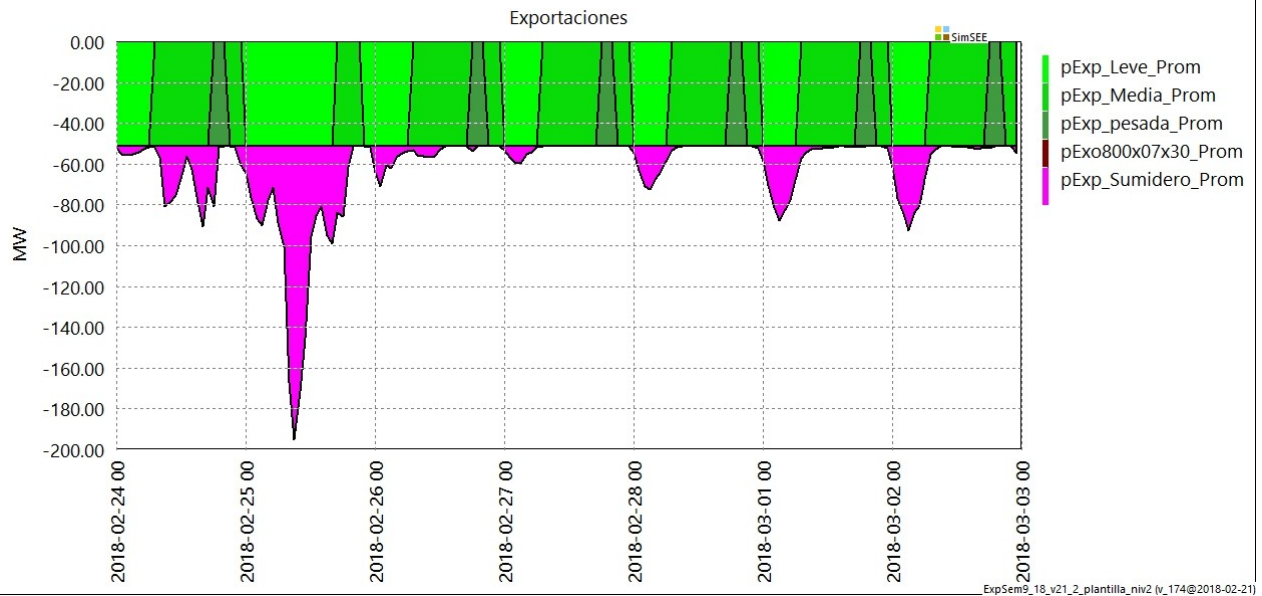


Fig 31: Exportaciones con y sin compromiso.

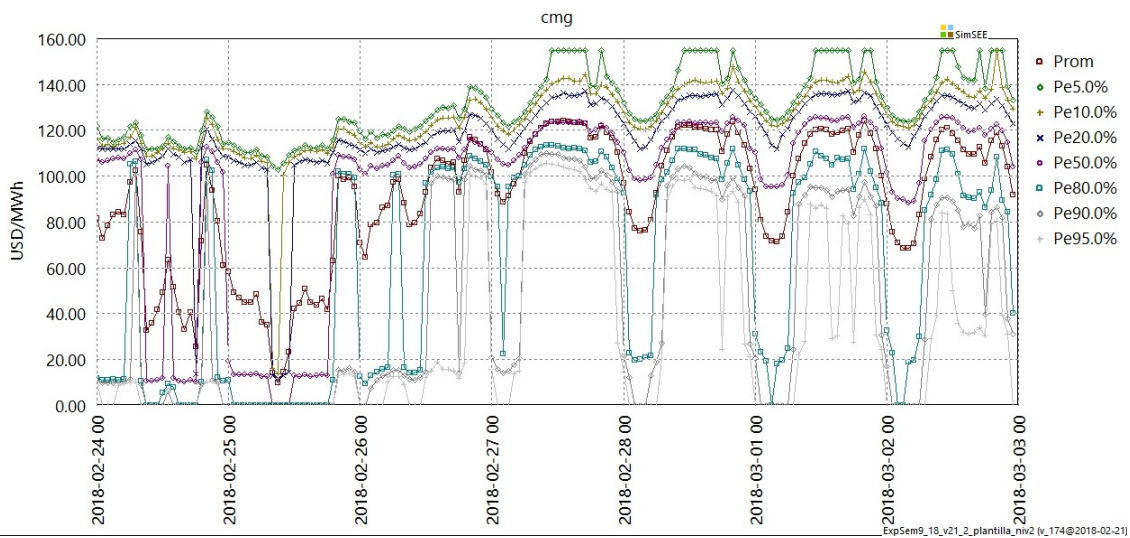


Fig 32: Costo marginal del SIN.

La Fig.32 muestra el costo marginal del SIN resultante en valore esperado (Prom) y para diferentes cortes de probabilidad.

La Fig. 33 muestra el Costo Marginal de Extracción (CME) para los PATAMARES, Leve, Media y Pesada que son excedidos con probabilidad 20% (o lo que es equivalente que no son excedidos con probabilidad 80%) calculados desde el inicio de la semana hasta el fin de la semana sobre cada una de las 1000 crónicas simuladas.

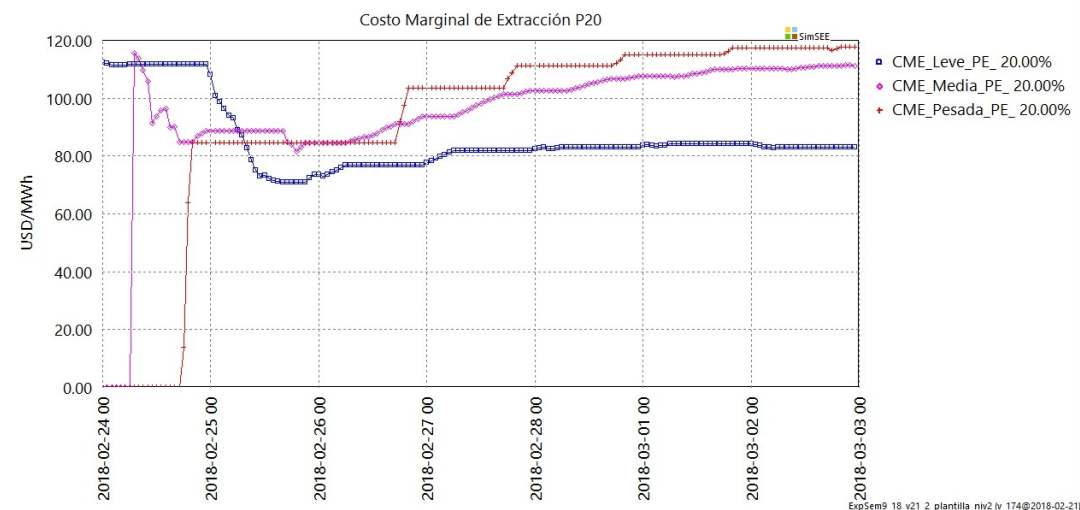


Fig 33: Costo marginal de extracción P20.

La Fig.34 muestra la energía acumulada desde el inicio de la semana de la suma de excedentes de vertimiento (hidráulico+eólico+solar+biomasa no gestionable) para diferentes cortes de probabilidad y en valor esperado. Esta energía puede ser ofrecida sin compromiso de entrega siendo el CME en este caso nulo dado que corresponden a vertimientos turbinables.

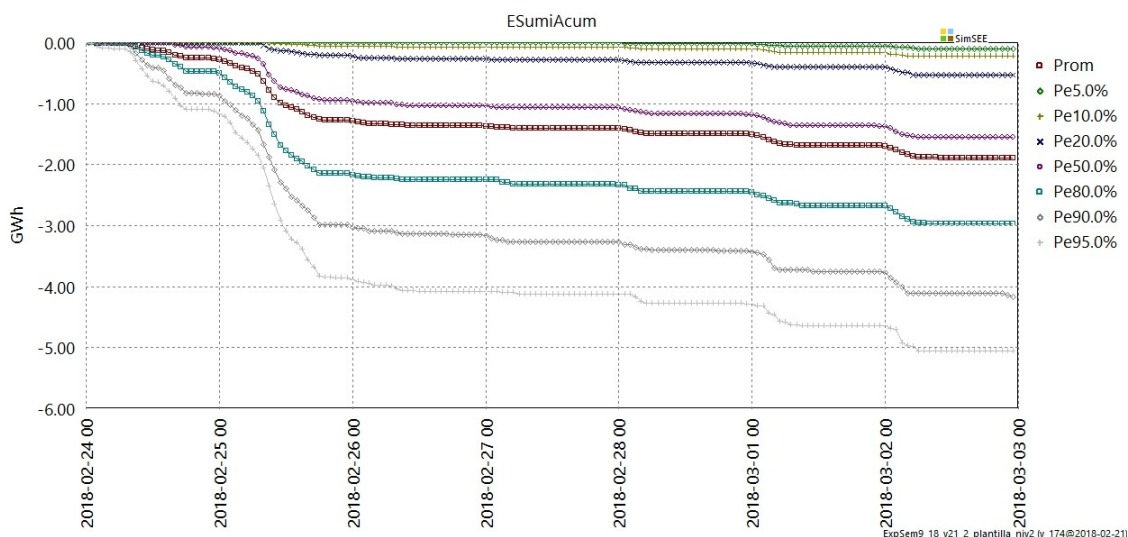


Fig 34: Bloque SUMIDERO. Exportable con interrumpibilidad.

La Fig. 35 muestra el abastecimiento esperado por fuente de generación. La curva roja corresponde al valor esperado del Precio Spot a sancionar en Uruguay calculado como el costo marginal antes de intercambios y se debe leer con la escala del eje derecho del gráfico.

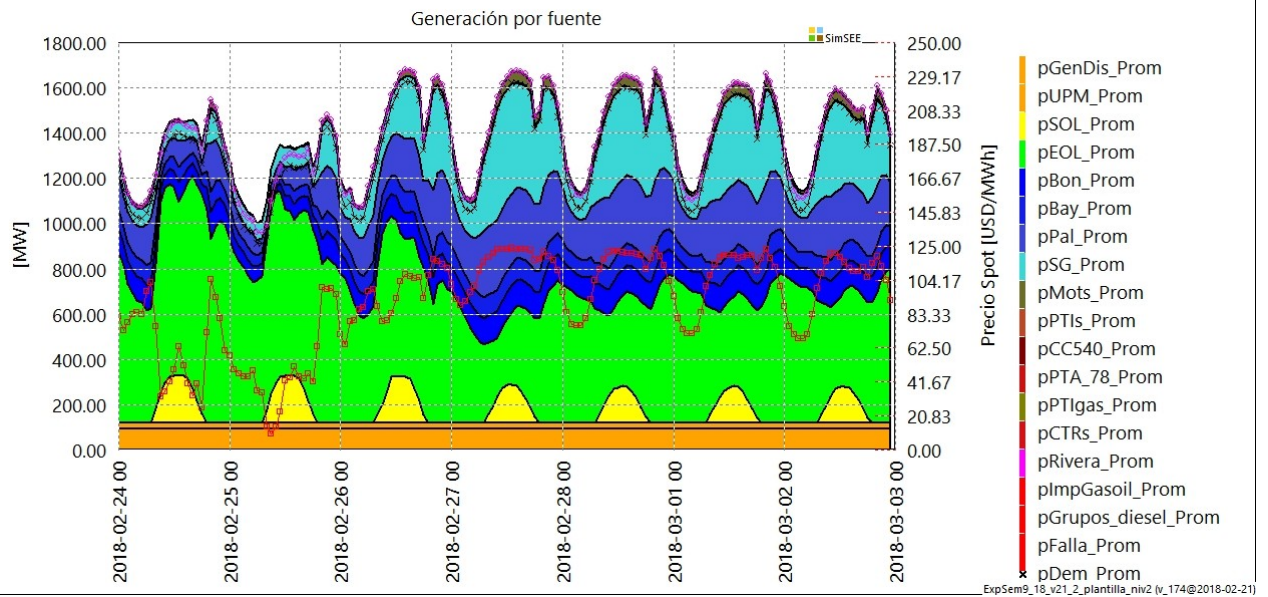


Fig 35: Generación esperada por fuente.

Como una medida de los requerimientos de potencia del sistema, en la Fig. 36 muestra el despacho de CTR.

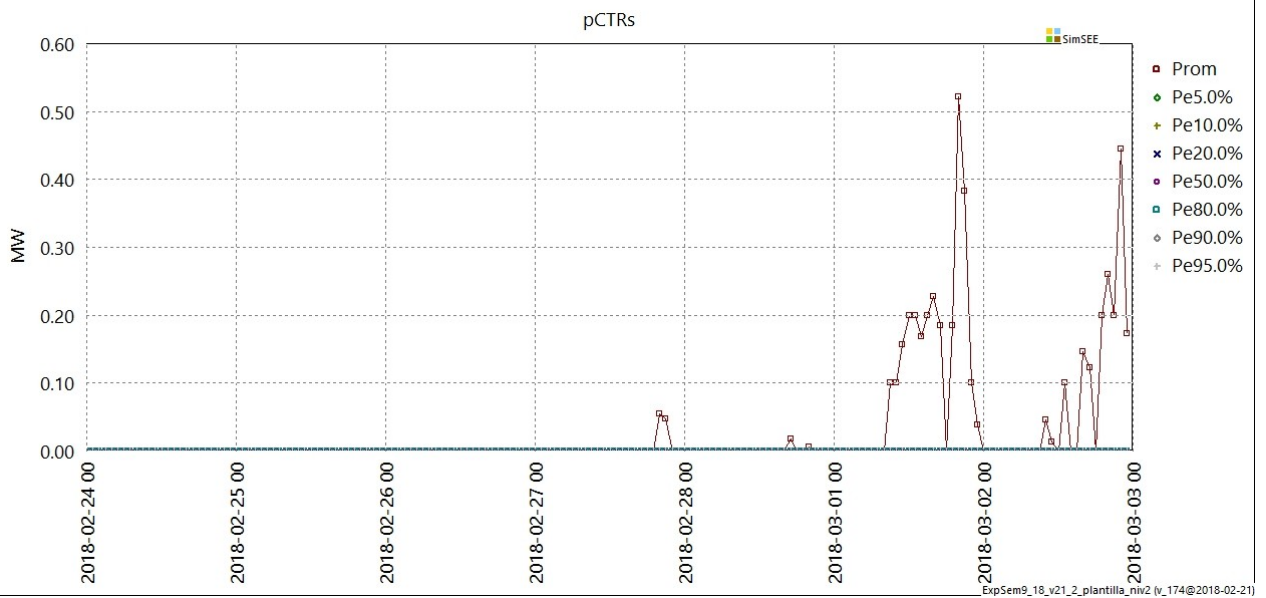


Fig 36: Despacho de CTR.

## 5.1. Previsión de la operación de las represas.

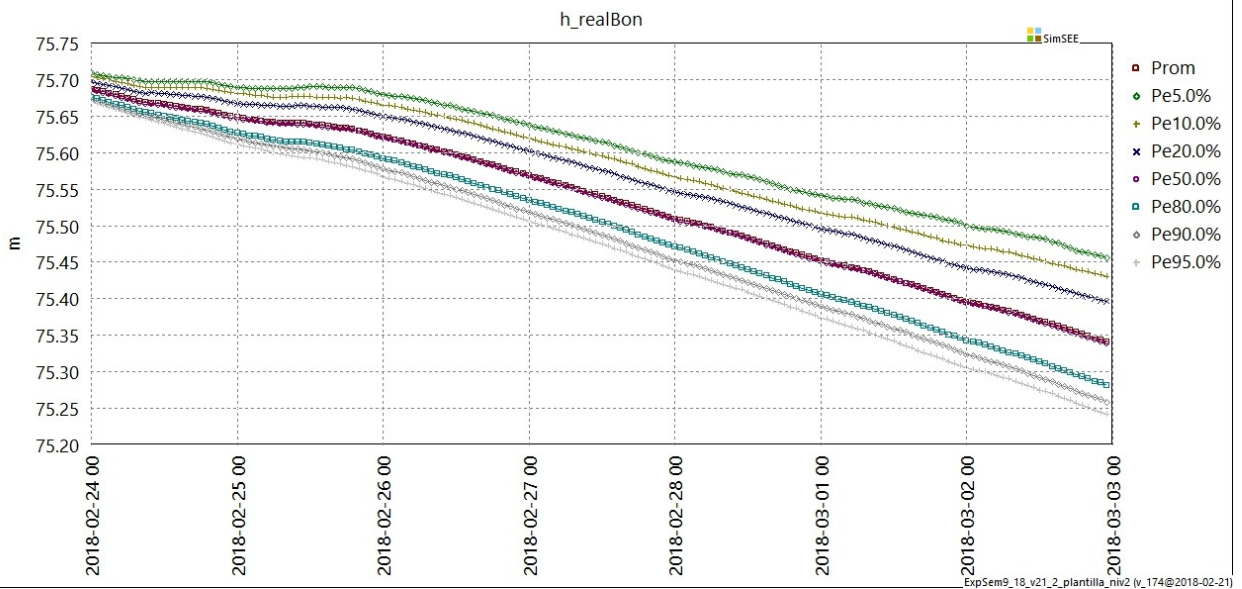


Fig 37: Operación de Bonete

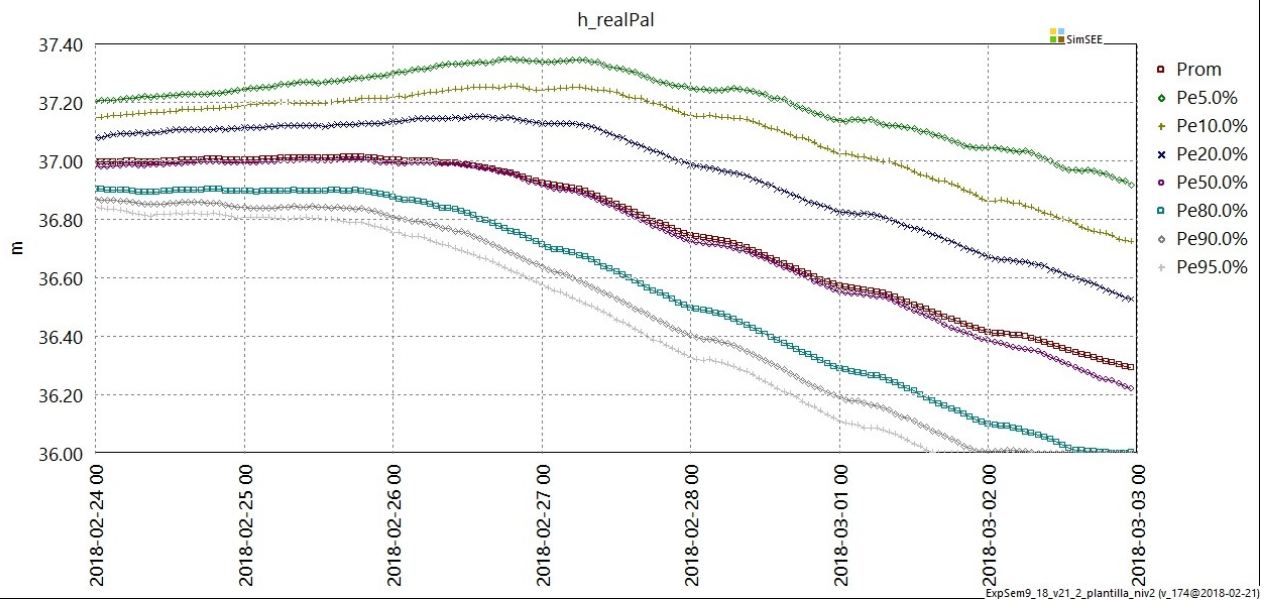


Fig 38: Operación del Palmar.



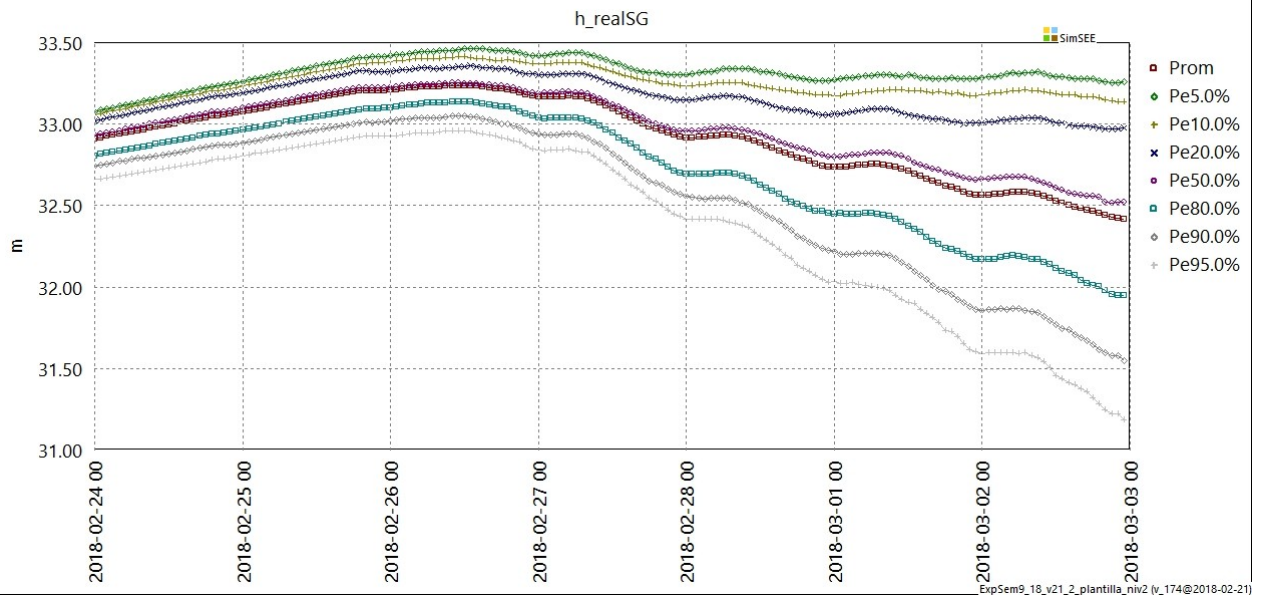


Fig 39: Operación de Salto Grande. (mitad Uruguay).