

Determinación de Bloques de Energía Exportable para la semana energética 50/2017 del sábado 9/12 al viernes 15/12 de 2017

6/12/2017
Montevideo - Uruguay

Participan de la elaboración de hipótesis
Por UTE: Marcos Ribeiro y Omar Guisolfo.
Por ADME: Lorena Dichiara, María Cristina
Versión de SimSEE: 171
Responsable: Ruben Chaer.

1. Resumen ejecutivo.

Los bloques de energía exportable para la semana energética 50 de 2017 (que comienza el sábado 9/12 a la hora cero y finaliza a la hora 23 del día viernes 15/12) 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 90% de no ser excedidos y los correspondientes Precios Mínimos a Recibir (PMR) según sea la exportación por Rivera, por Melo o por Salto. La Tabla 1 muestra los valores de exportación de forma que el valor esperado del CME no supere los 30 U\$/MWh.

Tabla 1: Bloques Exportables CON COMPROMISO de entrega (P90).

Bloques Con Compromiso

NIVEL1

Horario	MW-medios	CME USD/MWh	Salto	Rivera	Melo
			PMR USD/MWh	PMR USD/MWh	PMR USD/MWh
LEVE	50	19.9	25.2	52.7	66.9
MEDIA	50	27.8	33.7	61.3	75.4
PESADA	0	32.7	39.0	66.6	80.7

NIVEL2

Horario	MW-medios	CME USD/MWh	Salto	Rivera	Melo
			PMR USD/MWh	PMR USD/MWh	PMR USD/MWh
LEVE	300	29.6	35.6	63.1	77.3
MEDIA	120	33.5	39.9	67.5	81.6
PESADA	0	38.7	45.5	73.0	87.2

Los CME del Nivel 2 corresponden al incremento de exportación entre el Nivel 1 y el Nivel 2.

La tabla 2 muestra los Bloques de Energía Exportable Sin Compromiso de entrega.

Tabla 2: Bloques Exportable Sin Compromiso (Valor Esperado)

NIVEL1

		Salto	
		CME	PMR
	GWh	USD/MWh	USD/MWh
Sin Cpromsio	2.0	0.0	3.6

NIVEL2

		Salto	
		CME	PMR
	GWh	USD/MWh	USD/MWh
Sin Cpromsio	0.5	0.0	3.6

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.

1.1. 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, 22 y 4 para Salto (50% de Uruguay), Bonete, Palmar y Baygorria respectivamente.

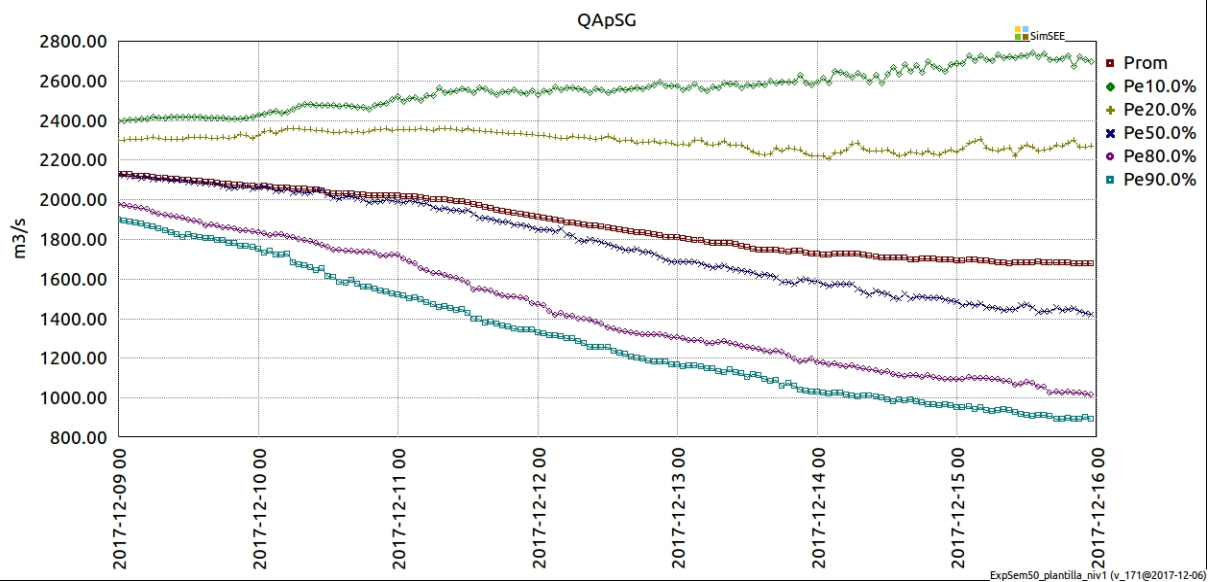


Fig 1: Aportes Salto Grande (50% Uruguay)

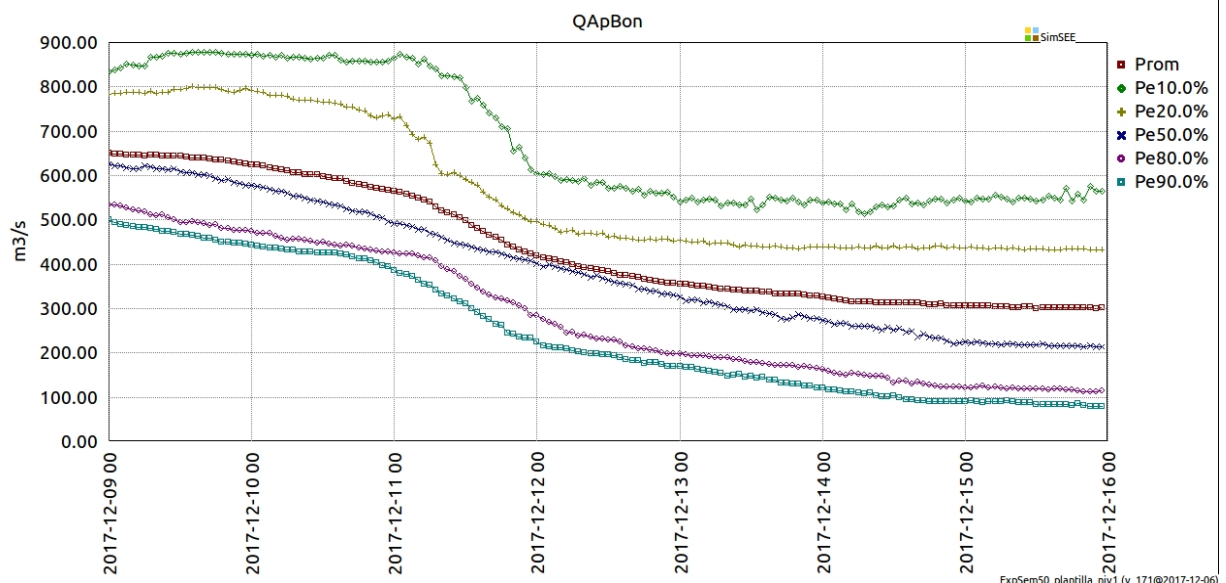


Fig 2: Aportes Bonete

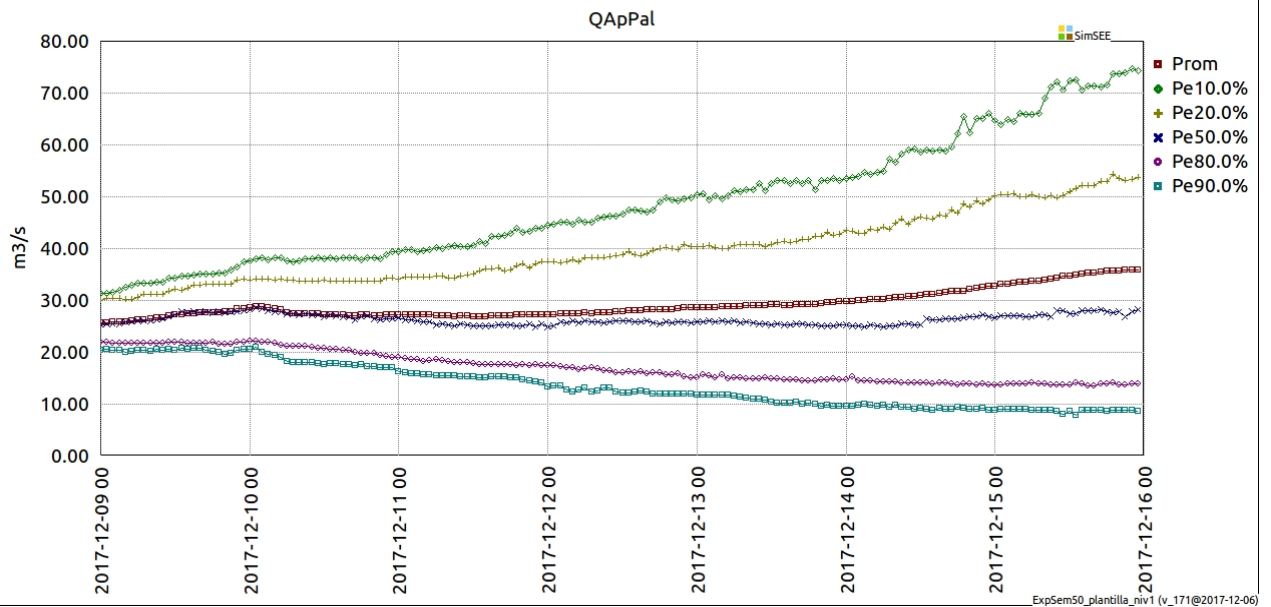


Fig 3: Aportes a Palmar

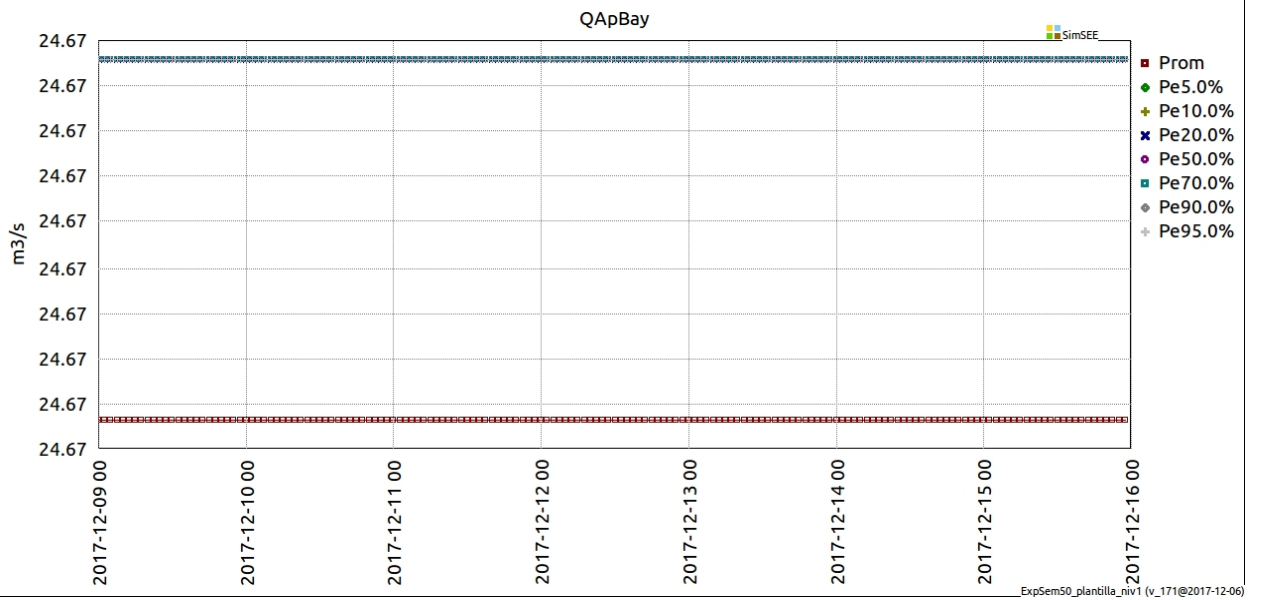


Fig 4: Aportes a Baygorria. (determinístico).

1.2. 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.

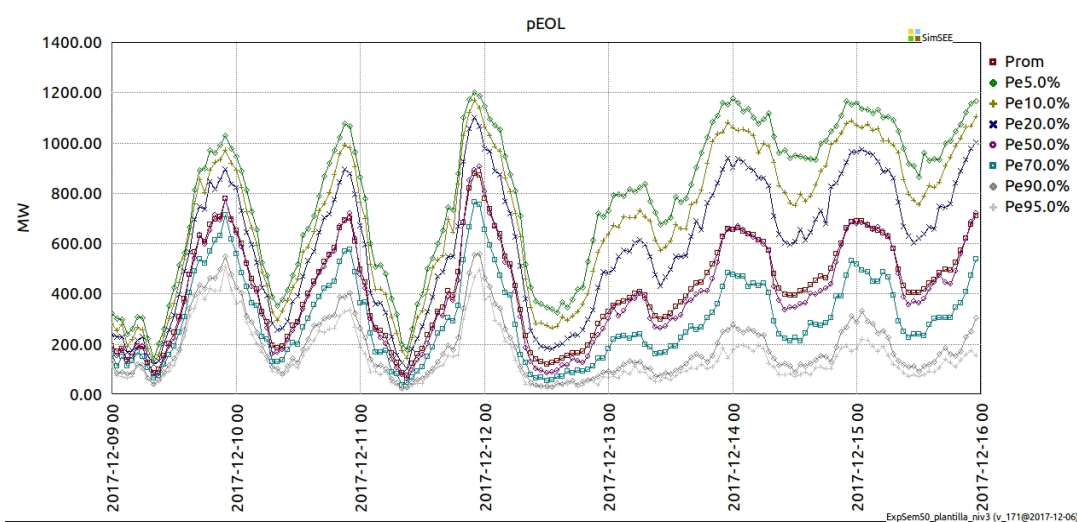


Fig 5: Generación eólica cortes de probabilidad en horas Excluyendo VECODESA.

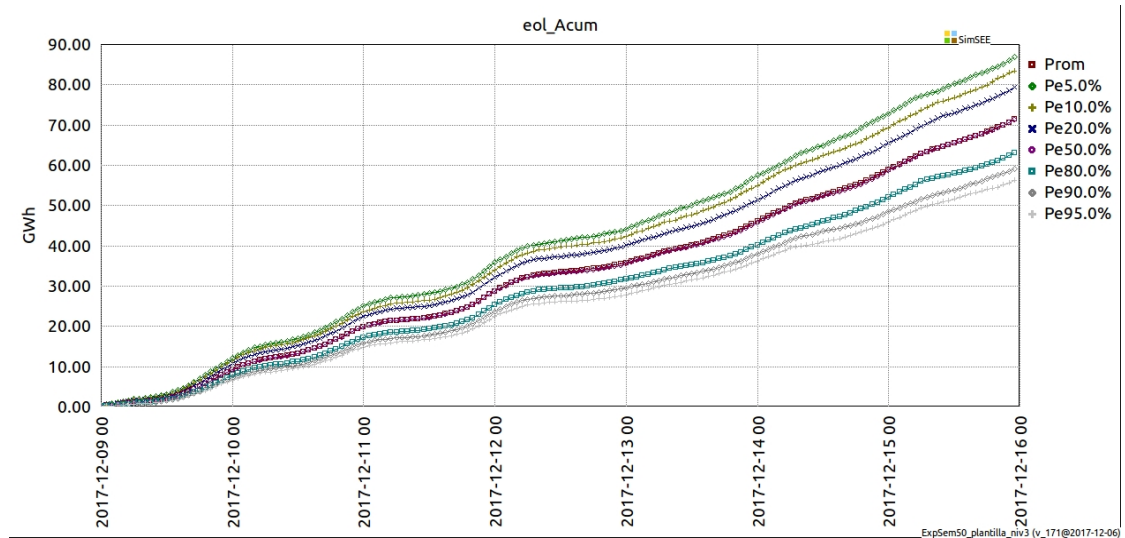


Fig 6: Producción eólica. GWh acumulados desde el inicio de la semana. Excluyendo VECODESA

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

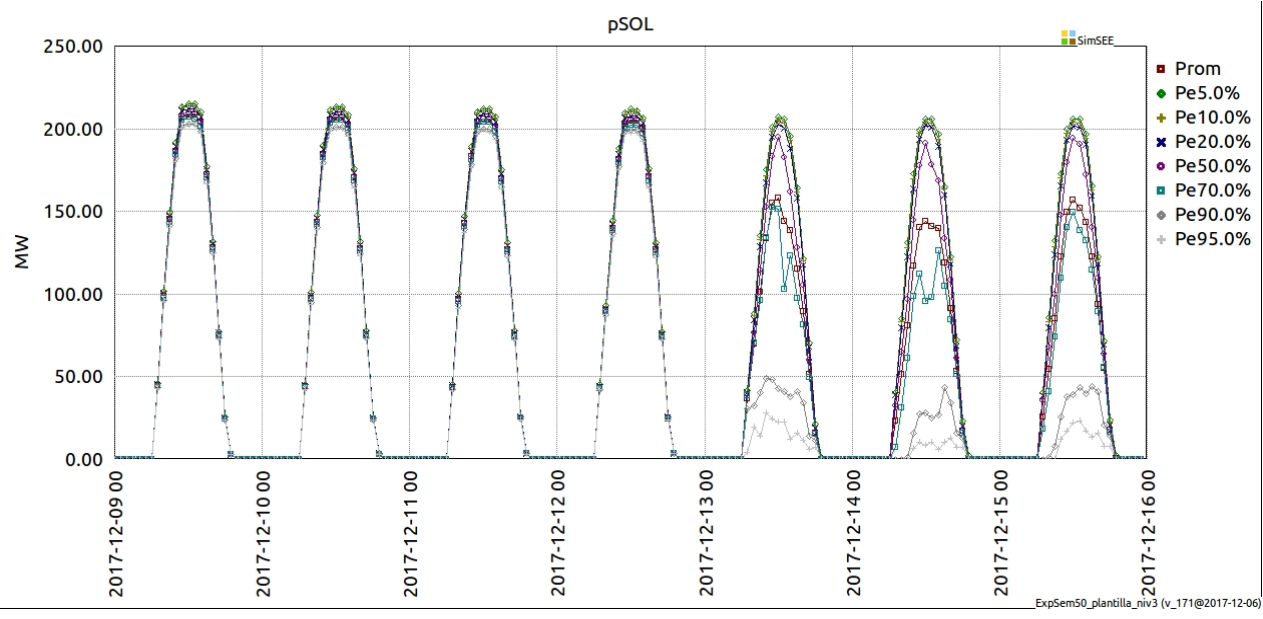


Fig 7: Generación solar.

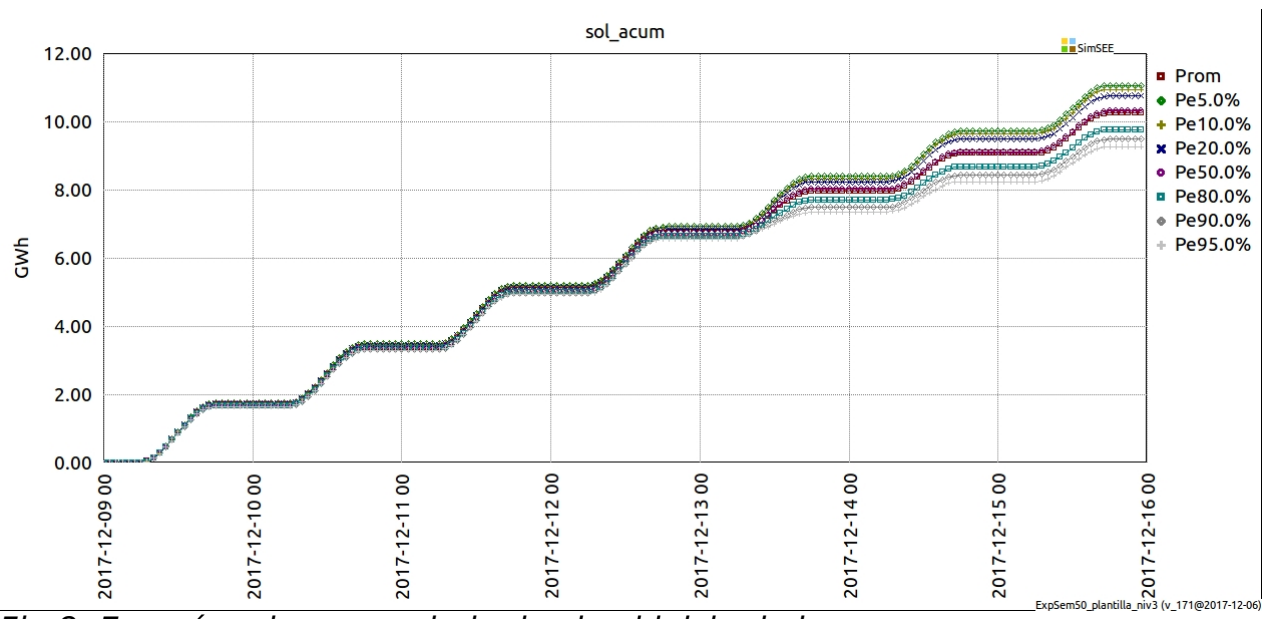


Fig 8: Energía solar acumulada desde el inicio de la semana.

1.3. Previsión de demanda eléctrica

La Fig. 9 muestra la variabilidad que se puede esperar de la temperatura en Montevideo. Los valores corresponden a la previsión para el día siguiente de la fecha indicada en el gráfico.

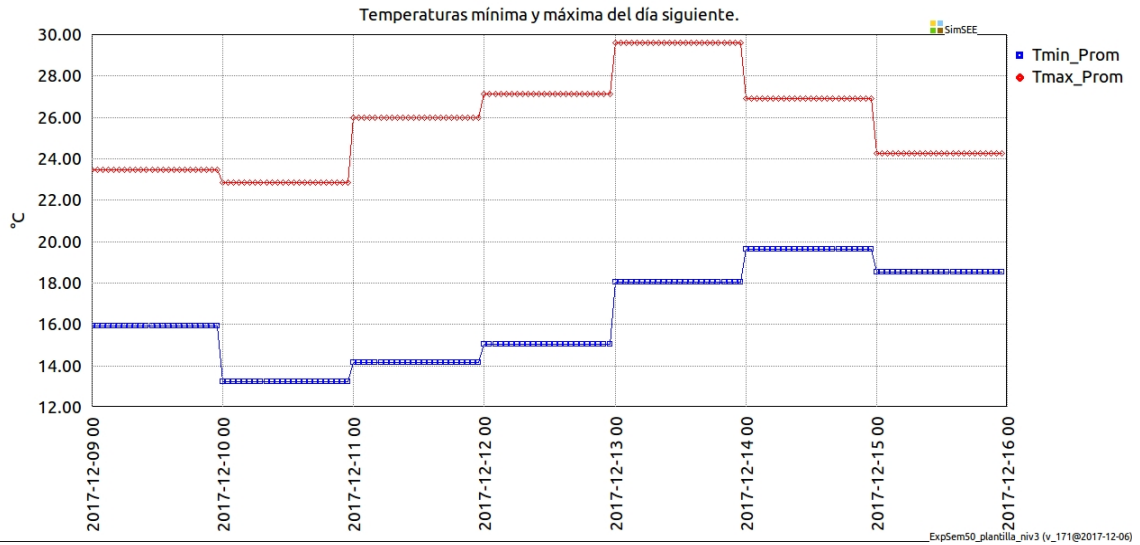


Fig 9: Previsión de las temperaturas mínima y máxima del día siguiente a la fecha indicada para Montevideo.

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

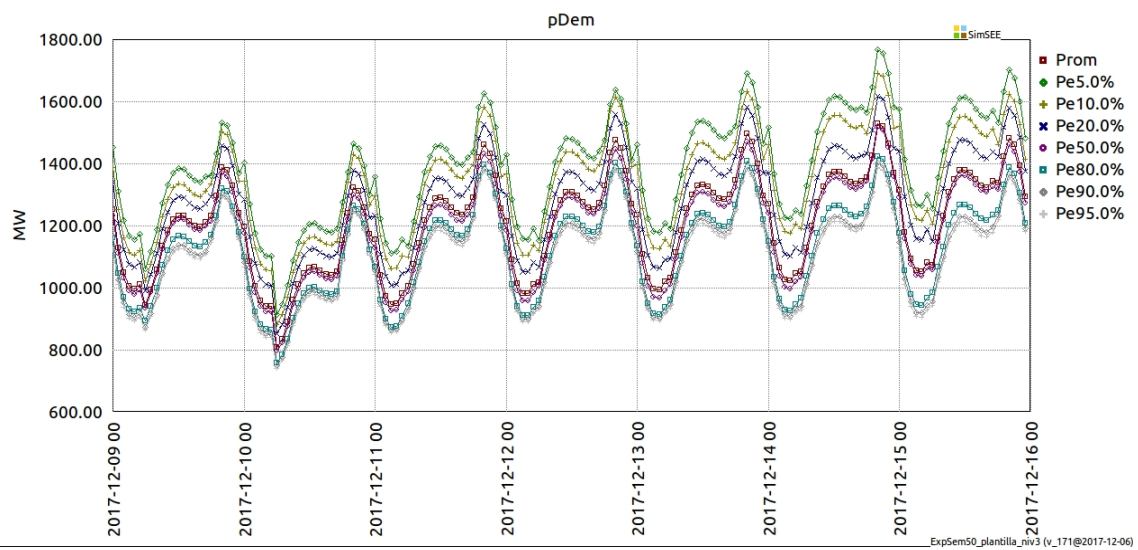


Fig 10: Demanda modelada con incertidumbre por temperatura.

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

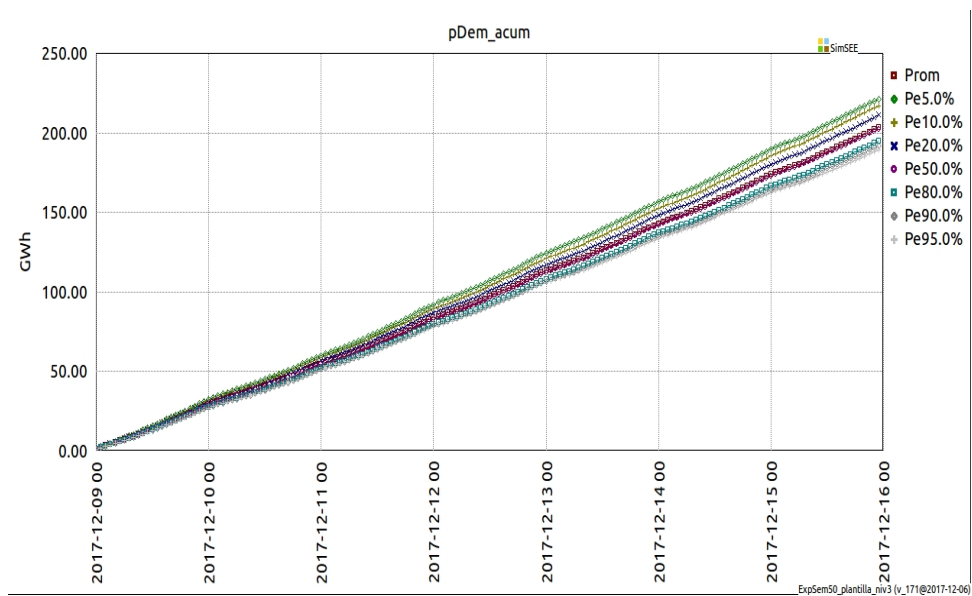


Fig 11: Demanda semanal prevista acumulada desde el inicio de la semana.

1.4. Indisponibilidades.

Existen mantenimiento previsto que condiciona la exportación, los mismos son:
2 unidades de SG a partir del 06/11/2017 volviendo una de ellas el 6/12/2017 y la otra en Marzo 2018.

Conversora de Melo fuera de servicio a partir del día 02/12/2017 y se prevé que esté operativa a partir del día 9/12/2017 por lo que en principio no condiciona la exportación.

1.5. Disponibilidad de la exportación por Melo.

En la operación de la interconexión se ha verificado que ante la presencia de grandes niveles de generación en la eólica instalada en la región sur de Brasil (Santa Victoria do Palmar) por razones de seguridad de la red se ve reducida por parte de ONS la potencia admisible por Melo. Esta condición se ha mejorada con ajustes del lado del ONS pero igualmente se incluyó en el modelado una fuente CEGH a la que se le carga el pronóstico de generación en la región sur y se fija un umbral a partir del cual se indispone la interconexión por Melo. La Fig. 12 muestra la disponibilidad resultante de la simulación.

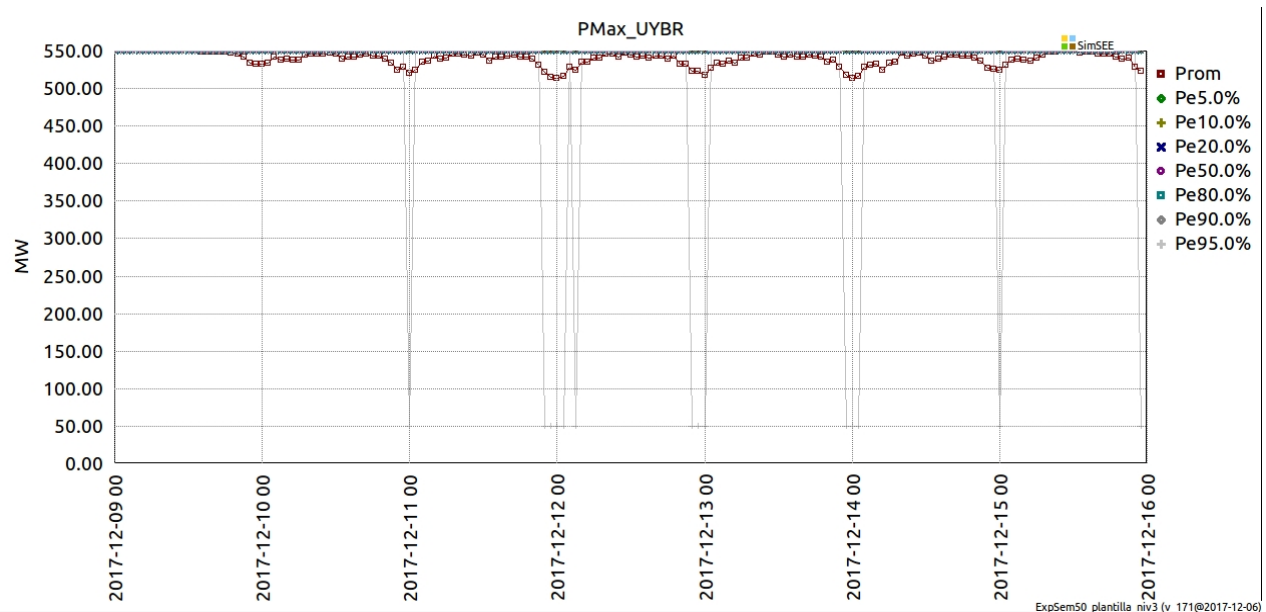


Fig 12: Disponibilidad del intercambio hacia Brasil.

1.6. Feriados de Brasil y PATAMARES DE CARGA.

Tabla 3: Feriados en Brasil. (<http://www.webcid.com.br/calendario/2017>)



Tabla 4: Clasificación de las horas en PATAMARES de Carga Leve, Media y Pesada para días típicos. Los Feriados son como domingo.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
sábado	L	L	L	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	P	P	P	M	M
domingo	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	L
lunes	L	L	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	P	P	P	M	M
martes	L	L	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	P	P	P	M	M
miércoles	L	L	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	P	P	P	M	M
jueves	L	L	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	P	P	P	M	M
viernes	L	L	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	P	P	P	M	M

1.7. Metodología

Las simulaciones se realizaron con sala de paso horario, con representación estocástica de la Demanda, la temperatura, los aportes hidráulicos, Eólica y Solar. También se representó en forma aleatoria la disponibilidad del parque generador.

En esta semana se consideró aleatoriedad en la Demanda de Uruguay mediante CEGH que correlaciona las demandas de Pico, Resto y Valle con los mismos valores del día anterior y con las temperaturas máxima y mínimas pronosticadas para el mismo día.

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 a Brasil M30D30 y corresponden a 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.

2. Resultados NIVEL 1.

La Fig. 13 muestra la exportación esperada.

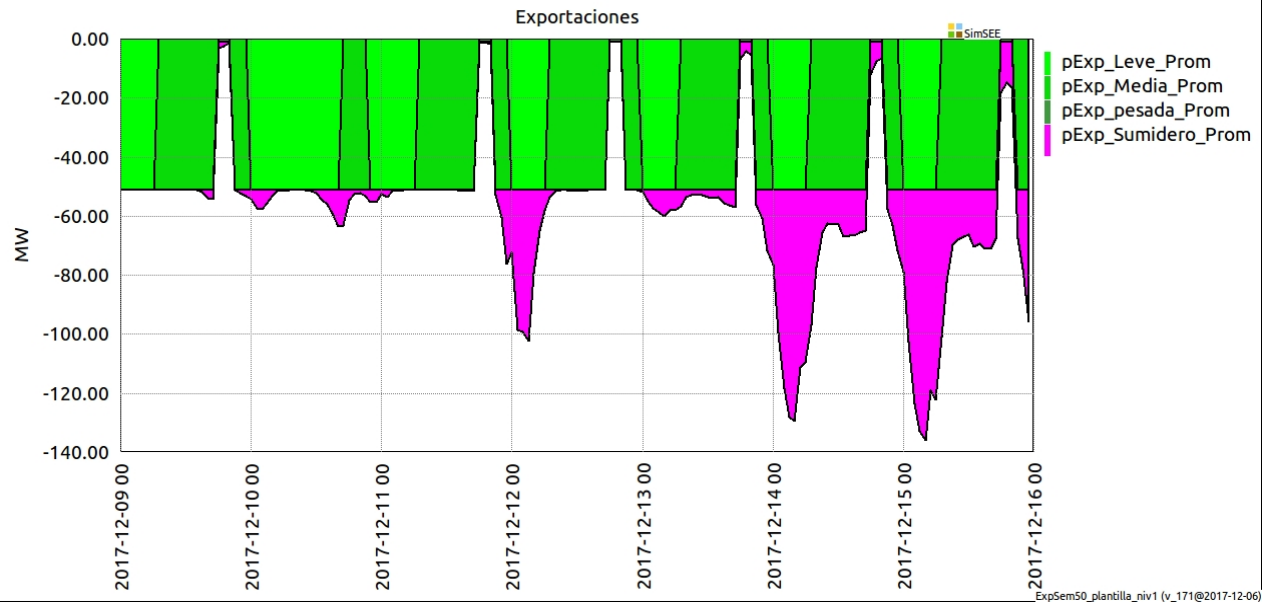


Fig 13: Exportaciones con y sin compromiso.

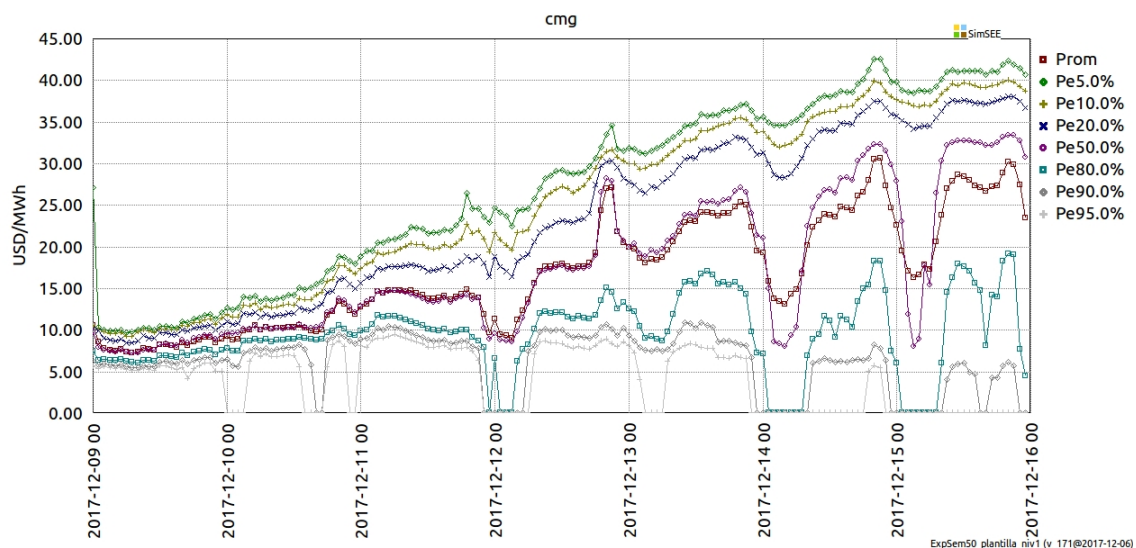


Fig 14: Costo marginal del SIN.

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 10% (o lo que es equivalente que no son excedidos con probabilidad 90%) calculados desde el inicio de la semana hasta el fin de la semana sobre cada una de las 1000 crónicas simuladas.

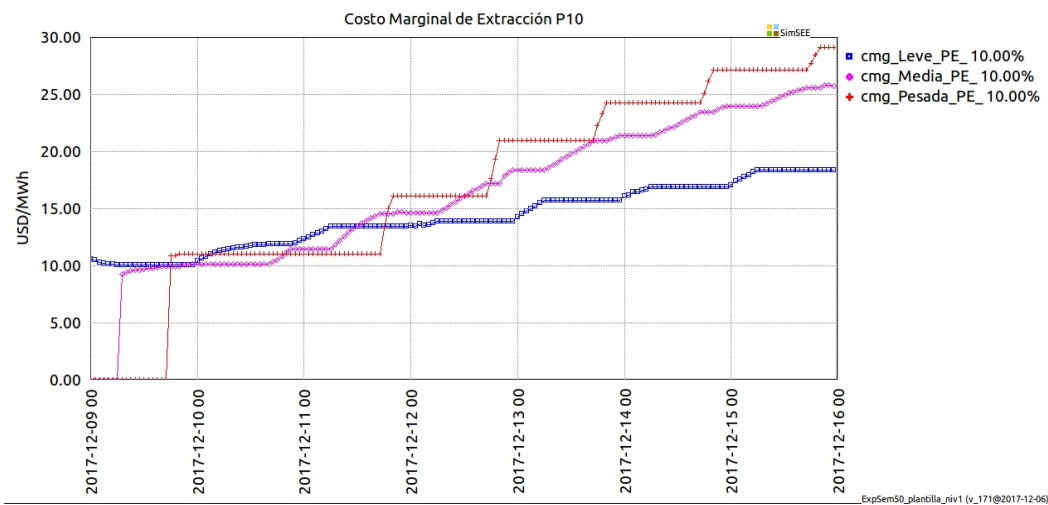


Fig 15: Costo marginal de extracción P10.

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.

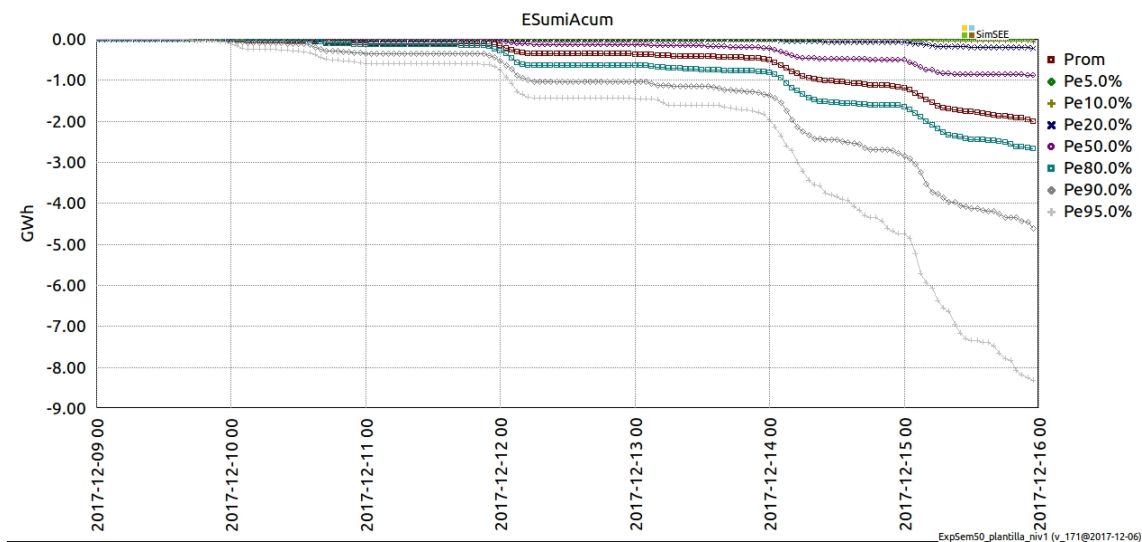


Fig 16: Bloque SUMIDERO. Exportable con interrumpibilidad.

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.

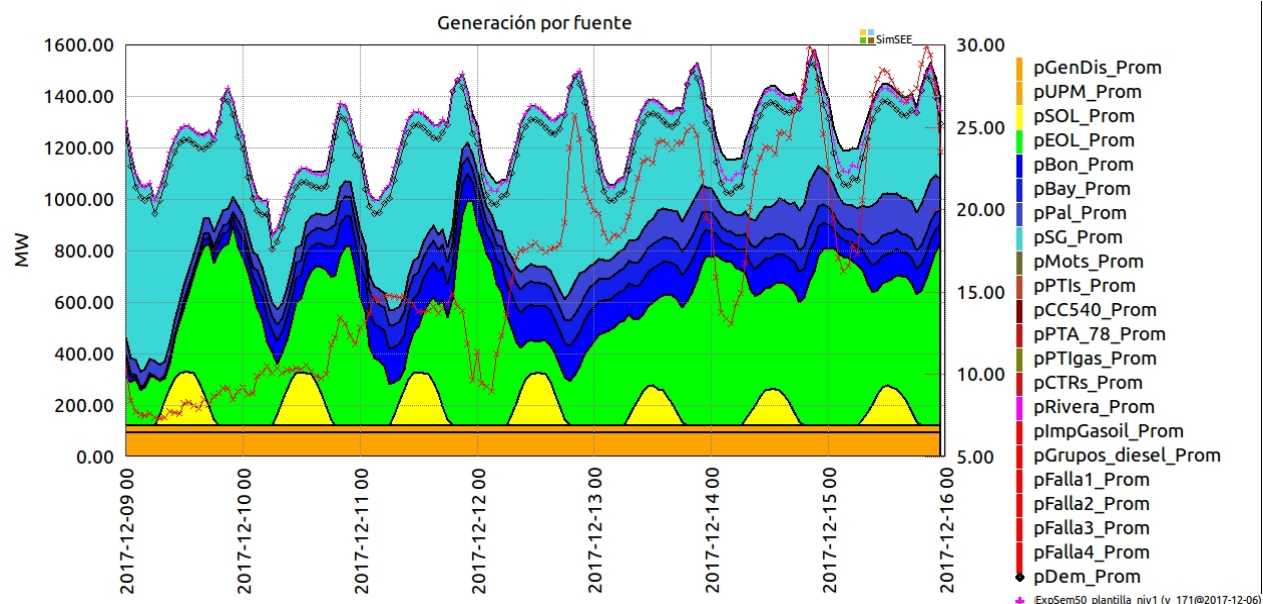


Fig 17: Generación esperada por fuente.

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

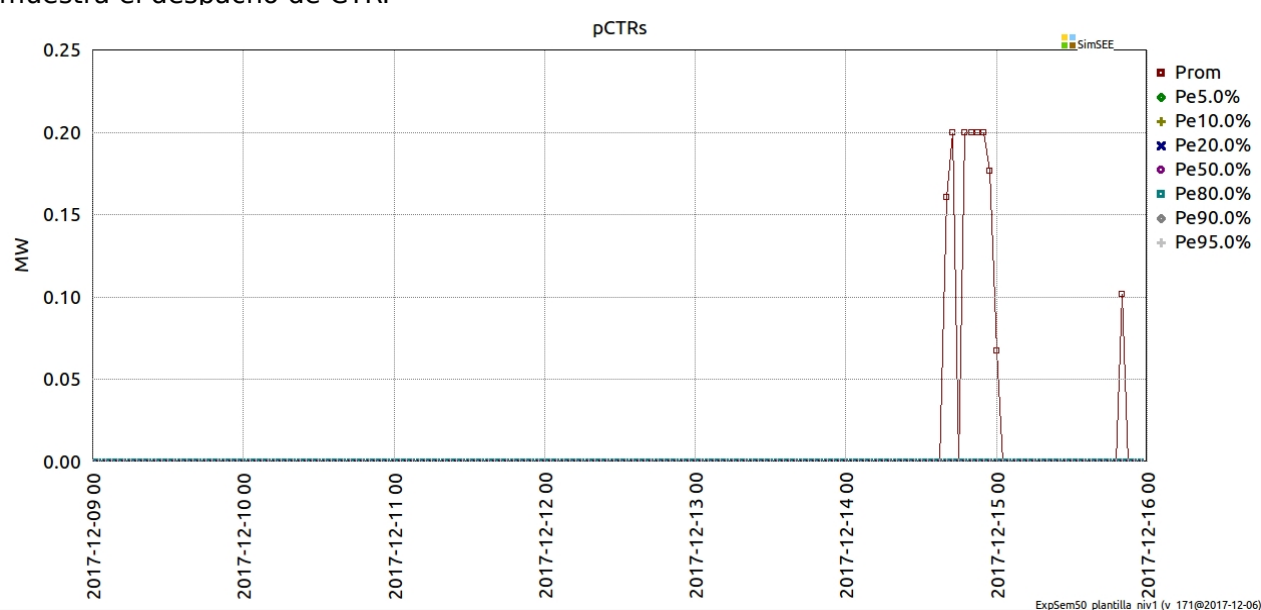


Fig 18: Despacho de CTR.

2.1. Previsión de la operación de las represas.

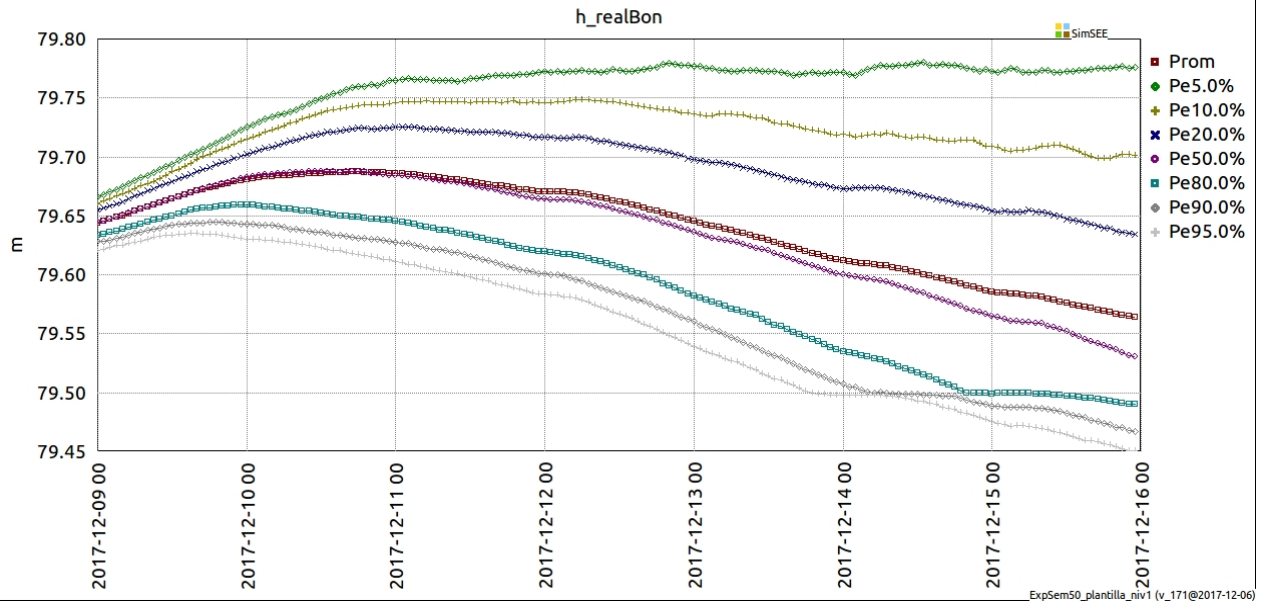


Fig 19: Operación de Bonete

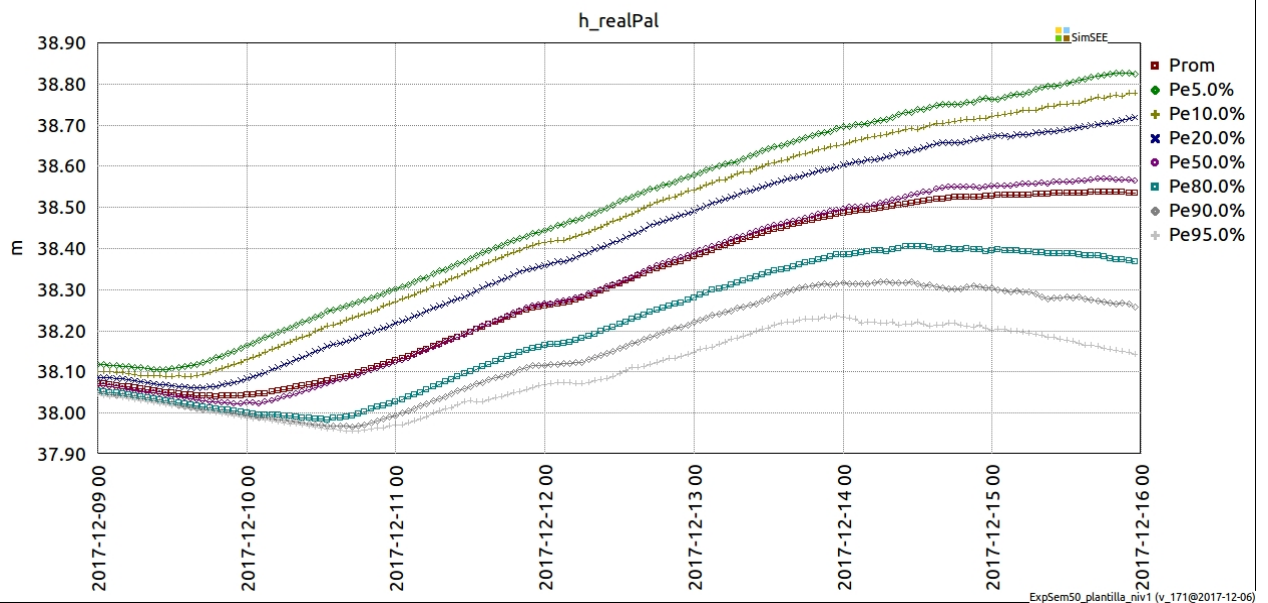


Fig 20: Operación del Palmar.

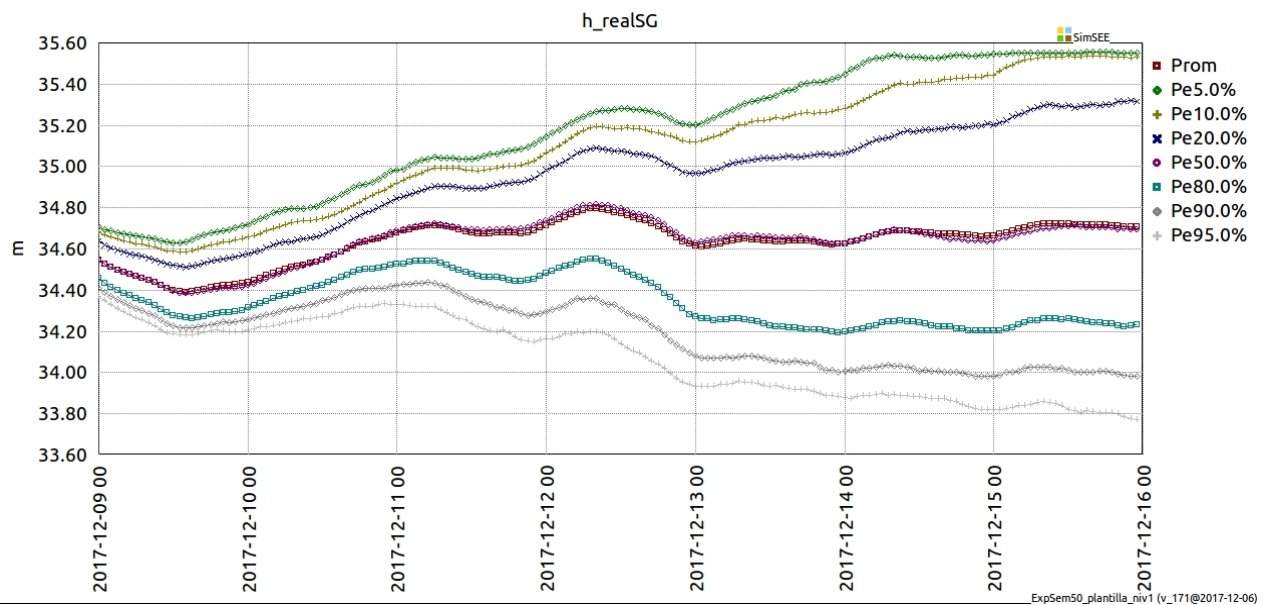


Fig 21: Operación de Salto Grande. (mitad Uruguay).

3. Resultados NIVEL 2.

La Fig. 22 muestra la exportación esperada.

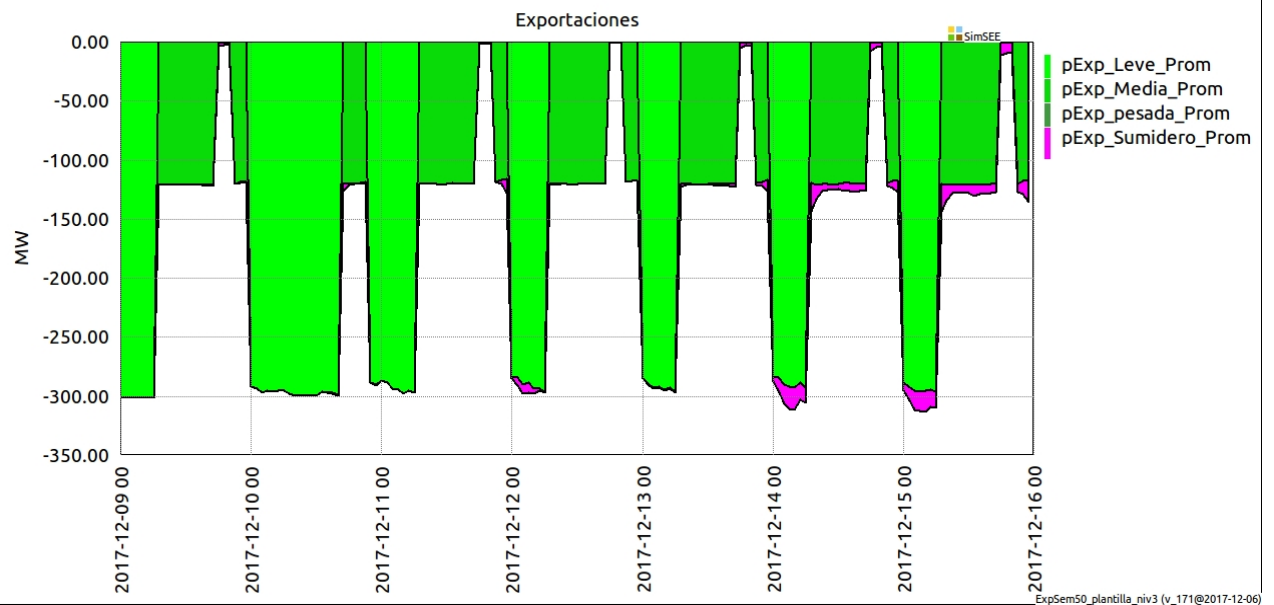


Fig 22: Exportaciones con y sin compromiso.

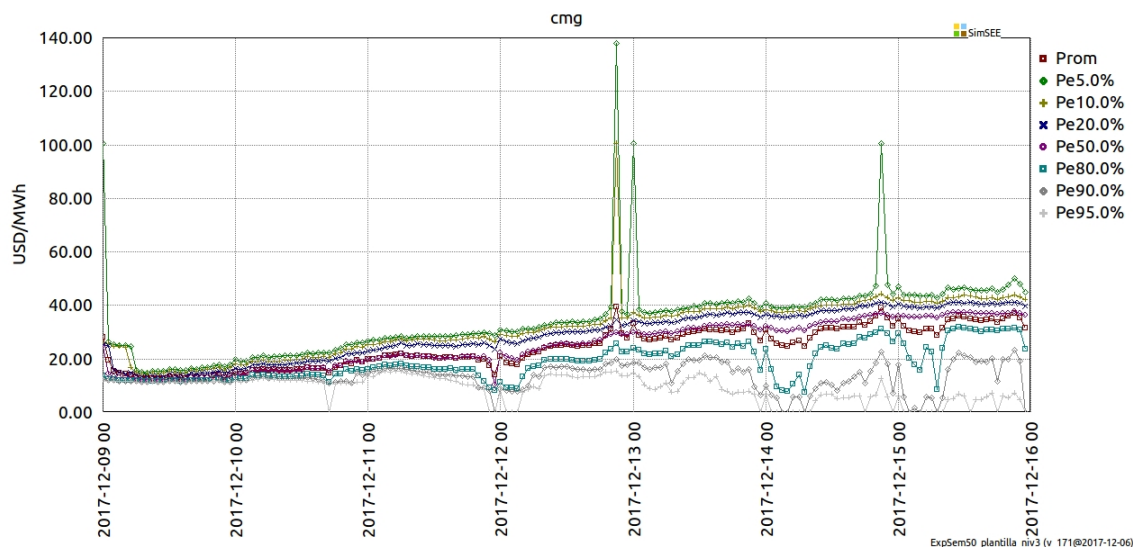


Fig 23: Costo marginal del SIN.

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 10% (o lo que es equivalente que no son

excedidos con probabilidad 90%) calculados desde el inicio de la semana hasta el fin de la semana sobre cada una de las 1000 crónicas simuladas.

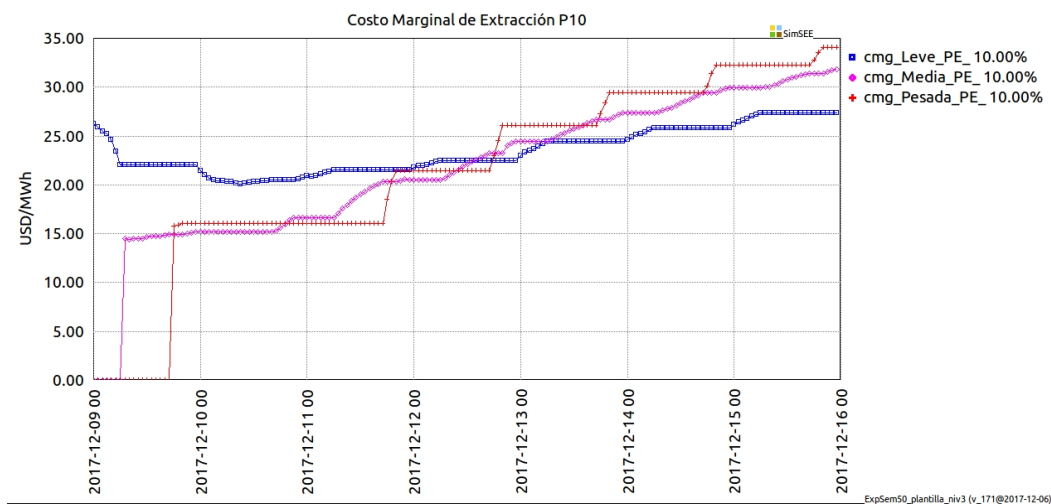


Fig 24: Costo marginal de extracción P10.

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.

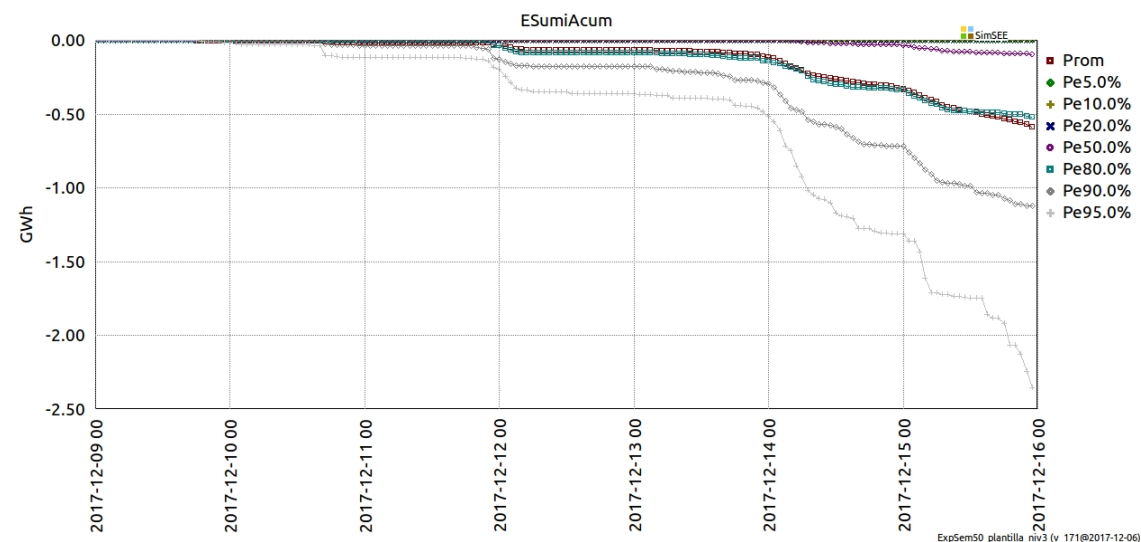


Fig 25: Bloque SUMIDERO. Exportable con interrumpibilidad.

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.

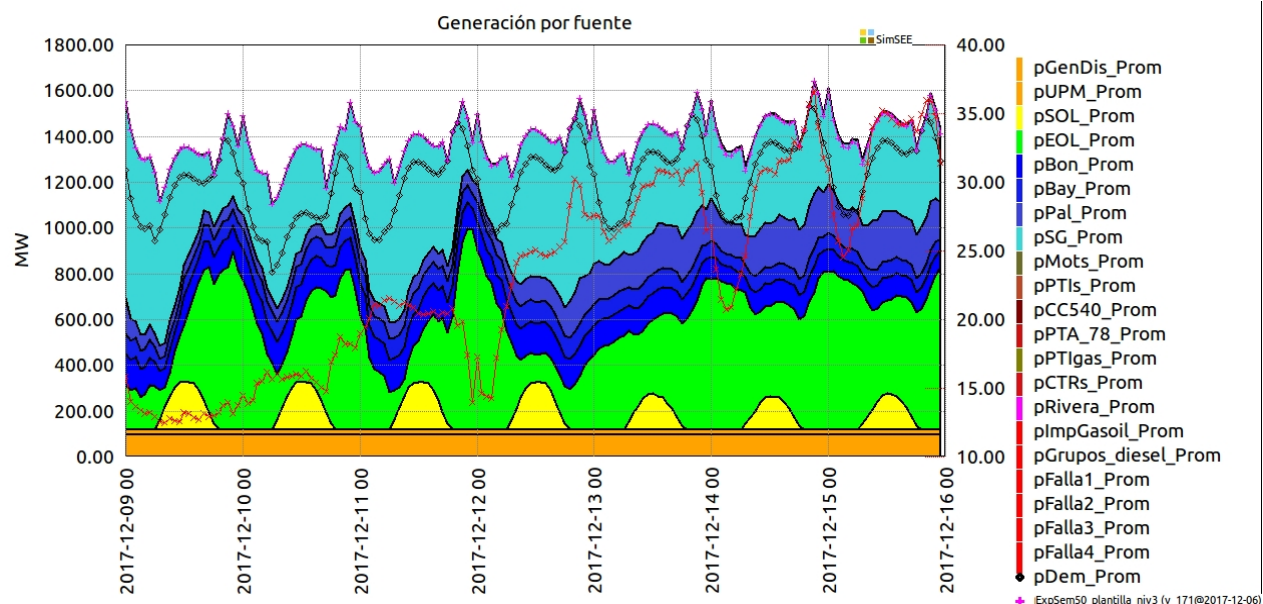


Fig 26: Generación esperada por fuente.

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

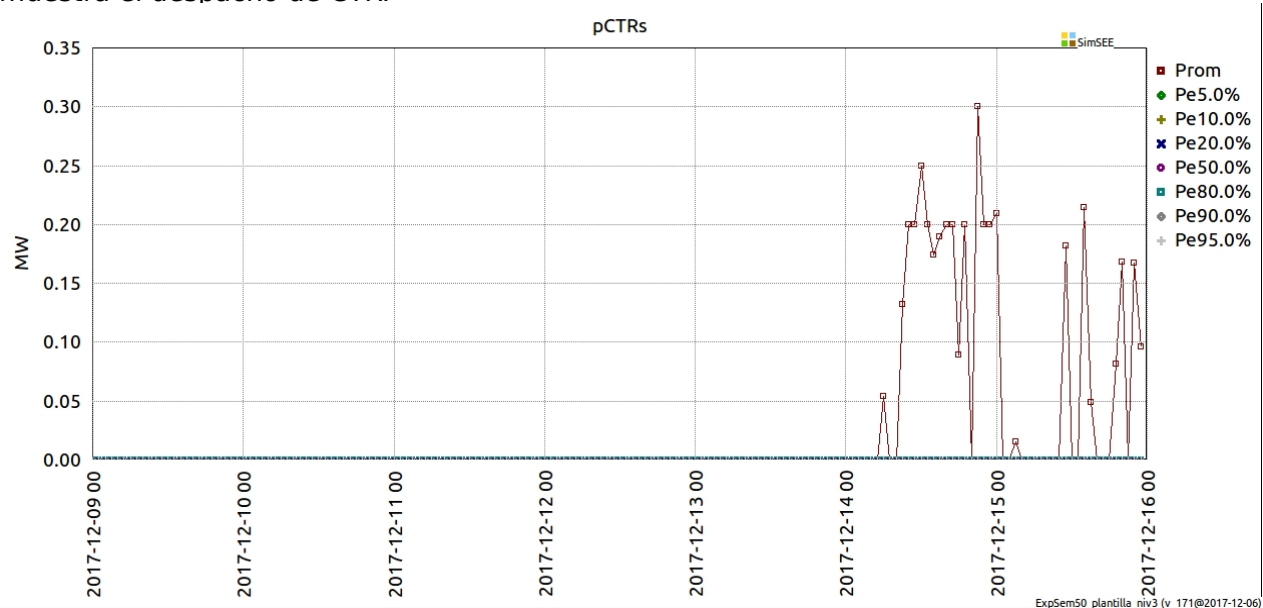


Fig 27: Despacho de CTR.

3.1. Previsión de la operación de las represas.

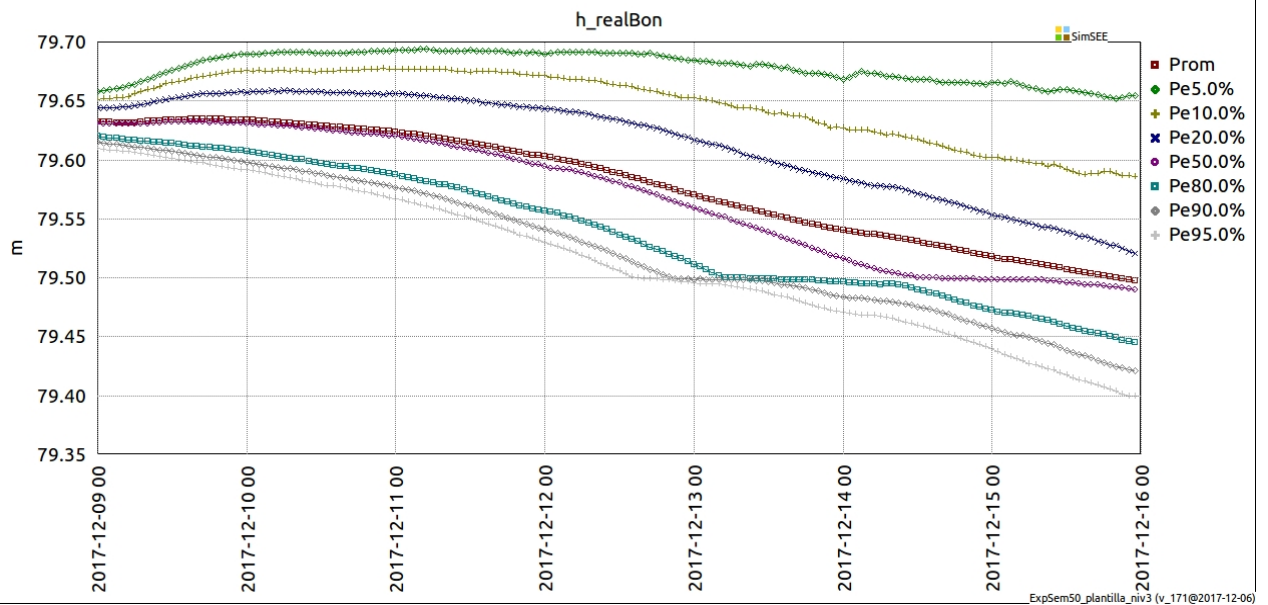


Fig 28: Operación de Bonete

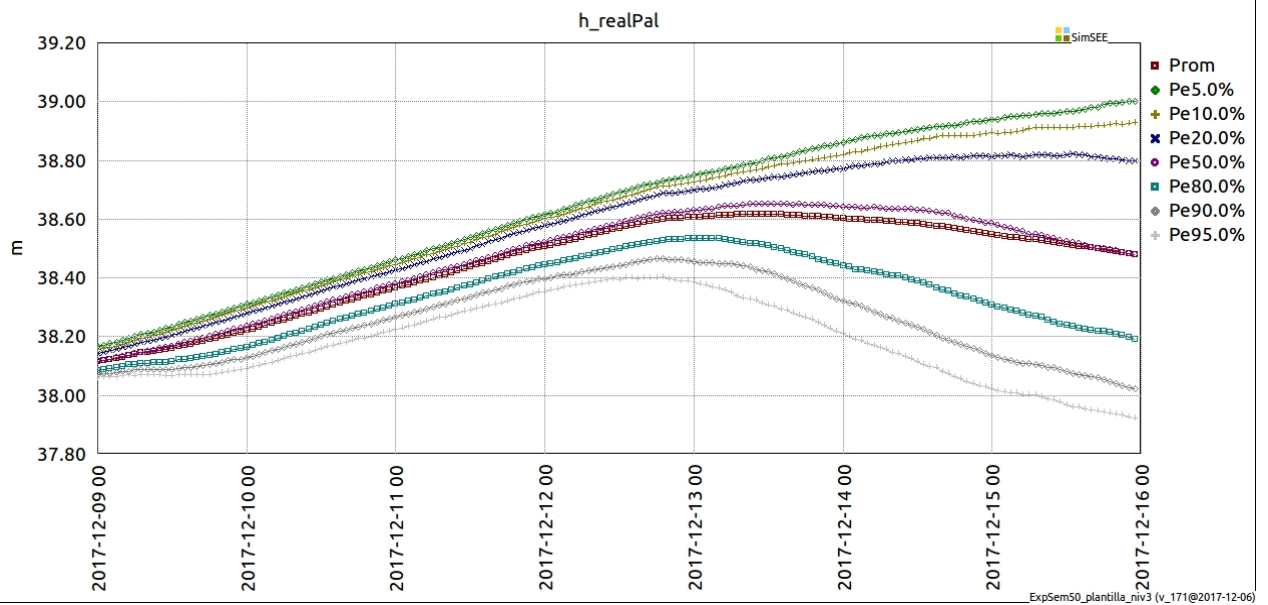


Fig 29: Operación del Palmar.

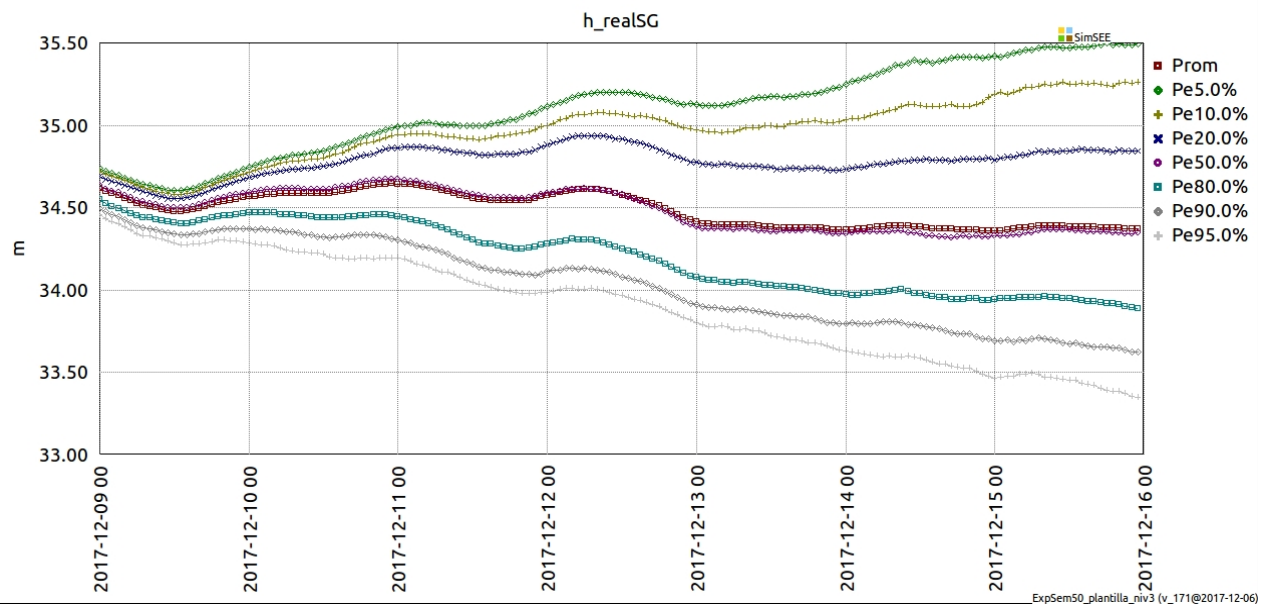


Fig 30: Operación de Salto Grande. (mitad Uruguay).