



# Determinación de Bloques de Energía Exportable para la semana energética 46/2017 del sábado 11/11 al viernes 17/11 de 2017

Grcia. Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Responsables: Pablo Soubes, Felipe Palacio y Ruben Chaer.

Participaron por DCU: Omar Guisolfo, Marcos Ribeiro y Pablo Vogel.

8/11/2017

Montevideo - Uruguay

## 1. Resumen ejecutivo.

Los bloques de energía exportable a Brasil para la semana energética 46 de 2017 (que comienza el sábado 11/11 a la hora cero y finaliza a la hora 23 del día viernes 17/11) son los que se muestran en la Tabla 1 para las bandas horarias Media y Leve horaria Pesada expresados en MW-medios para cada banda horaria junto con los valores del Costo Marginal de Extracción (CME) determinados con confianza 75% de no ser excedidos y los correspondientes Precios Mínimos a Recibir (PMR) según sea la exportación por Rivera o por Melo. La Tabla 1 muestra los valores para 2 niveles de exportación diferentes. Dado que el PMR es calculado a partir del marginal, el valor PMR de Nivel 2 debe interpretarse como el precio mínimo a recibir por la oferta incremental entre el Nivel 1.

La Tabla 2 muestra el valor esperado de la energía exportable en modalidad SIN COMPROMISO para los respectivos niveles de exportación CON COMPROMISO.

A los efectos de la determinación de los bloques de energía exportable se consideraron por separado los 62 MW eólicos asociados al comercializador VECODESA.

Tabla 1: Bloques exportables CON COMPROMISO de entrega.

### NIVEL1

Horario	MW-medios	Rivera			Melo	
		CME	PMR	PMR	PMR	PMR
		USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
LEVE	550	25.7		58.9		73.1
MEDIA	500	53.2		88.7		102.8
PESADA	400	49.4		84.6		98.8

### NIVEL2

Horario	MW-medios	Rivera			Melo	
		CME	PMR	PMR	PMR	PMR
		USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
LEVE	550	25.9		59.1		73.3
MEDIA	500	53.3		88.7		102.9
PESADA	450	60.2		96.2		110.4

Tabla 2: Valor esperado de energía exportable SIN COMPROMISO.

**NIVEL1**

		Salto	
		CME	PMR
	GWh	USD/MWh	USD/MWh
Sin Cpromsio	7.1	0.0	3.6

**NIVEL2**

		Salto	
		CME	PMR
	GWh	USD/MWh	USD/MWh
Sin Cpromsio	-7.0	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, 3 y 4 para Salto (50% de Uruguay), Bonete, Palmar y Baygorria respectivamente.

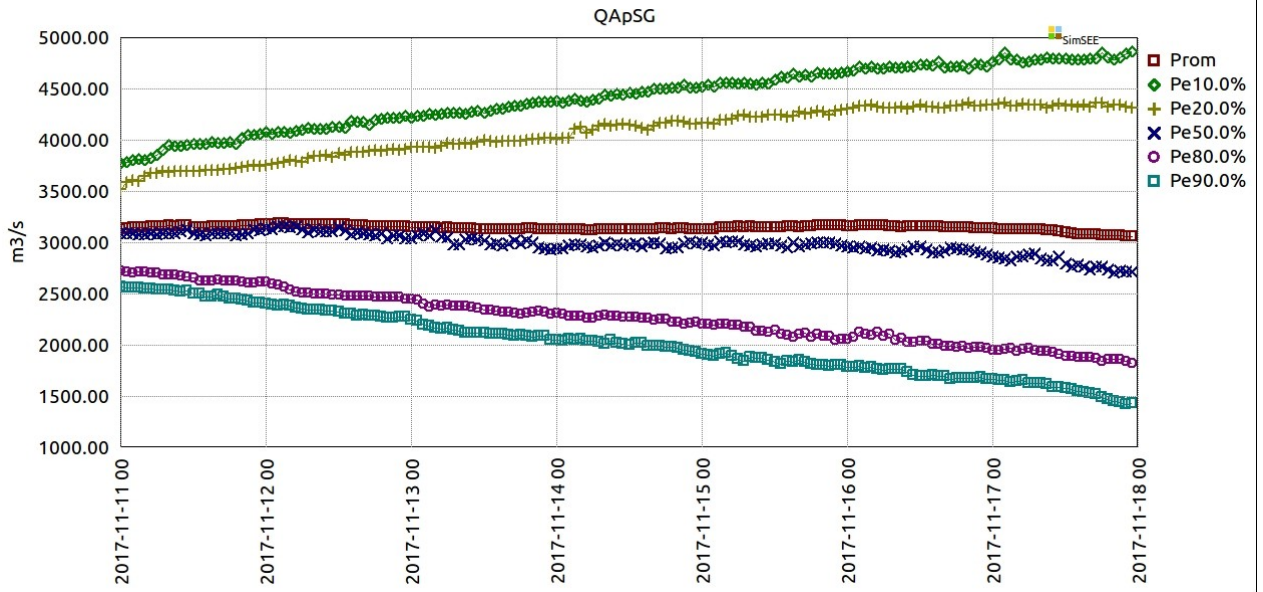


Fig 1: Aportes Salto Grande (50% Uruguay)

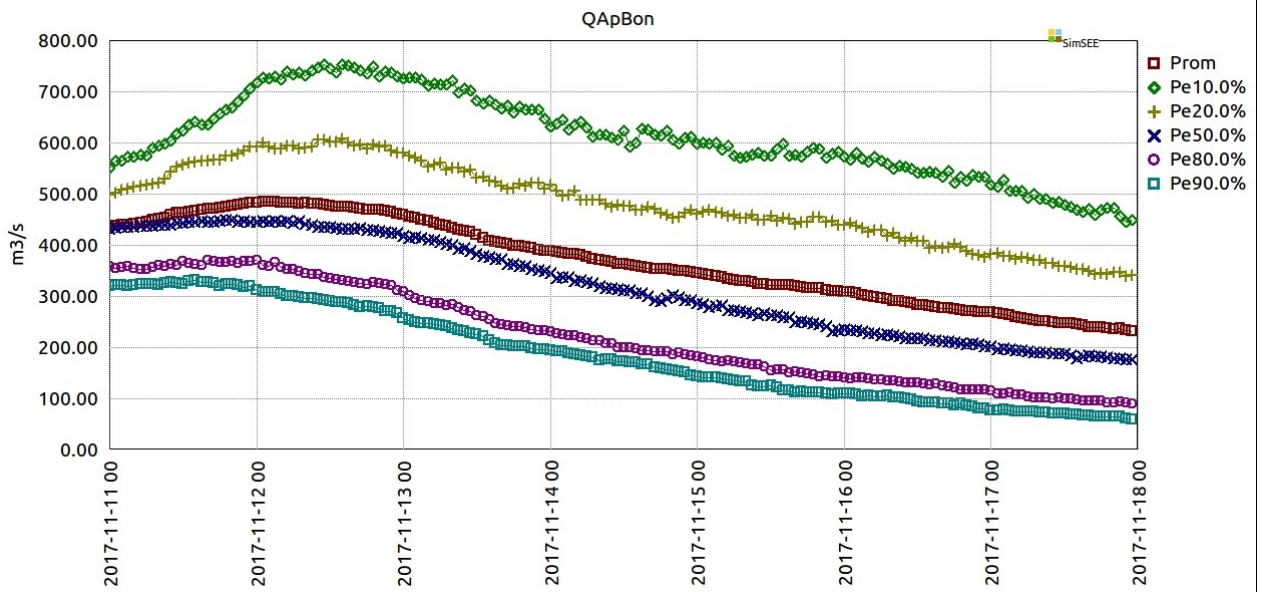


Fig 2: Aportes Bonete

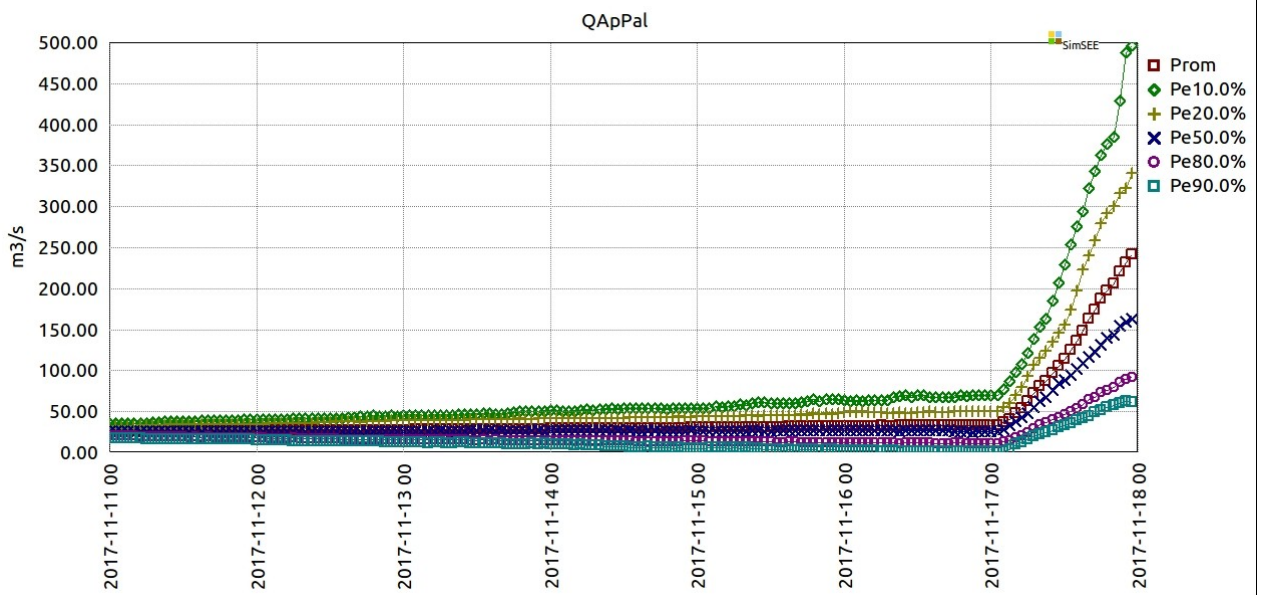


Fig 3: Aportes a Palmar

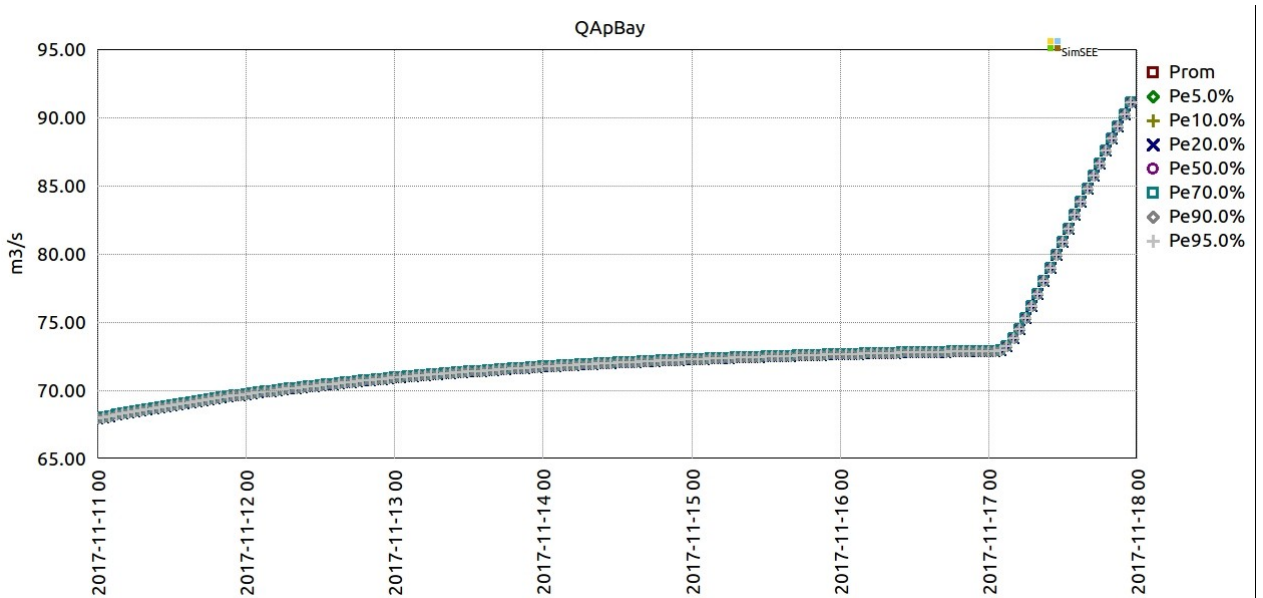


Fig 4: Aportes a Baygorria. (determinístico).

## 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.

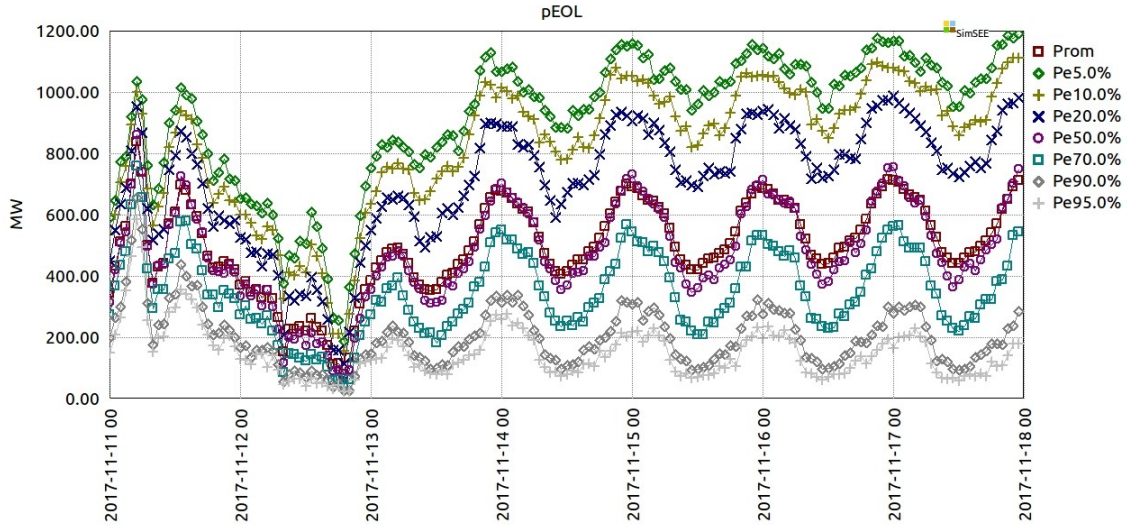


Fig 5: Generación eólica cortes de probabilidad en horas Excluyendo VECODESA.

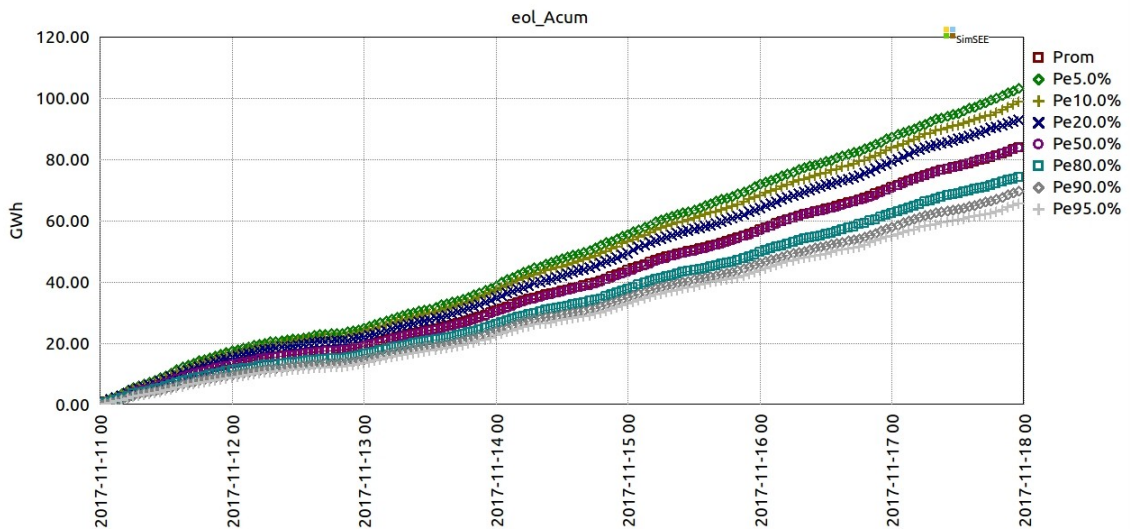


Fig 6: Producción eólica. GWh acumulados desde el inicio de la semana. Excluyendo VECODESA

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

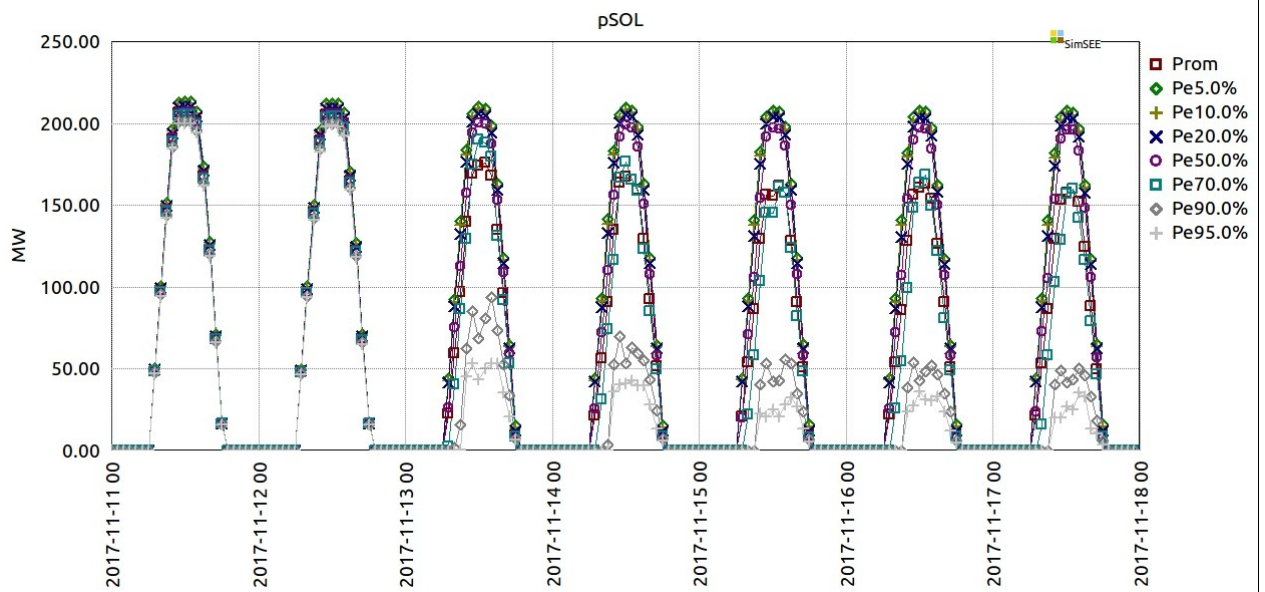


Fig 7: Generación solar.

### 1.3. Previsión de demanda eléctrica

La Fig. 8 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.

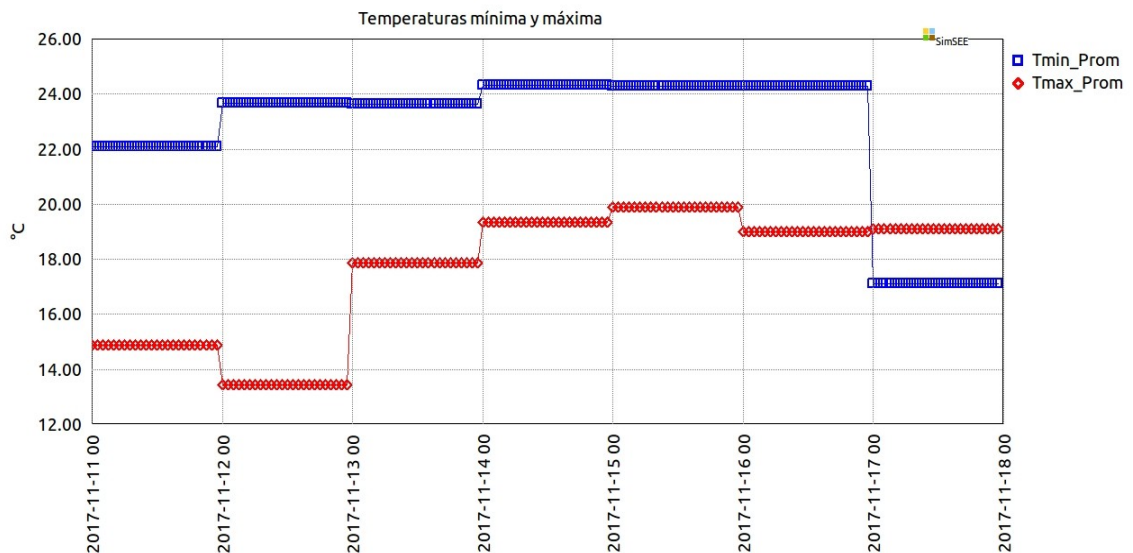


Fig 8: Previsión de las temperaturas mínima y máxima del día siguiente a la fecha indicada para Montevideo.

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

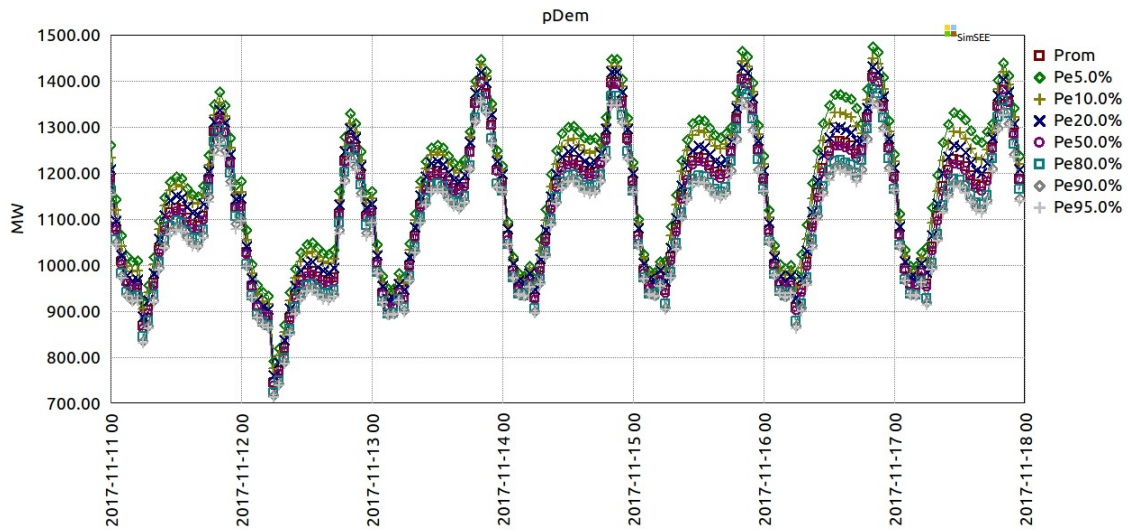


Fig 9: Demanda modelada con incertidumbre por temperatura.

La Fig.10 el histograma de la energía semanal de la demanda esperada modelada.

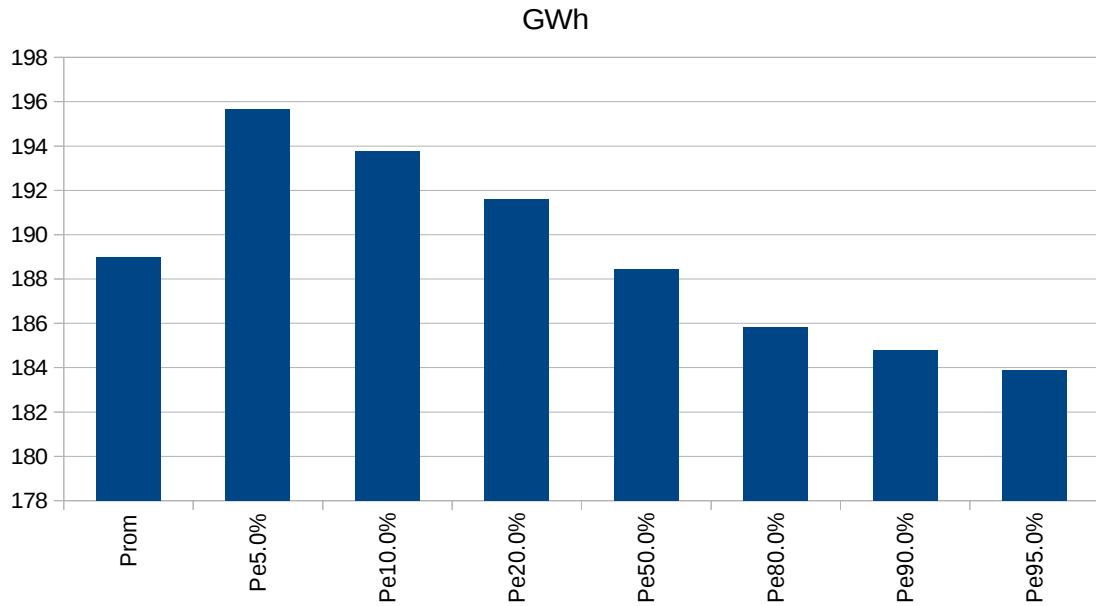


Fig 10: Demanda semanal prevista para la semana.



### 1.4. Indisponibilidades.

Existen mantenimiento previsto que condiciona la exportación, los mismos son:  
 CTR unidad 2, del 24/10 al 21/11  
 Unidad 3 de Baygorria, del 23/10 al 13/11  
 2 unidades de SG a partir del 06/11/2017

Del día sábado 11/11 hasta las 18 horas del día lunes 13/11 se prevé la desconexión del complejo Punta del Tigre para trabajos en la estación lo que indisponde toda las 6 unidades de Punta Del Tigre, PTA-7y8 y la TG del ciclo combinado.

### 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 indisponde la interconexión por Melo. La Fig. 11 muestra la disponibilidad resultante de la simulación.

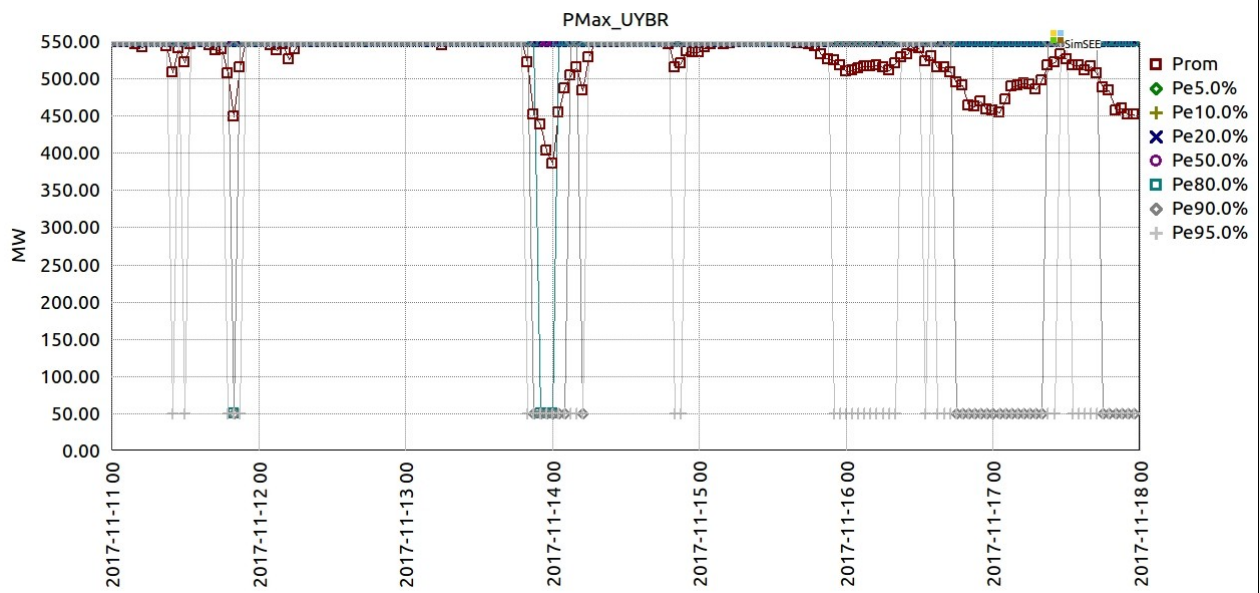


Fig 11: Disponibilidad del intercambio hacia Brasil.

### 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	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	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	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	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	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	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	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 la generación de un índice de afectación a partir del pronóstico de temperatura.

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

Los escenarios de exportaciones a Brasil se modelan como demandas adicionales a la demanda de Uruguay con diferentes niveles según la banda horaria (Patamar) de Brasil. Para la determinación de los bloques exportables se simulan varios casos con diferentes niveles de potencia en cada banda horaria.

Como ejemplo, en la Fig.12 se muestra la Demanda de Exportación en las diferentes bandas horarias (áreas verdes) y en Fusia se muestra la exportación que llamamos "Sumidero" que corresponde a los vertimientos (eólico+hidráulico+biomasa no gestionable) del sistema. Estos excedentes son un resultado de la simulación y en la figura se muestra el valor esperado de los mismos.

Se supuso un nivel de potencia (MW) igual en las horas correspondientes a los PATAMARES (bandas horarias) LEVE y MEDIA de Brasil y un nivel diferente en las horas correspondientes al PATAMAR de carga PESADA.

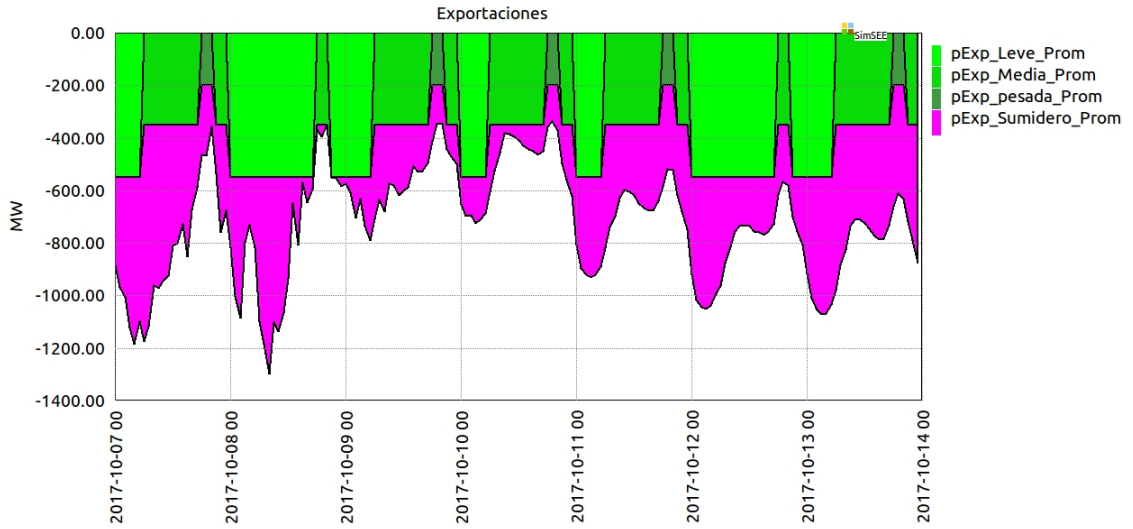


Fig 12: Modelado de la exportación.

## 2. Resultados NIVEL 1.

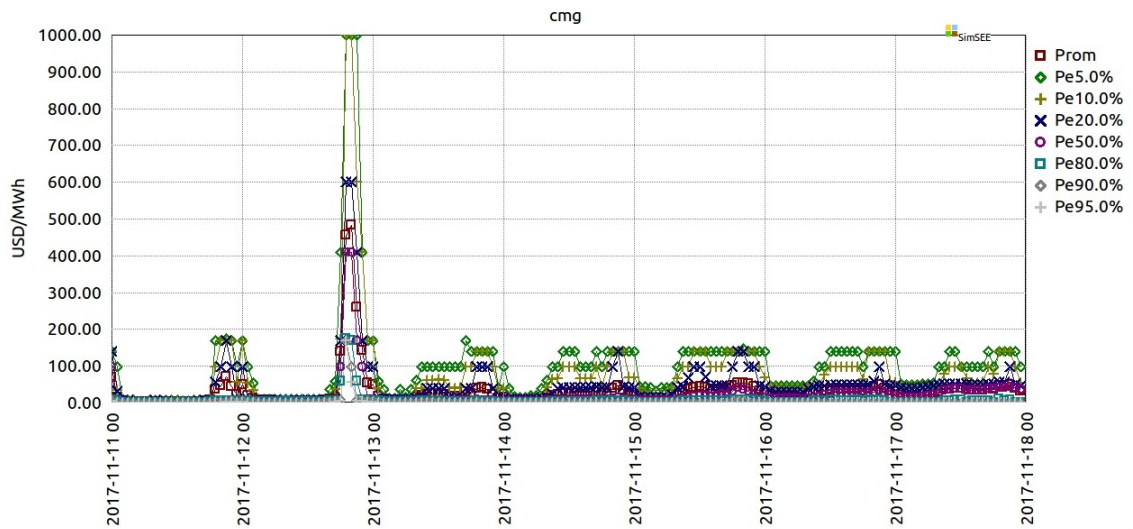


Fig 13: Costo marginal del SIN.

La Fig.13 muestra el costo marginal del SIN resultante en valore esperado (Prom) y para diferentes cortes de probabilidad.

La Fig. 14 muestra el Costo Marginal de Extracción (CME) para los PATAMARES, Leve, Media y Pesada.

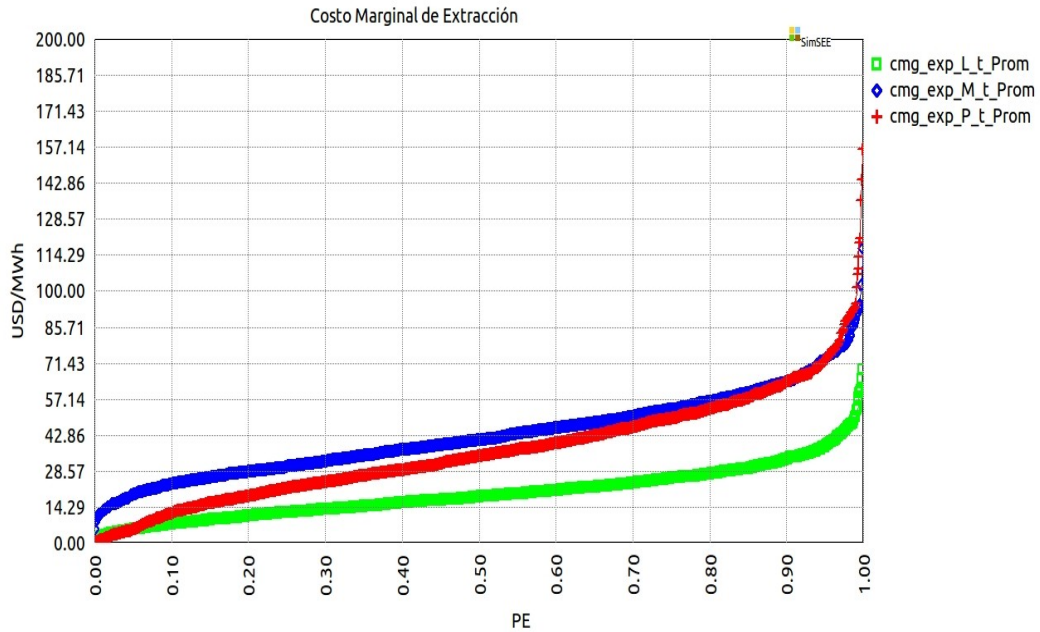


Fig 14: Costo marginal de extracción.

La Fig.15 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.

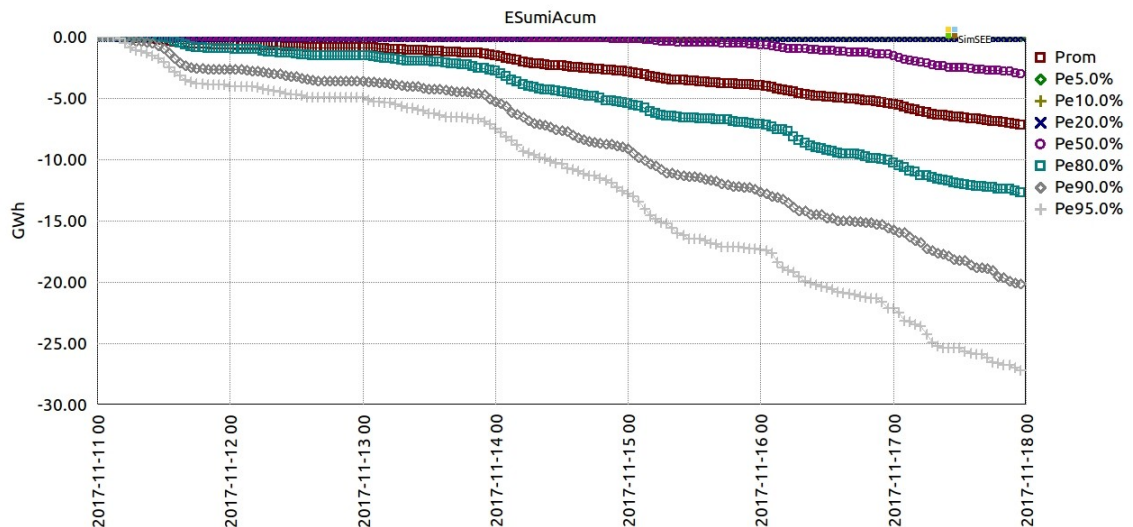


Fig 15: Bloque SUMIDERO. Exportable con interrumpibilidad.

La Fig. 16 muestra el abastecimiento esperado por fuente de generación.

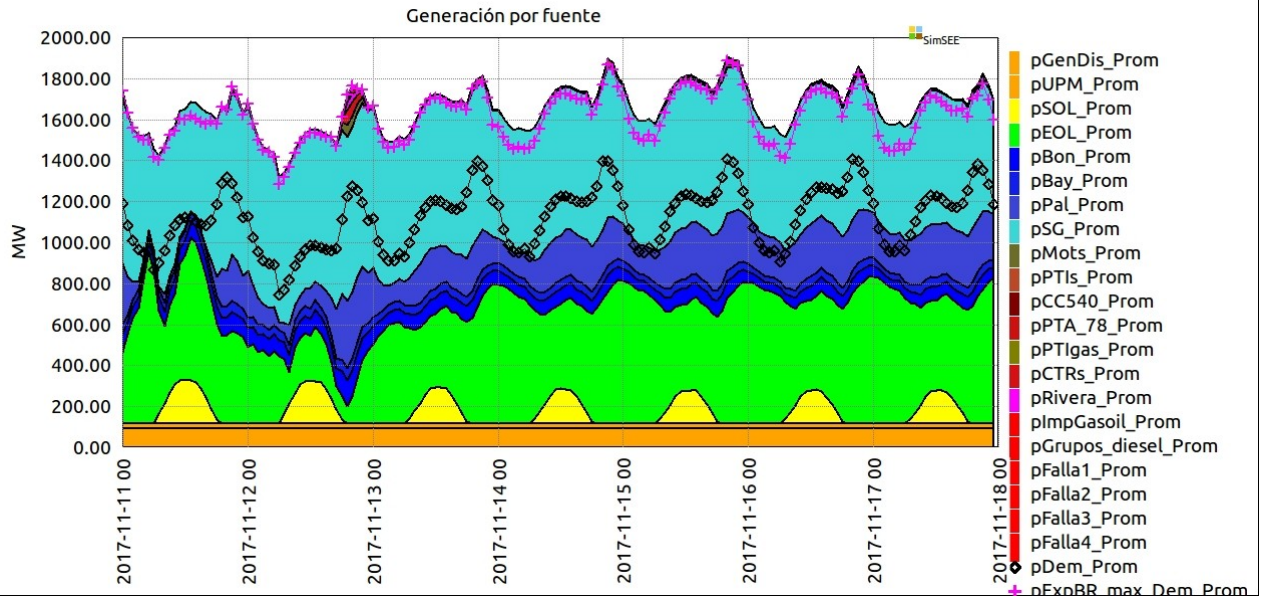


Fig 16: Generación esperada por fuente.

### 3. Resultados NIVEL 2.

La Fig.17 muestra el costo marginal del SIN resultante en valore esperado (Prom) y para diferentes cortes de probabilidad. Como se puede observar no hay situaciones de Falla con probabilidad superior al 95%. Téngase en cuenta que en las simulaciones realizadas no se ha tenido en consideración la posibilidad de “mover” la energía dentro de las horas del Patamar por lo que se puede asegurar que se puede cumplir con la oferta sin poner en riesgo el abastecimiento nacional.

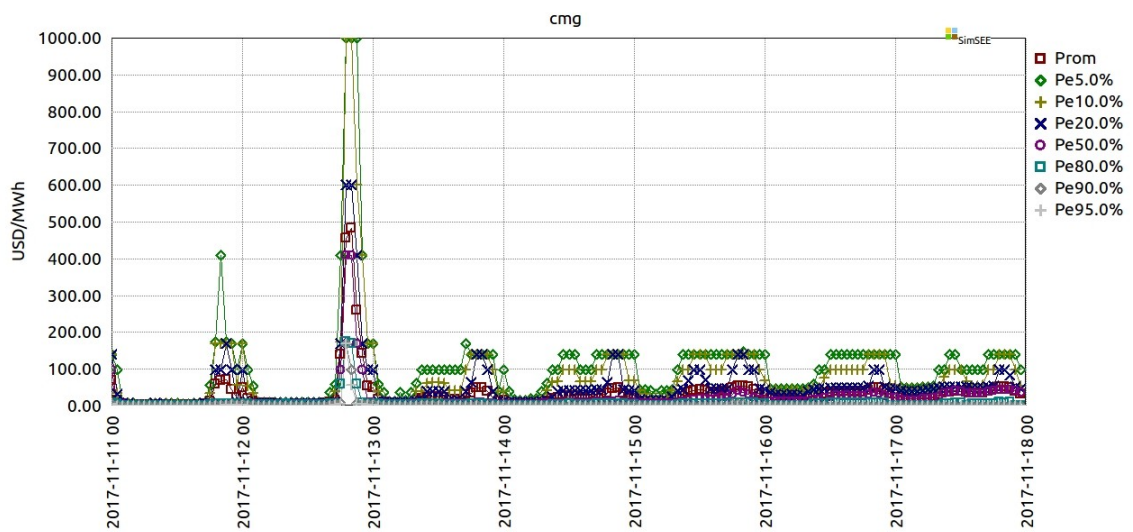


Fig 17: Costo marginal del SIN.

La Fig. 18 muestra el Costo Marginal de Extracción (CME) para los PATAMARES, Leve, Media y Pesada.

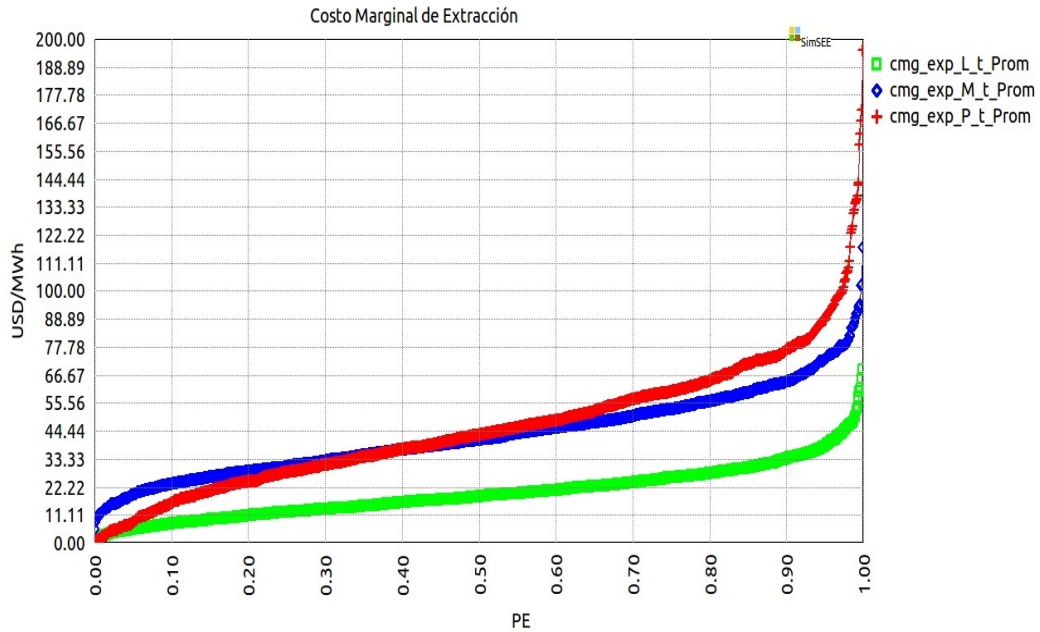


Fig 18: Costo marginal de extracción.

La Fig.19 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.

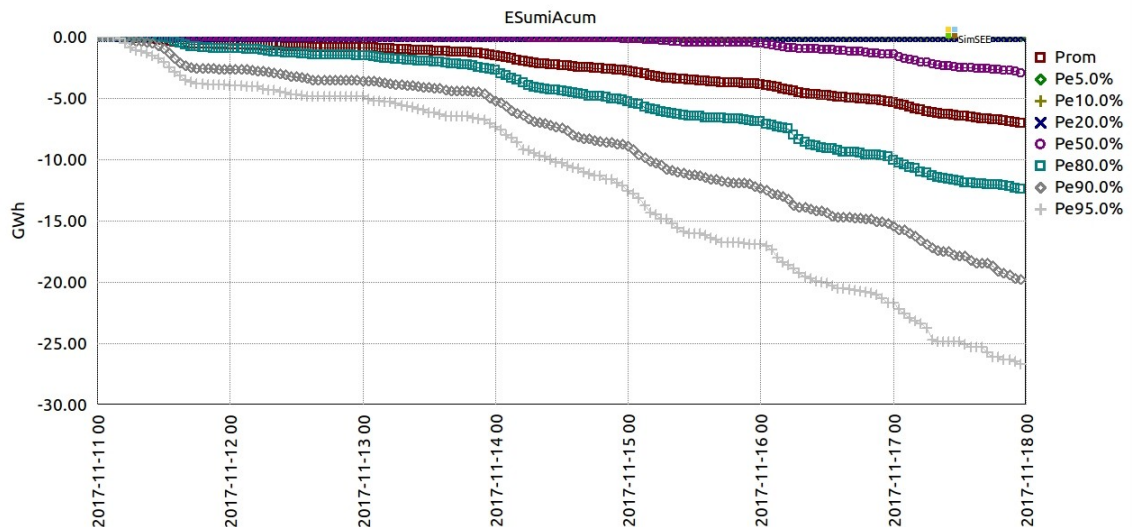


Fig 19: Bloque SUMIDERO. Exportable con interrumpibilidad.

La Fig. 20 muestra el abastecimiento esperado por fuente de generación.



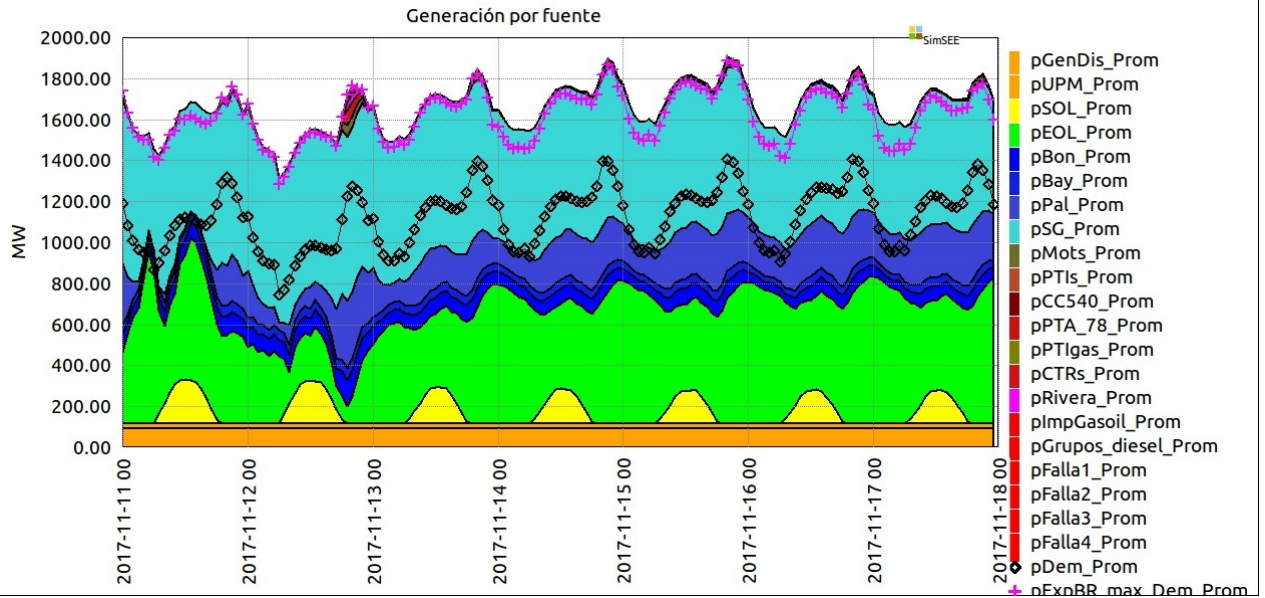


Fig 20: Generación esperada por fuente.

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

La Fig 21 muestra la operación esperada de Bonete. Como se puede observar para NO SUPERAR los 80 m se debería estar erogando del orden de 1500 m<sup>3</sup>/s

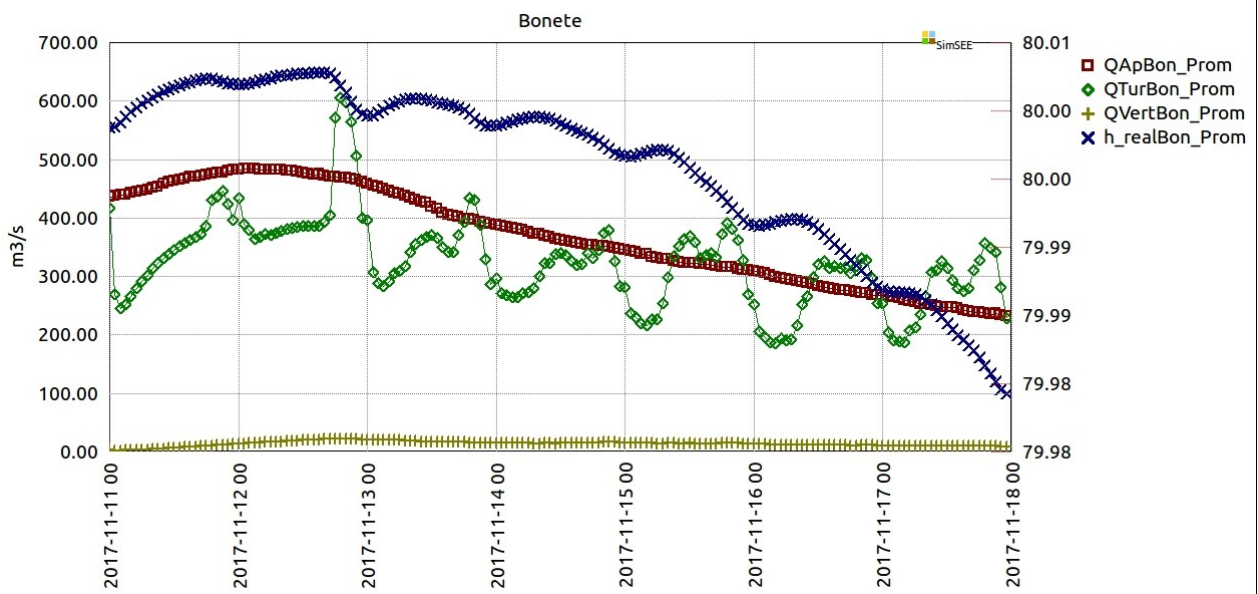


Fig 21: Operación de Bonete

La Fig 22 muestra la operación del Palmar. Como se puede observar, se producirá un vertido en valor esperado de 500 m<sup>3</sup>/s para mantener la cota en 40 m.

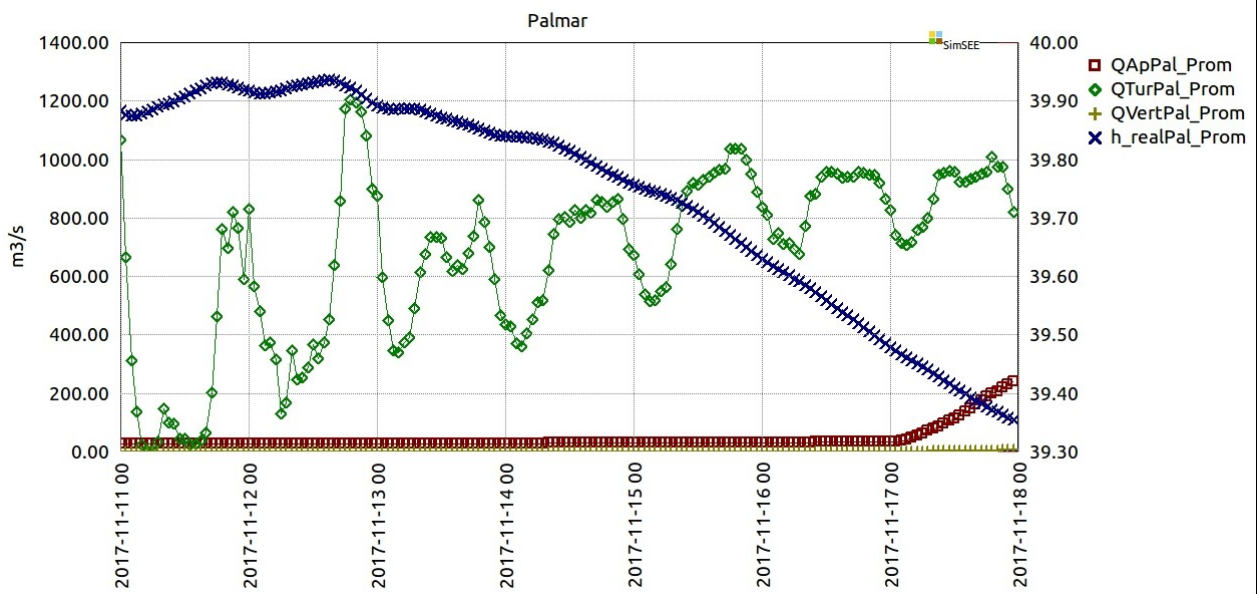


Fig 22: Operación del Palmar.

La Fig 23 muestra la operación esperada de la mitad uruguaya de Salto Grande. Como se puede observar se produciría un vertido del orden de los 800 m<sup>3</sup>/s promedio.

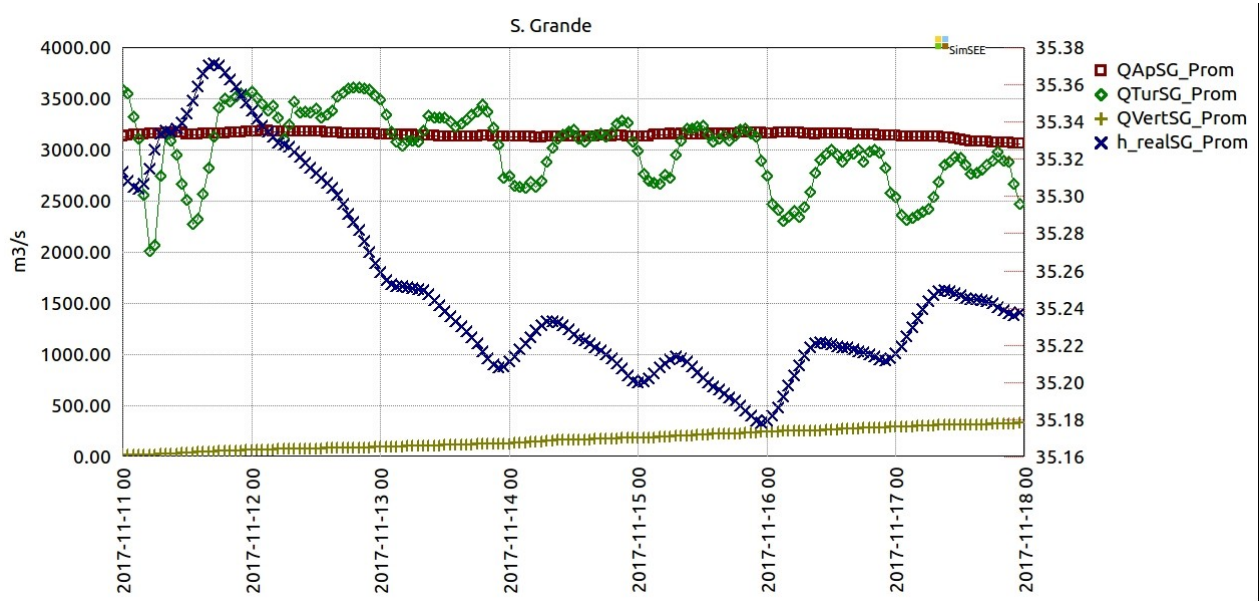


Fig 23: Operación de Salto Grande. (mitad Uruguay).