



Determinación de Bloques de Energía Exportable para la semana energética 41/2017 del sábado 7/10 al viernes 13/10 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.

4 de octubre de 2017
Montevideo - Uruguay

1. Resumen ejecutivo.

Los bloques de energía exportable a Brasil para la semana energética 41 de 2017 (que comienza el sábado 7/10 a la hora cero y finaliza a la hora 23 del día viernes 13/10) 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 95% 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 3 niveles de exportación diferentes. Dado que el PMR es calculado a partir del marginal, el valor PMR de Nivel 3 debe interpretarse como el precio mínimo a recibir por la oferta incremental entre el Nivel 2 y el Nivel 3 y el PMR del Nivel 2 como el precio mínimo a recibir por la oferta incremental entre el Nivel 2 y el Nivel 1.

La Tabla 2 muestra los volúmenes de energía exportable en la semana Sin Compromiso de entrega para cada uno de los 3 niveles de exportación con compromiso expresados en la Tabla 1.



Tabla 1: Bloques exportables a Brasil.

NIVEL1

Horario	MW-medios	Rivera		Melo
		CME	PMR	PMR
		USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
LEVE	550.0	37.3	71.4	85.6
MEDIA	350.0	36.1	70.1	84.3
PESADA	200.0	46.2	81.1	95.3

NIVEL2

Horario	MW-medios	Rivera		Melo
		CME	PMR	PMR
		USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
LEVE	550	37.3	71.4	85.6
MEDIA	450	55.5	91.1	105.3
PESADA	300	70.5	107.3	121.5

NIVEL3

Horario	MW-medios	Rivera		Melo
		CME	PMR	PMR
		USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
LEVE	550	37.4	71.5	85.7
MEDIA	500	80.4	118.0	132.2
PESADA	400	110.8	150.9	165.1

Tabla 2: Bloque de energía exportable Sin Compromiso.

NIVEL1

	GWh	Salto	
		CME	PMR
		USD/MWh	USD/MWh
Sin Cpromisio	51	0.0	3.5

NIVEL2

	GWh	Salto	
		CME	PMR
		USD/MWh	USD/MWh
Sin Cpromisio	46.0	0.0	3.5

NIVEL3

	GWh	Salto	
		CME	PMR
		USD/MWh	USD/MWh
Sin Cpromisio	42.0	0.0	3.5

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.

Continúa el vertimiento en las centrales del Río Negro y hay riesgo de vertimiento en Salto Grande.

Los estudios realizados permiten inferir que no se compromete la seguridad energética del SIN en caso de generar con todas las centrales hidráulicas a pleno.

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 y 3 para Salto (50% de Uruguay), Bonete y Palmar respectivamente.

Para Baygorria se supuso un aporte promedio de 125 m³/s.

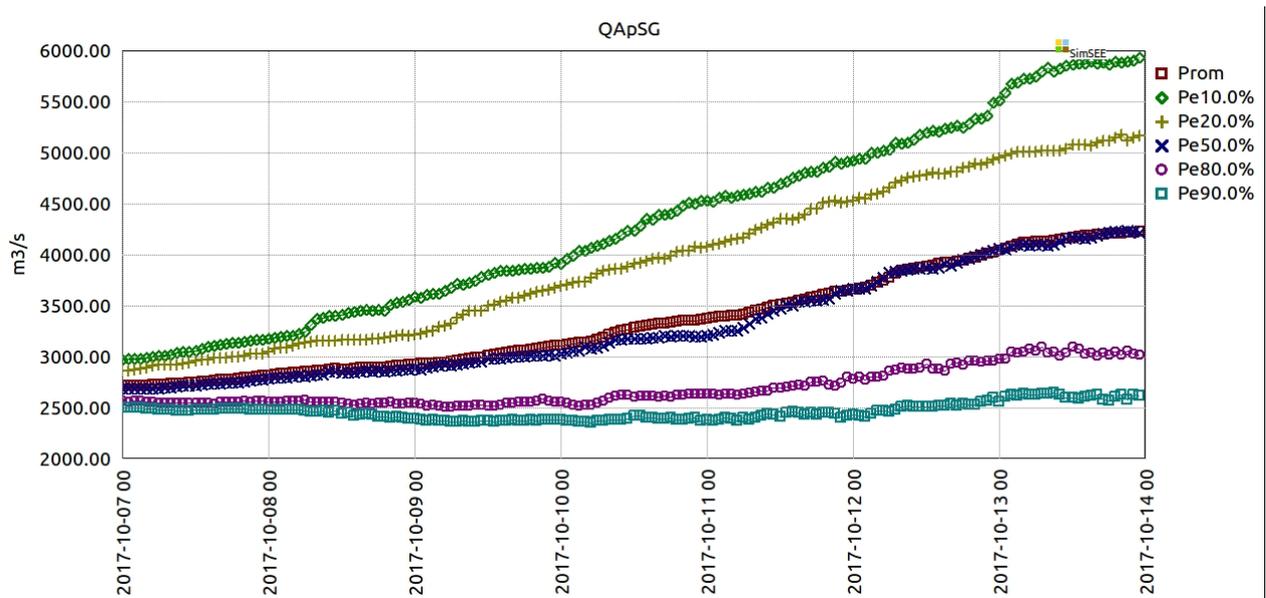


Fig 1: Aportes Salto Grande (50% Uruguay)

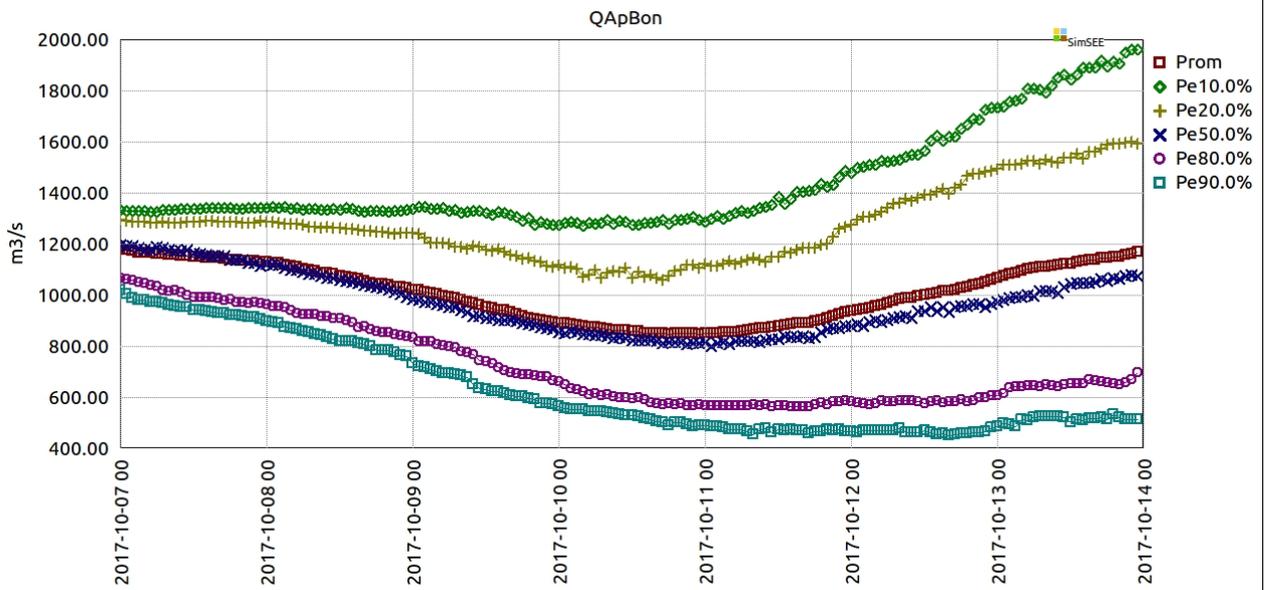


Fig 2: Aportes Bonete

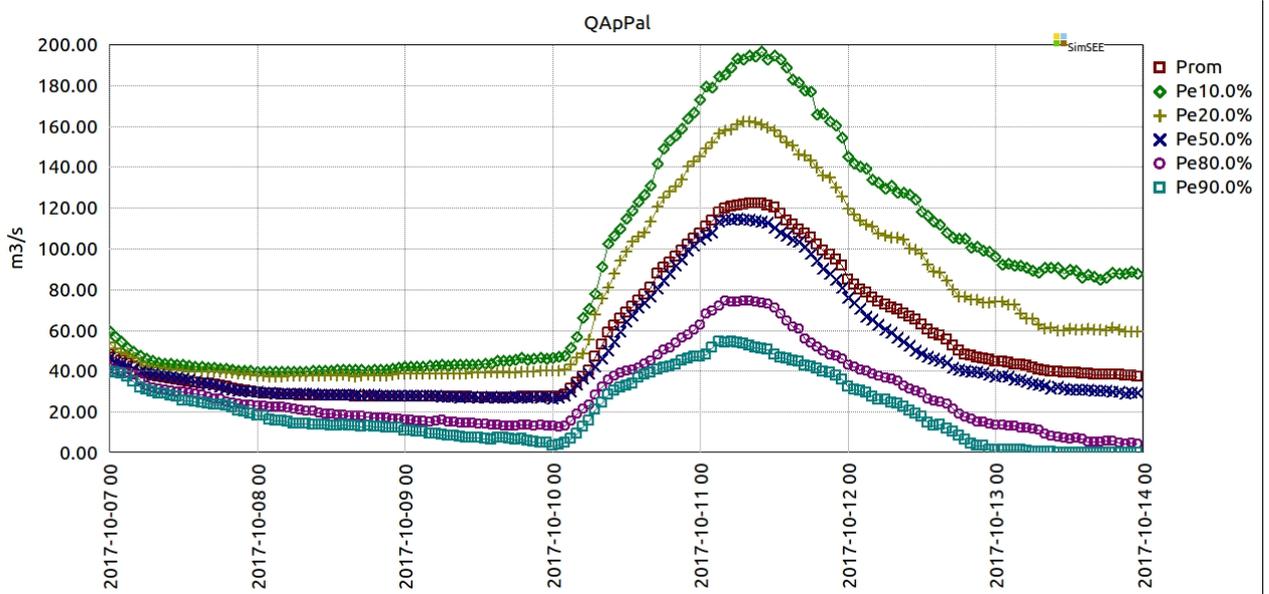


Fig 3: Aportes a Palmar

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. 4 y 5 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.

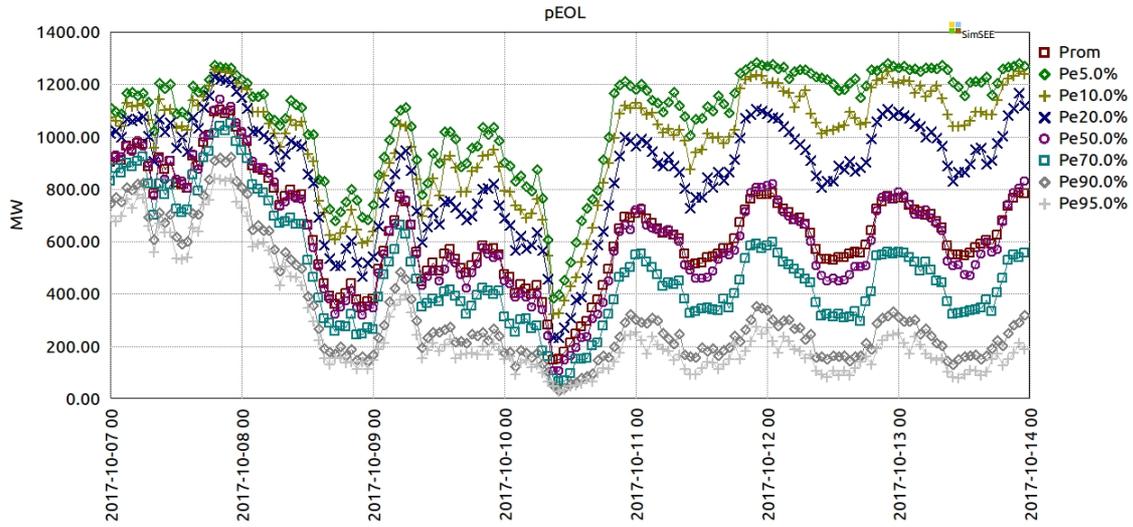


Fig 4: Generación eólica cortes de probabilidad en horas.

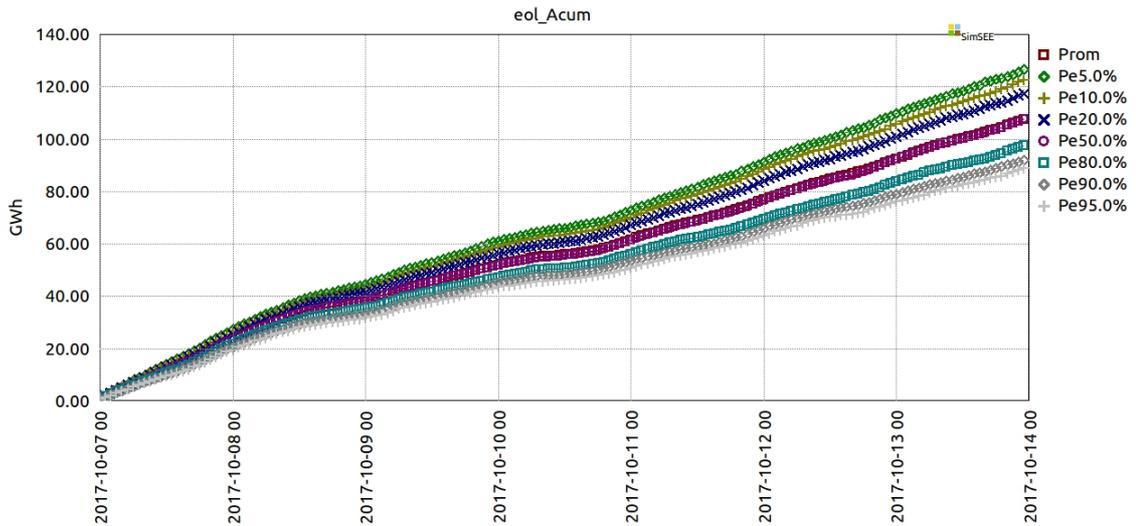


Fig 5: Producción eólica. GWh acumulados desde el inicio de la semana.

La Fig.6 muestra la generación en base a energía solar.

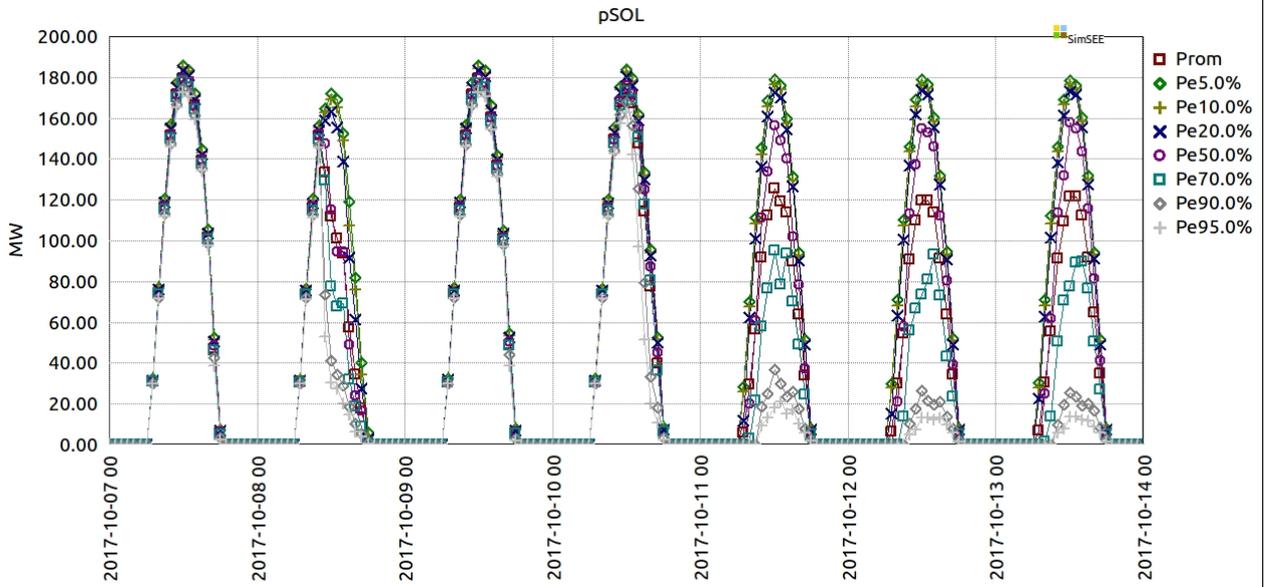


Fig 6: Generación solar.

1.3. Previsión de demanda eléctrica

Se prevé que la semana actual alcance una demanda del orden de 194 GWh.

La previsión de temperaturas para la semana entrante presenta temperaturas máximas y mínimas.

La Fig. 7 muestra la variabilidad que se puede esperar de la temperatura en Montevideo.

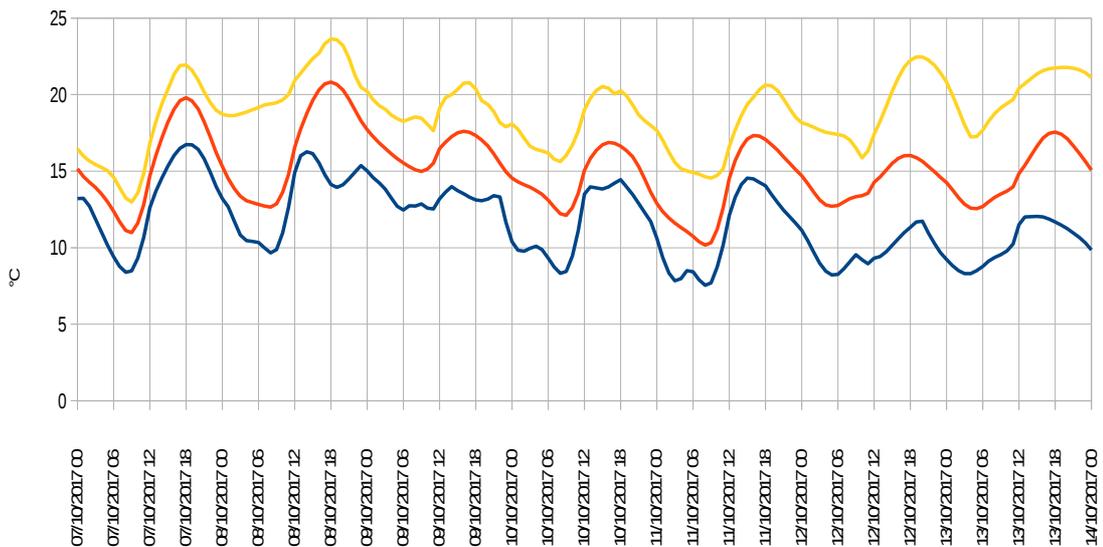


Fig 7: Previsión de temperatura para Montevideo. (Valor esperado, PE10 y PE90)

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

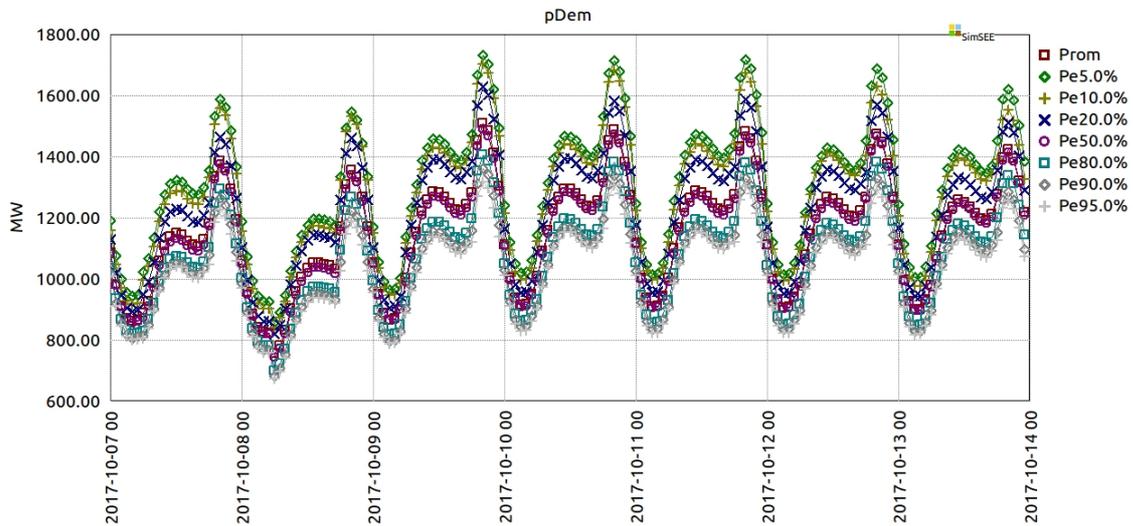


Fig 8: Demanda modelada con incertidumbre por temperatura.

Como se muestra en la Fig.9 la energía semanal de la demanda esperada modelada es de 193 GWh con una confianza de 90% de permanecer entre 172 y 219 GWh.

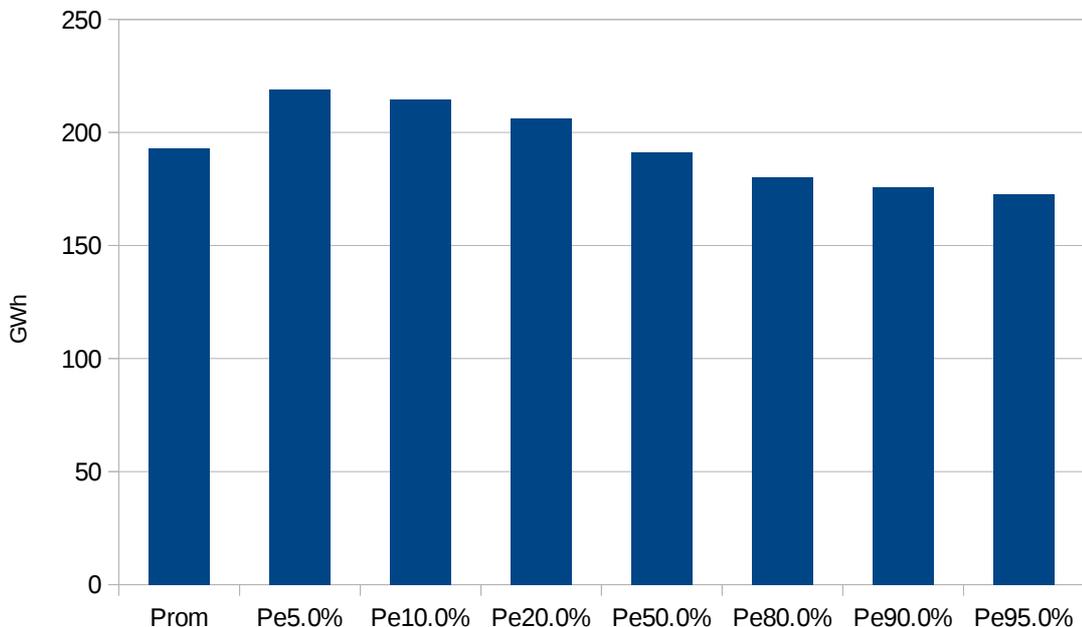


Fig 9: Demanda semanal prevista para la semana.



1.4. Indisponibilidades.

Existen dos mantenimientos previstos de unidades hidráulicas que condicionan la exportación, los mismos son:

Existen dos mantenimientos previstos de unidades hidráulicas que condicionan la exportación, los mismos son:

Unidad 2 de Palmar del 25/9 al 16/10

Dos unidades de Salto Grande desde el 23/9 al 13/10

Hay trabajos programados para el día sábado en Uruguay que afectan la posibilidad de la oferta en Carga Media a no superar los 500 MW medios en la semana.

1.5. Feriados de Brasil y PATAMARES DE CARGA.

El día jueves 12 de Octubre es feriado y a los efectos de la definición de las horas de las bandas horarias se considera como un día domingo.

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.

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

1.6. 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. Se simularon diferentes niveles de potencia y en los resultados se muestra solamente el correspondiente a los niveles los mayores niveles exportables sin comprometer la seguridad del sistema y que corresponden a un costo marginal medio de extracción compatible con los precios previstos del PLD.

Como ejemplo, en la Fig.10 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.

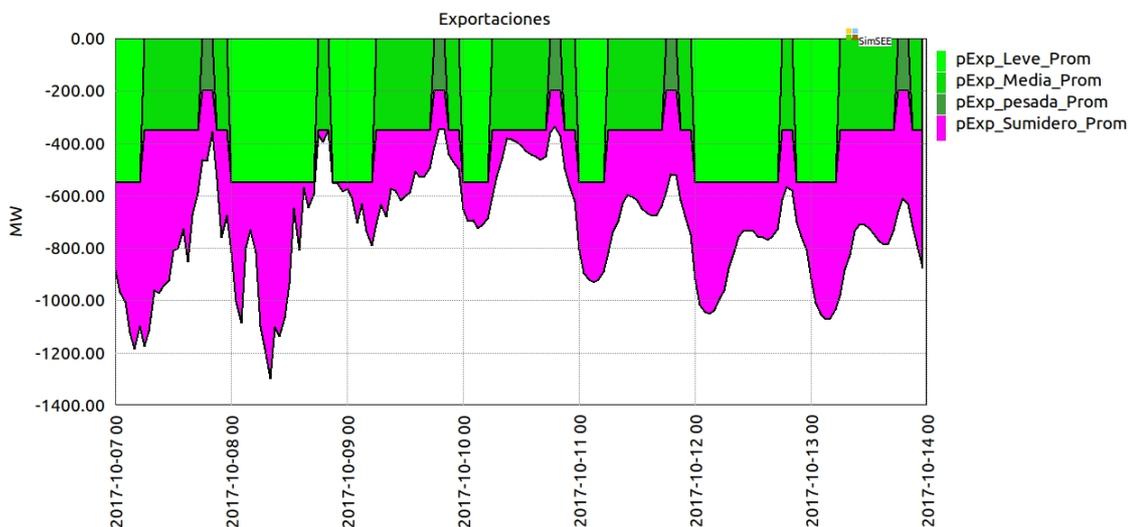


Fig 10: Modelado de la exportación.

2. Resultados NIVEL 1.

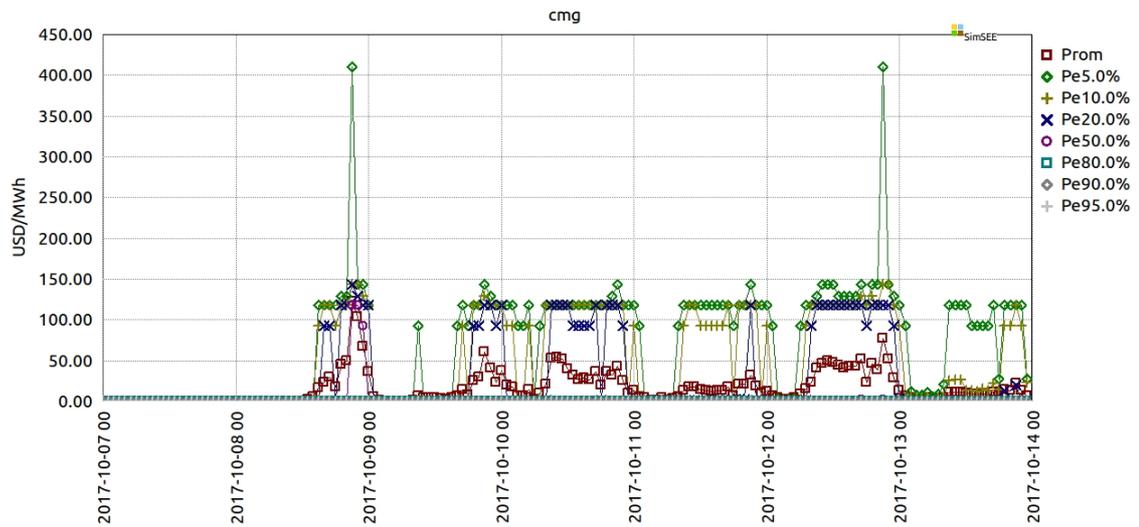


Fig 11: Costo marginal del SIN.

La Fig.11 muestra el costo marginal del SIN resultante en valore esperado (Prom) y para diferentes cortes de probabilidad.

La Fig. 12 muestra el Costo Marginal de Extracción (CME) para los PATAMARES, Leve, Media y Pesada.

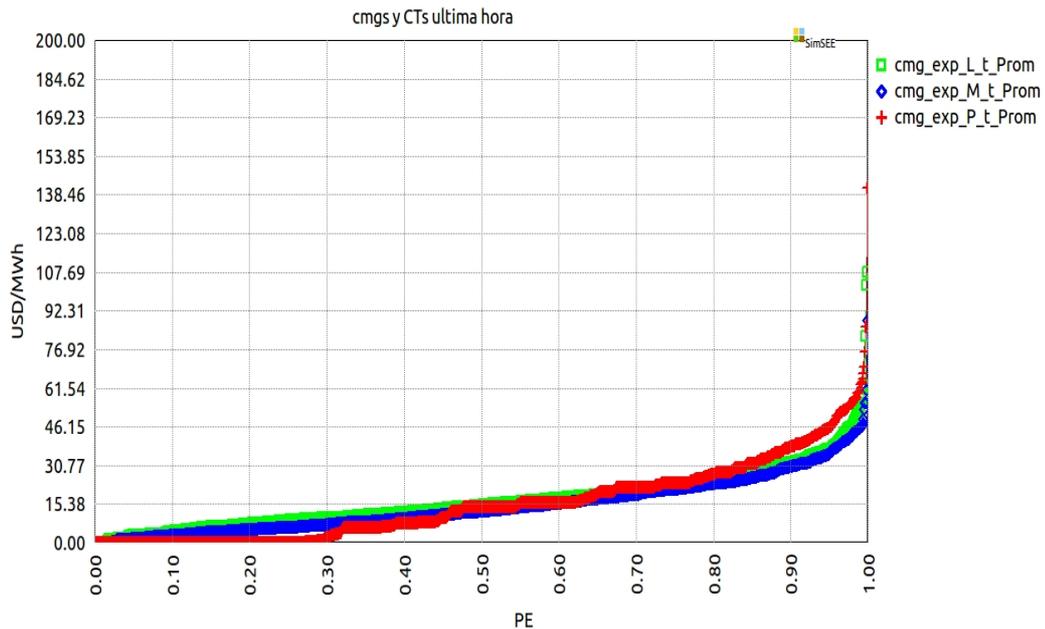


Fig 12: Costo marginal de extracción.

La Fig.13 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.

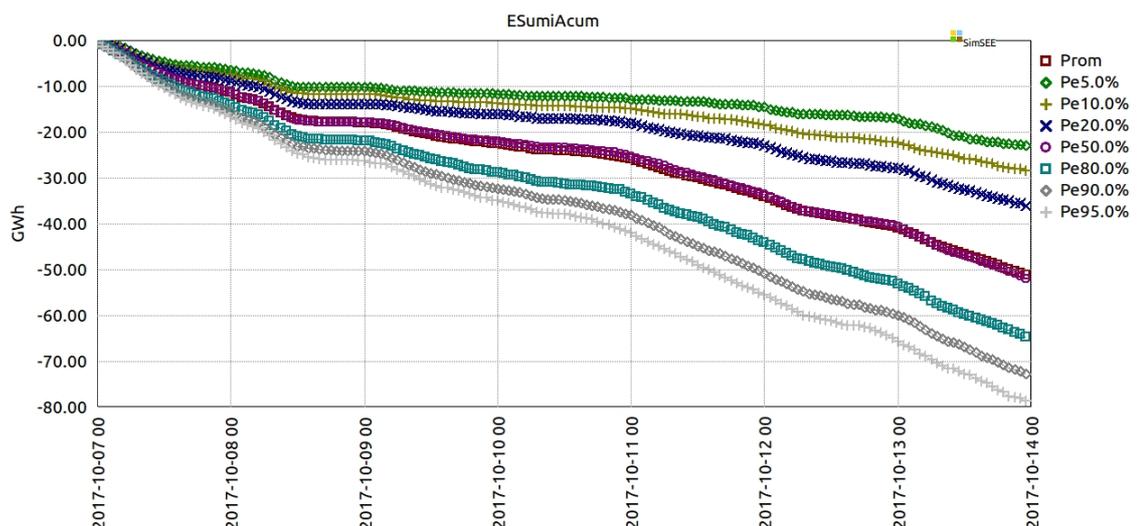


Fig 13: Bloque SUMIDERO. Exportable con interrumpibilidad.

La Fig. 14 muestra el abastecimiento esperado por fuente de generación.

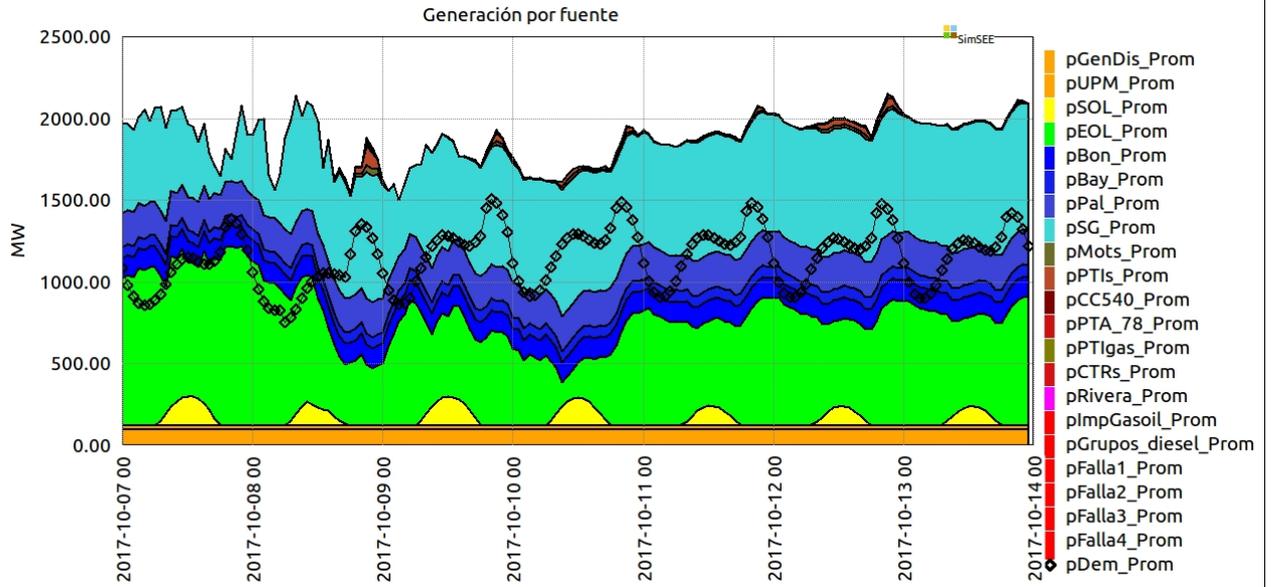


Fig 14: Generación esperada por fuente.

3. Resultados NIVEL 2.

La Fig.15 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.

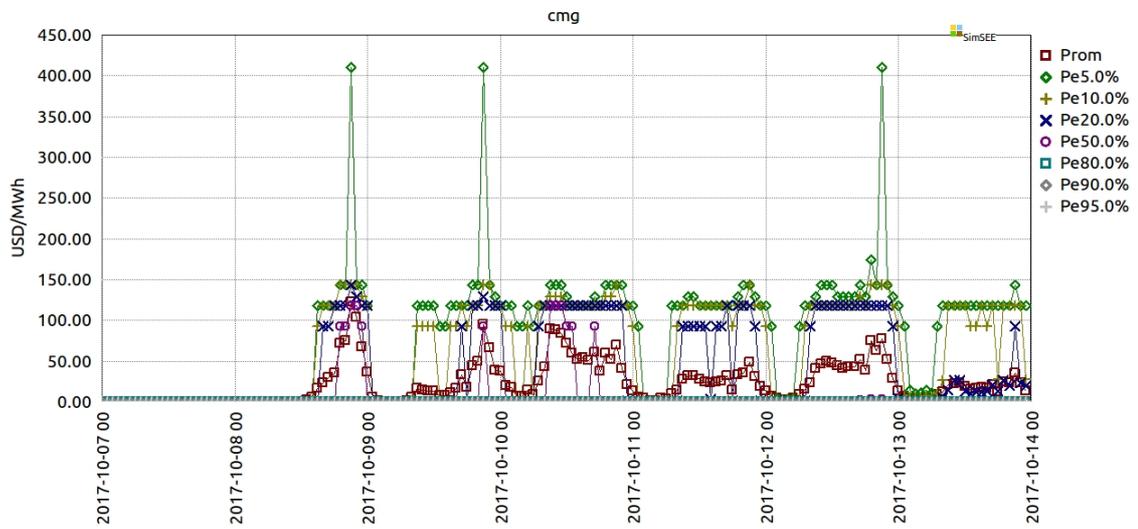


Fig 15: Costo marginal del SIN.

La Fig. 16 muestra el Costo Marginal de Extracción (CME) para los PATAMARES, Leve, Media y Pesada.

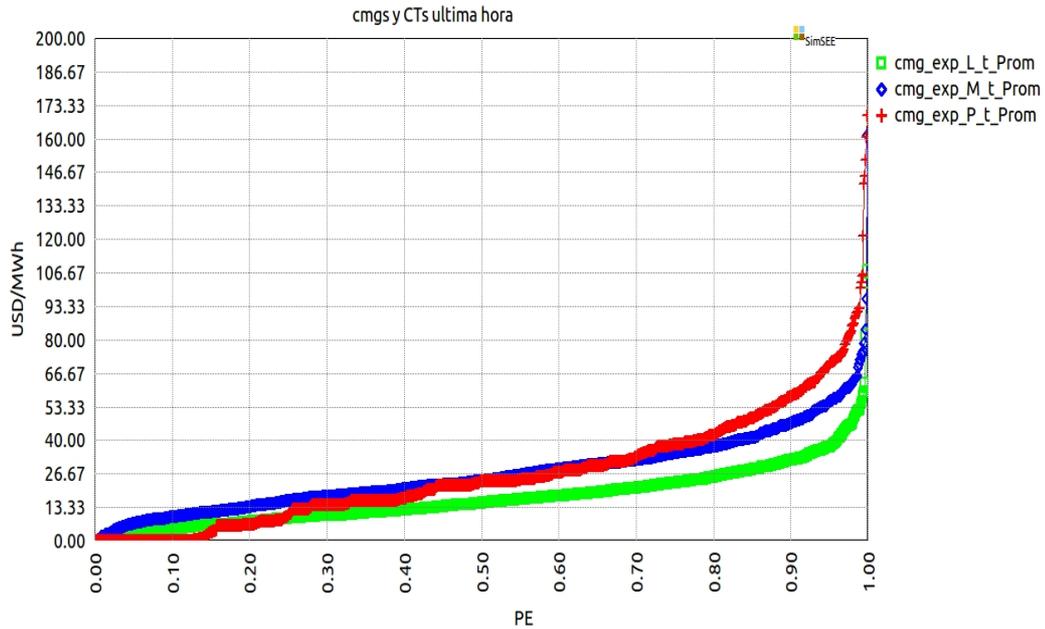


Fig 16: Costo marginal de extracción.

La Fig.17 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.

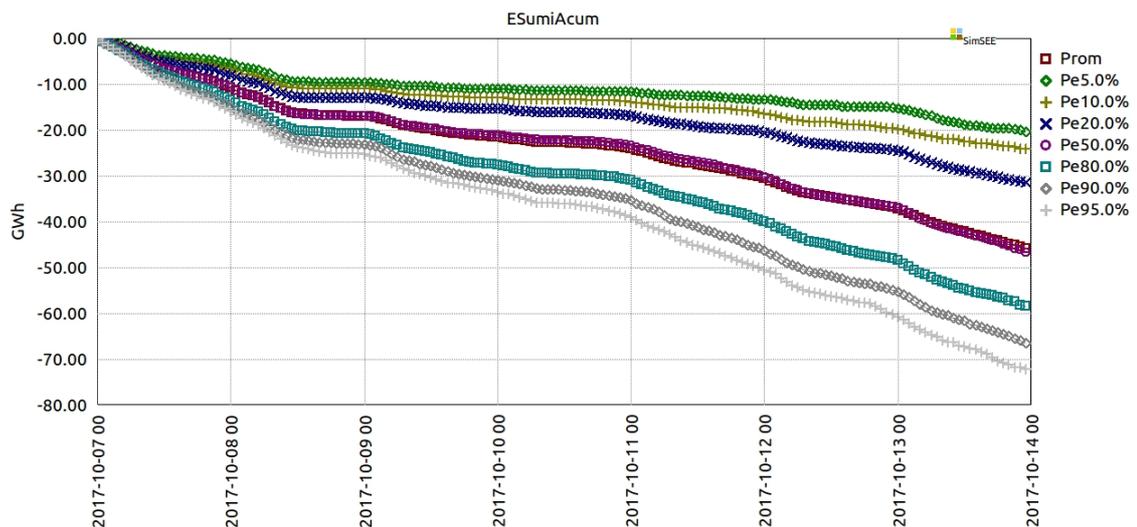


Fig 17: Bloque SUMIDERO. Exportable con interrumpibilidad.

La Fig. 18 muestra el abastecimiento esperado por fuente de generación.

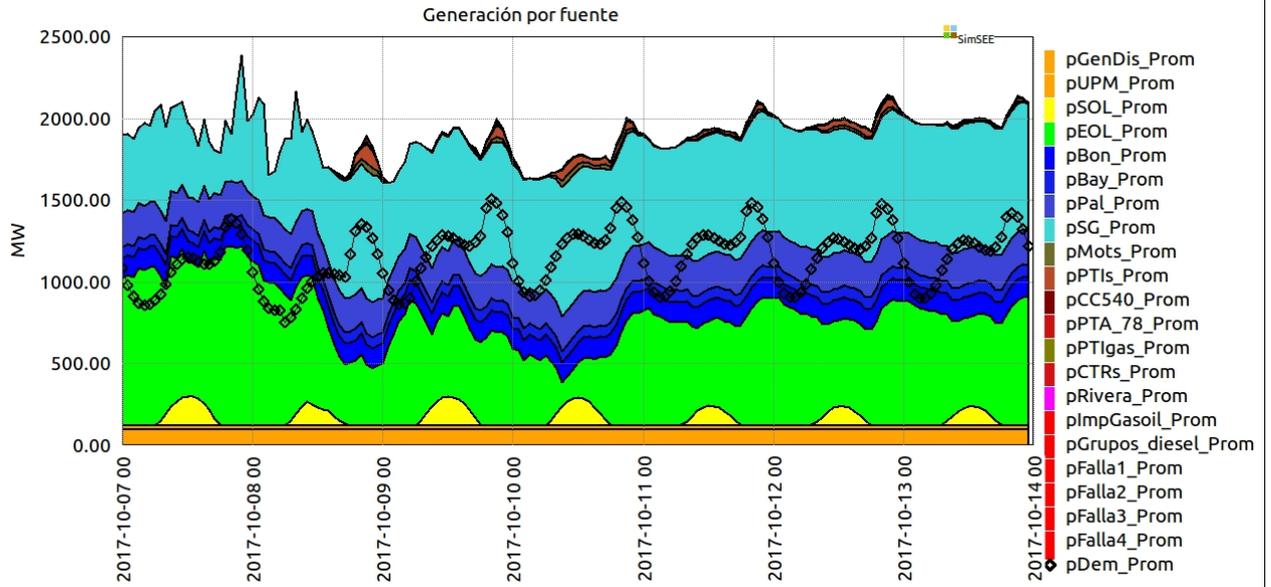


Fig 18: Generación esperada por fuente.

4. Resultados NIVEL 3.

La Fig.19 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.

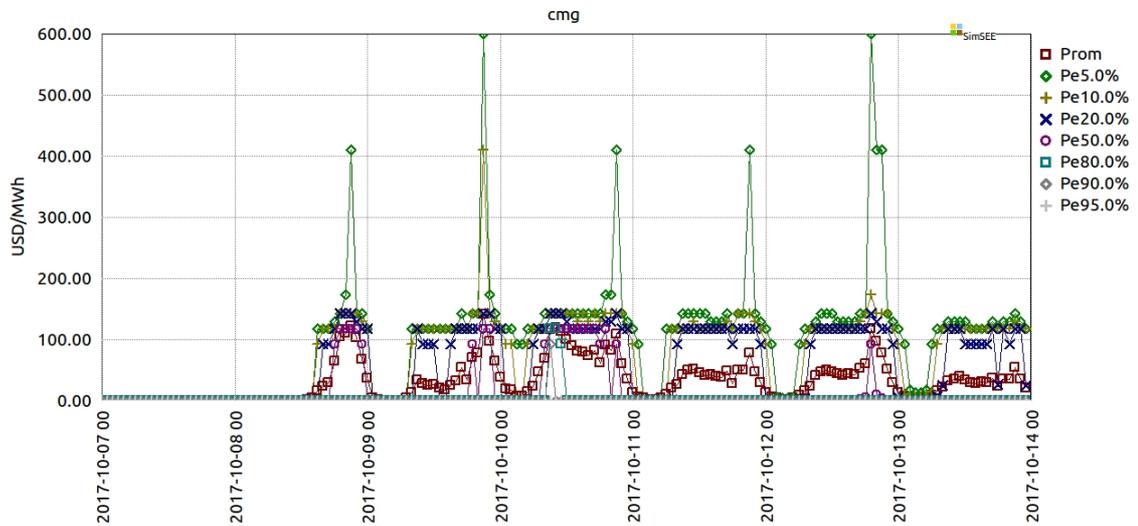


Fig 19: Costo marginal del SIN.

La Fig. 20 muestra el Costo Marginal de Extracción (CME) para los PATAMARES, Leve, Media y Pesada.

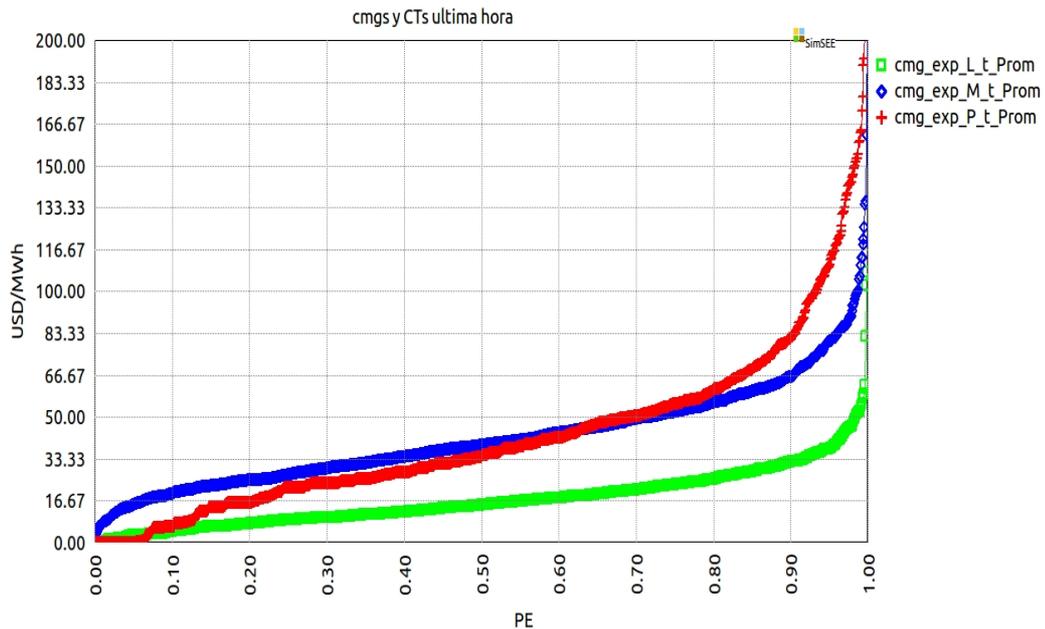


Fig 20: Costo marginal de extracción.

La Fig.21 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.

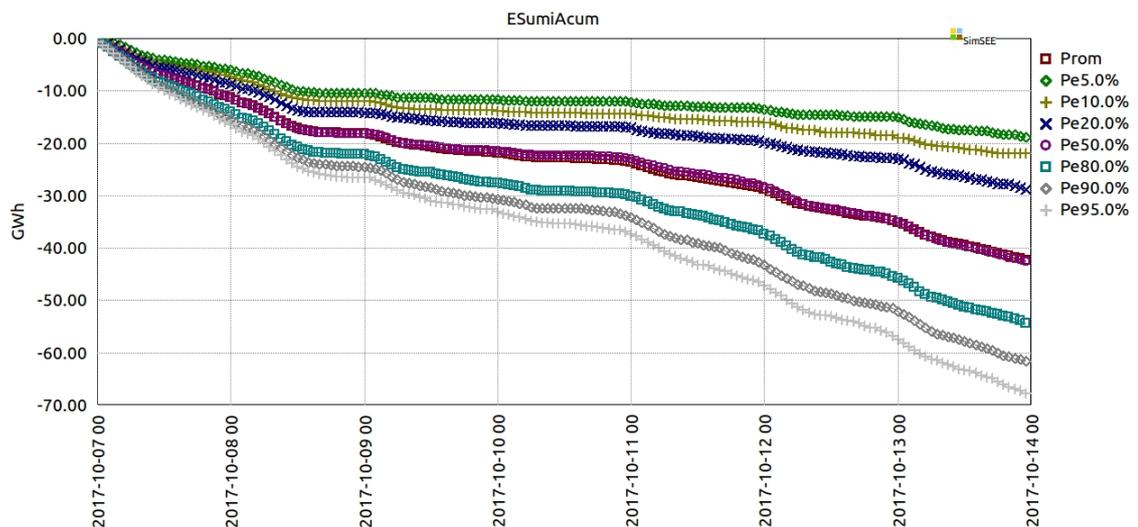


Fig 21: Bloque SUMIDERO. Exportable con interrumpibilidad.

La Fig. 22 muestra el abastecimiento esperado por fuente de generación.

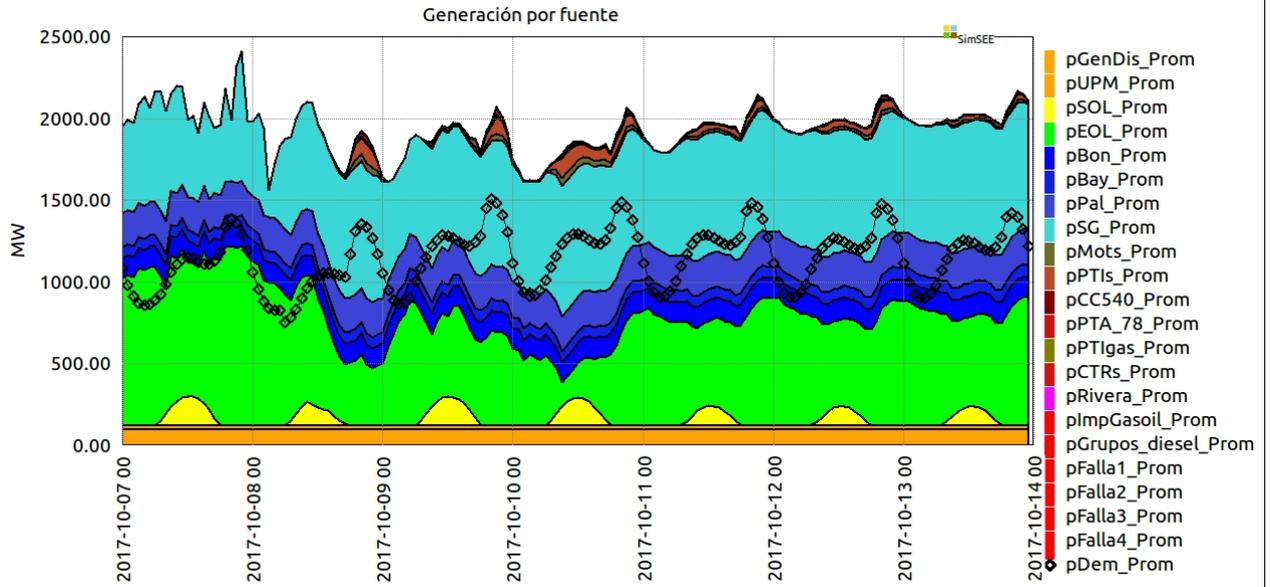


Fig 22: Generación esperada por fuente.