



# Programación Estacional (PEST) Mayo - Octubre 2015

Gerencia: Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Autores: Ing. María Cristina Alvarez, Ing. Lorena Di Chiara, Ing. Felipe Palacio, Ing. Pablo Soubes y Ing. Ruben Chaer.

Fecha: 26/05/2015

## 1. Resumen Ejecutivo

El presente documento contiene la Programación Estacional correspondiente al periodo Mayo – Octubre (inclusive) del 2015.

Las principales hipótesis que afectan el periodo de esta Programación Estacional (PEST) son:

- Indisponibilidad de la 5ta y 6ta Unidad de Central Batlle
- Retraso en la fecha de entrada en operación de la primer unidad del ciclo combinado
- Continuación de los arrendamientos de turbinas de gasoil (APR)
- Retraso en la fecha prevista de entrada en operación de la Regasificadora y por tanto de la disponibilidad de Gas Natural para generación eléctrica.
- Incorporación de una cantidad abundante de generación eólica y solar.
- Entrada en operación de la interconexión de 500 MW con Brasil y posibilidad de exportación a dicho país.
- El bajo precio de Gasoil y Fuel Oil asociado a un barril de petróleo de 56 USD/bbl.

Las unidades 5ta y 6ta de Central Batlle, ya estaban siendo consideradas con baja disponibilidad por lo que el considerarlas fuera de servicio implica una reducción de potencia firme del orden de los 100 MW respecto a la situación anterior. Desde el punto de vista de la potencia firme del sistema esta reducción no significa un deterioro dado que los 500 MW de generación eólica que ya están en operación en conjunto con el sistema hidráulico permiten suplir ese faltante. El retraso en la entrada en operación de la primera turbina del ciclo combinado implica la continuación del arrendamiento de las turbinas de gasoil (APR) para asegurar la potencia firme total del sistema hasta que se incorpore nueva potencia firme.

El retraso en la disponibilidad de gas natural para generación implica un encarecimiento de los costos de generación térmica futura. Este encarecimiento resulta en parte aliviado, en el caso particular de esta PEST por estar el precio del barril de petróleo a valores bajos (56 USD/bbl) y también porque con la incorporación de abundante energía eólica, el uso de generación térmica será marginal a partir de la segunda mitad del año.



Si bien existe la posibilidad de comenzar con exportaciones a Brasil a precios superiores a los 100 USD/MWh, dicha exportación será de carácter interrumpirle y no podrá comprometer bajo ninguna circunstancia los recursos del sistema para el abastecimiento de la Demanda Nacional. En este sentido, a los efectos de la valorización de los recursos para el despacho interno NO se ha considerado la posibilidad de exportación (o se considera a un precio muy bajo). La baja de la demanda luego de pasado el pico de invierno, sumada a la mayor disponibilidad de energía eólica y solar implica que los recursos que no sean usados para sustituir gasoil antes y durante el invierno sean vendidos como excedentes a un precio bajo (en las simulaciones) pasado el invierno. Este aspecto de modelado tiene como consecuencia, si no se tiene en consideración aspectos como el riesgo de operación, que el valor del agua del lago de Rincón de Bonete está sub-valorado por lo cual los modelos sugieren un “uso intensivo” del lago bajando la cota con una probabilidad del orden del 15% hasta el fondo del lago (70 m) como se muestra en la Fig.11.

La decisión de no considerar la posibilidad de exportación en la valorización del lago que parece razonable en aras de “no comprometer” los recursos nacionales para exportación puede ser cuestionable si como consecuencia de ello se lleva la operación a límites que implican riesgos para el sistema. No hay experiencia en operar el lago de Rincón de Bonete a cotas tan bajas y de acuerdo a los operadores técnicos de UTE sería preferible no ingresar en esa zona de operación salvo en situaciones de emergencia. Durante el proceso de esta PEST se realizaron un conjunto de estudios adicionales para cuantificar los efectos de operaciones alternativas que impidan llevar la cota tan abajo. Se probó utilizar la característica de Optimización con Aversión al Riesgo de SimSEE con los resultados que se muestran en esta sección. Como se puede apreciar de estos resultados comparados de la sección 4.1.6, no hay un sobrecosto apreciable en valor esperado por utilizar la optimización con aversión al riesgo con un Coeficiente de Aversión al Riesgo (CAR) de 0.2 y con una medida del riesgo de costos dada por el CVaR(5%) (Conditional Value at Risk con 5%).

En base a lo anterior, se decidió adoptar los resultados con la optimización Aversa al Riesgo para la operación en el presente período estacional.

## 2. Principales resultados.

En esta sección se muestran los principales resultados aplicables a la operación del período estacional. En el sitio web de ADME están disponibles las dos Salas SimSEE utilizadas para obtener los mismos y que permitirán el seguimiento de la operación durante el período Mayo 2015 – Octubre 2015. De las dos Salas puestas a disposición, una corresponde a un precio del barril de petróleo fijo de 56 USD/bbl y la otra en la que el precio del barril de petróleo es modelado en forma estocástica según el modelo que se describe en la sección 6 “Calibración del modelado estocástico CEGH del índice de precio de Petróleo.”

La Aversión al Riesgo se activa con los siguientes parámetros: CAR = 0.2 y CVAR = 0.05.

El parámetro CVAR es utilizado para medir el riesgo y define el porcentaje de “crónicas malas” que son consideradas para formar la medida de riesgo que se quiere evitar.

El parámetro CAR es el coeficiente de aversión al riesgo y representa el peso relativo que tiene CVAR dentro del cálculo de la función objetivo en la optimización.

**2.1. Resultados para el escenario WTI fijo a 56 USD/MWh**

**2.1.1) Cota del lago de Rincón de Bonete.**

La Fig.1 muestra la evolución de la cota del lago de Rincón de Bonete (Terra) en valor esperado y para diferentes cortes de probabilidad. Como se puede apreciar la trayectoria del lago es mantenida por encima de su cota mínima (70 m) con una probabilidad superior a 97.5%.

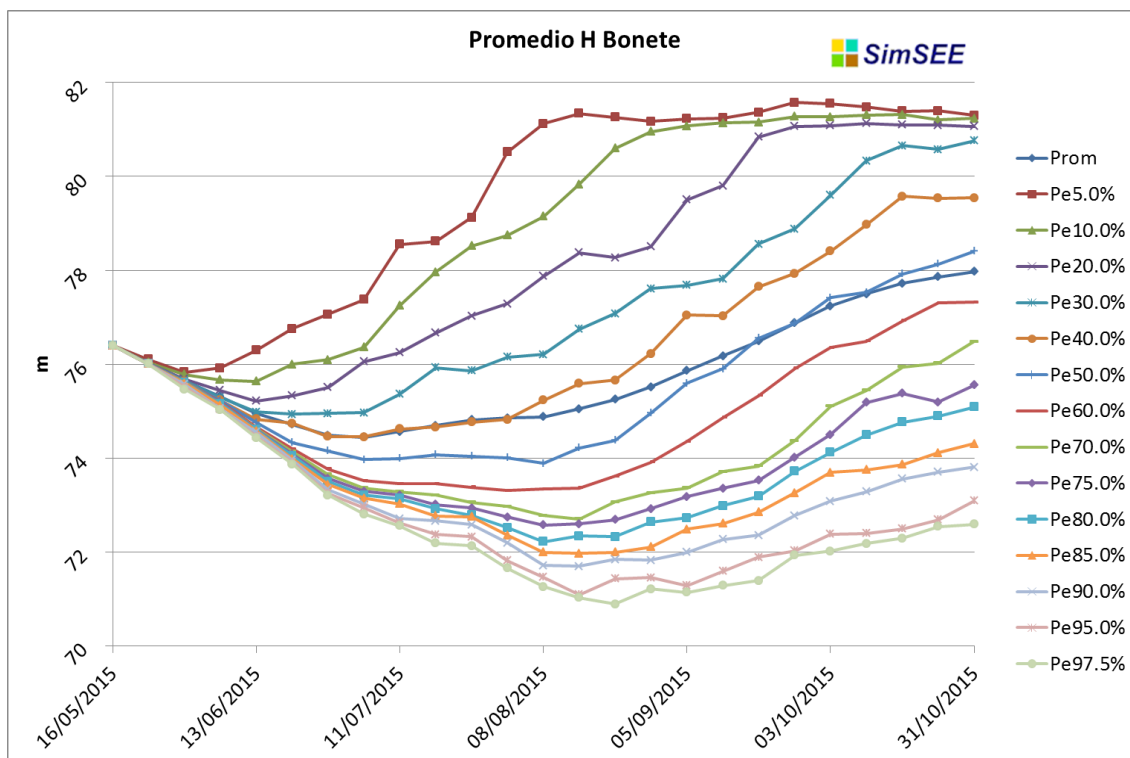


Fig. 1: Cota de Bonete. WTI 56 USD/bbl, CAR =0.2, CVaR (5%).

### 2.1.2) Costo Marginal.

En la Fig.2 se muestra la evolución proyectada del costo marginal del sistema en promedio y con diferentes cortes de probabilidad. Como se puede apreciar el costo marginal en valor esperado comienza del orden de 168 USD/MWh y a partir de mediados de junio comenzará a descender hacia los 60 USD/MWh hacia el final del período.

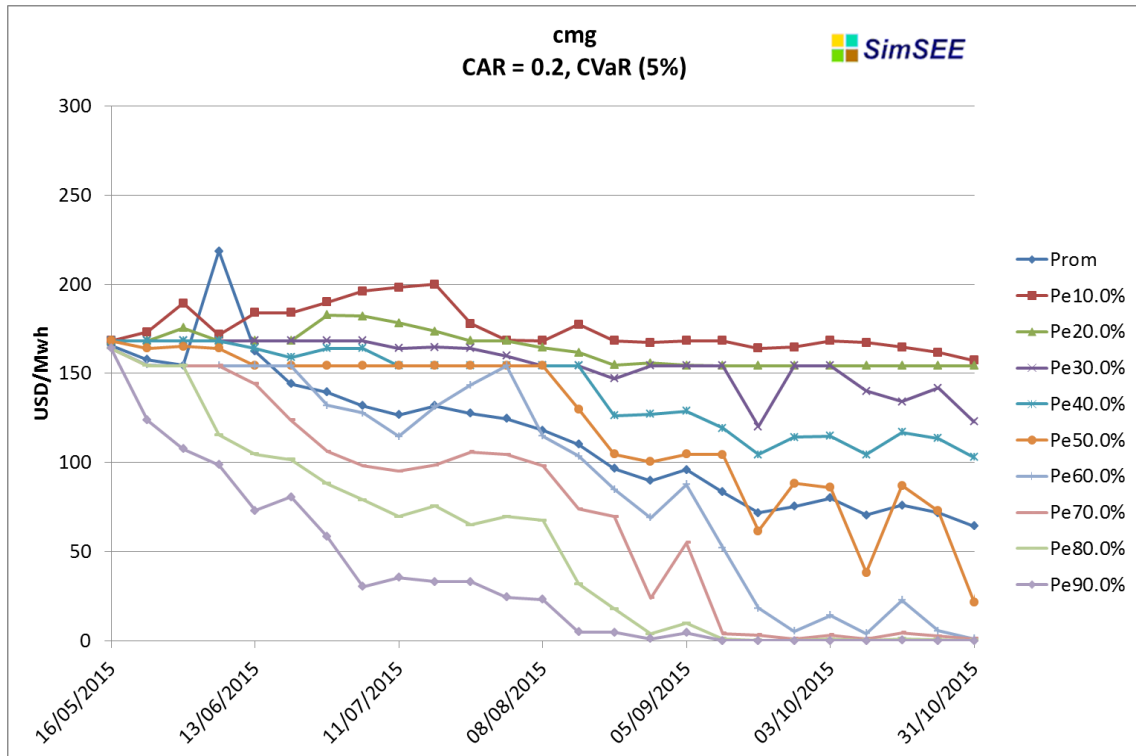


Fig. 2: Costo Marginal de generación. WTI 56 USD/bbl, CAR =0.2, CVaR (5%).

### 2.1.3) Valores del agua de Rincón de Bonete.

La Fig. 3 muestra los valores del agua del lago de Rincón de Bonete (Terra) en USD/MWh para según la cota del lago, la fecha del período y la Clase Hidrológica (o Estado Hidrológico). La Clase hidrológica identifica el estado del sistema de aportes a las represas y corresponden a cinco estados posibles equiprobables de la energía afluente esperable de dichos caudales. Las clases, de la 1 a la 5 corresponden a condiciones de Muy Seco, Seco, Medio, Húmedo y Muy Húmedo (cada condición con 20% de probabilidad).

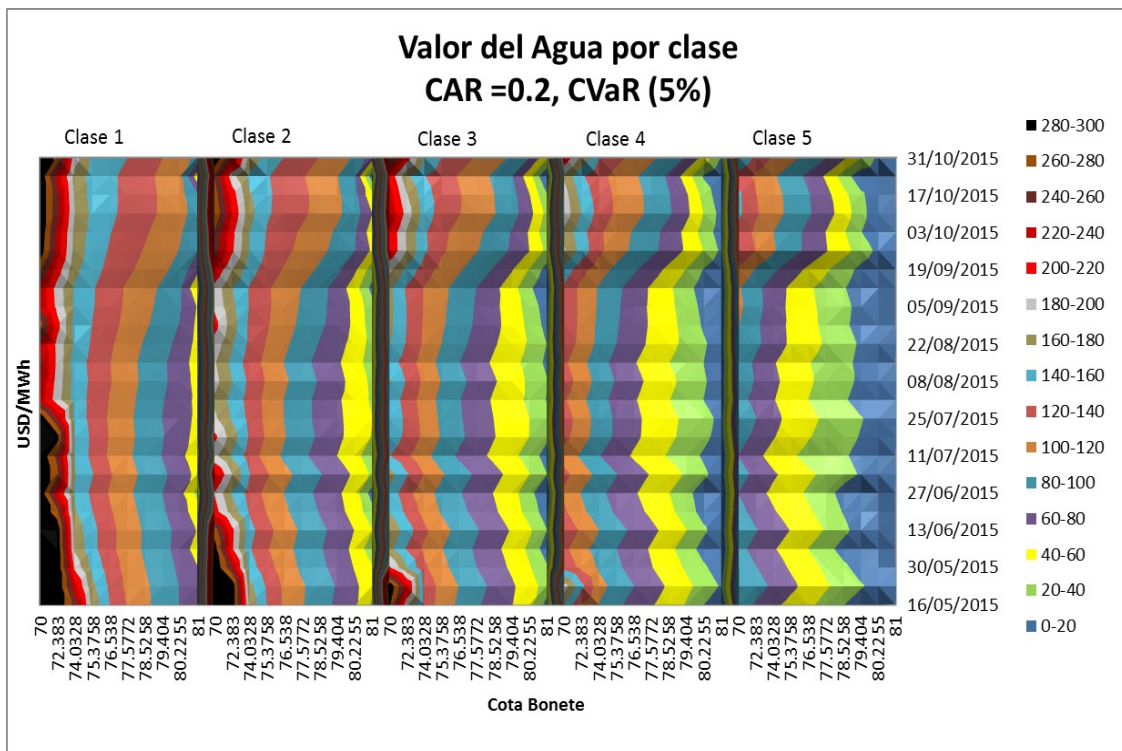


Fig. 3: WTI 56 USD/bbl, CAR = 0.2, CVaR (5%): Valor del agua según Estado Hidrológico.

Los motores de Central Batlle están considerados con un costo variable de 104.4 USD/MWh, las turbinas de gasoil entre 154 y 190 USD/MWh.

La Fig.3 permite observar según la fecha, la cota de lago (entre 70 y 81m en absicas en cada bloque) y la Clase hidrológica el valor del agua. En cada bloque (correspondiente a clase hidrológica) el color naranja (100-120) identifica la zona en que comenzaría el despacho de motores, el color celeste claro (140-160) donde comienza el despacho de las turbinas de gasoil más económicas (Punta del Tigre y APR) y el color gris (180-200) donde comenzaría el despacho de CTR. El color rojo (200-220) indicarían el despacho del primer escalón de falla.

Se recuerda que los valores del agua se suministran en forma gráfica solo a los efectos de referencia dado que para el seguimiento de la operación se pone a disposición de los agentes las Salas SimSEE detalladas utilizadas para esta programación estacional.

**2.1.4) Generación esperada por fuente.**

La Fig.4 muestra la generación esperada por fuente. Los excedentes exportables de origen hidráulico, eólico y solar, (color rosado en la parte duperior de la figura) crecen sustancialmente hacia la segunda mitad del año por el efecto de la demanda que decrece pasado el invierno, el aumento de la generación hidráulica en primavera y el aumento sustancial en la potencia eólica instalada.

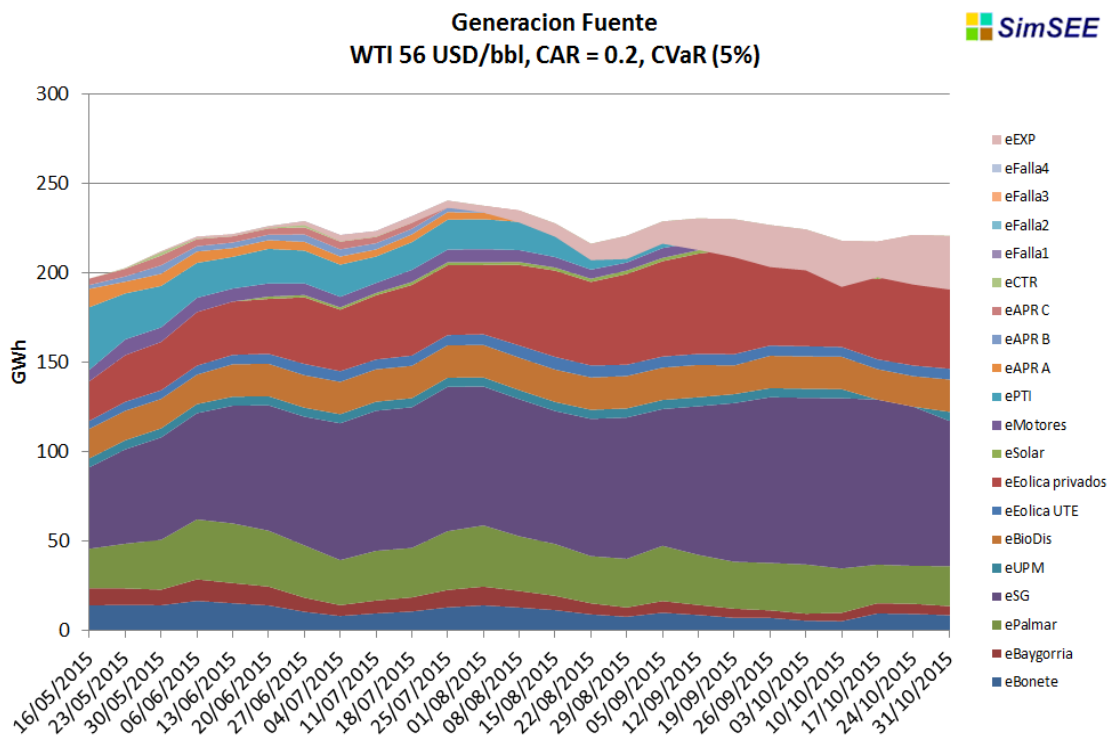


Fig. 4: WTI 56 USD/bbl, CAR =0.2, CVaR (5%): Generación promedio por fuente.

**2.1.5) Probabilidad de ocurrencia de cortes de energía (Falla 3+4).**

La Fig.5 se muestra los cortes de probabilidad de la energía acumulada de la suma de las fallas 3 y 4 para el conjunto de crónicas simuladas. Como se puede apreciar, solamente en el 2% de las crónicas simuladas se producen cortes de energía siendo el total acumulado del orden de los 28 GWh en todo el período.

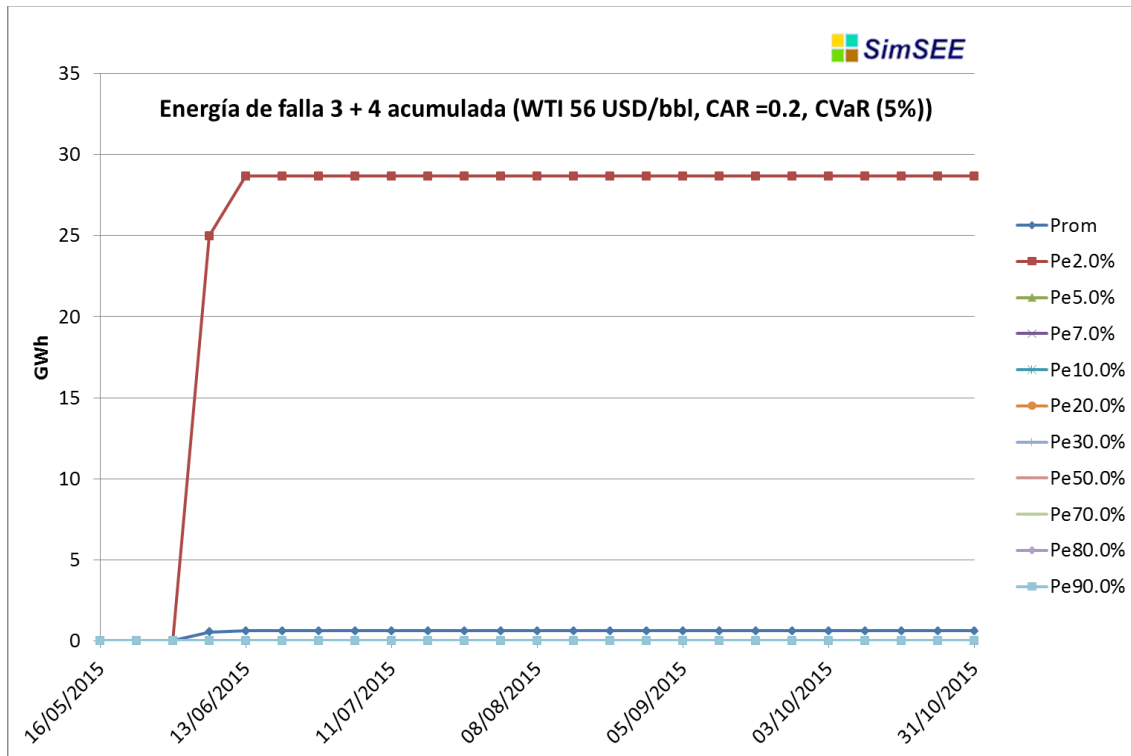


Fig. 5: WTI 56 USD/bbl, CAR =0.2, CVaR (5%): Energía acumulada de falla 3 + 4 según cortes de probabilidad.

## 2.2. Caso WTI variable según proyecciones EIA de Mayo 2015

Los siguientes resultados fueron obtenidos agregando la CAR a las salas SimSEE con precio del barril variable según proyecciones EIA. A diferencia de los resultados presentados en la sección anterior, en esta sección el precio del barril de petróleo está modelado como un proceso estocástico con los pronósticos de corto plazo de la EIA (ver sec. 6).

### 2.2.1) Cota del lago de Rincón de Bonete.

En la Fig. 6 se presentan los cortes de probabilidad de la evolución de la cota del lago de Rincón de Bonete para el período estacional. Como se puede apreciar, con probabilidad superior a 97.5% el lago es operado por encima de los 70m, lo que se considera una operación segura.

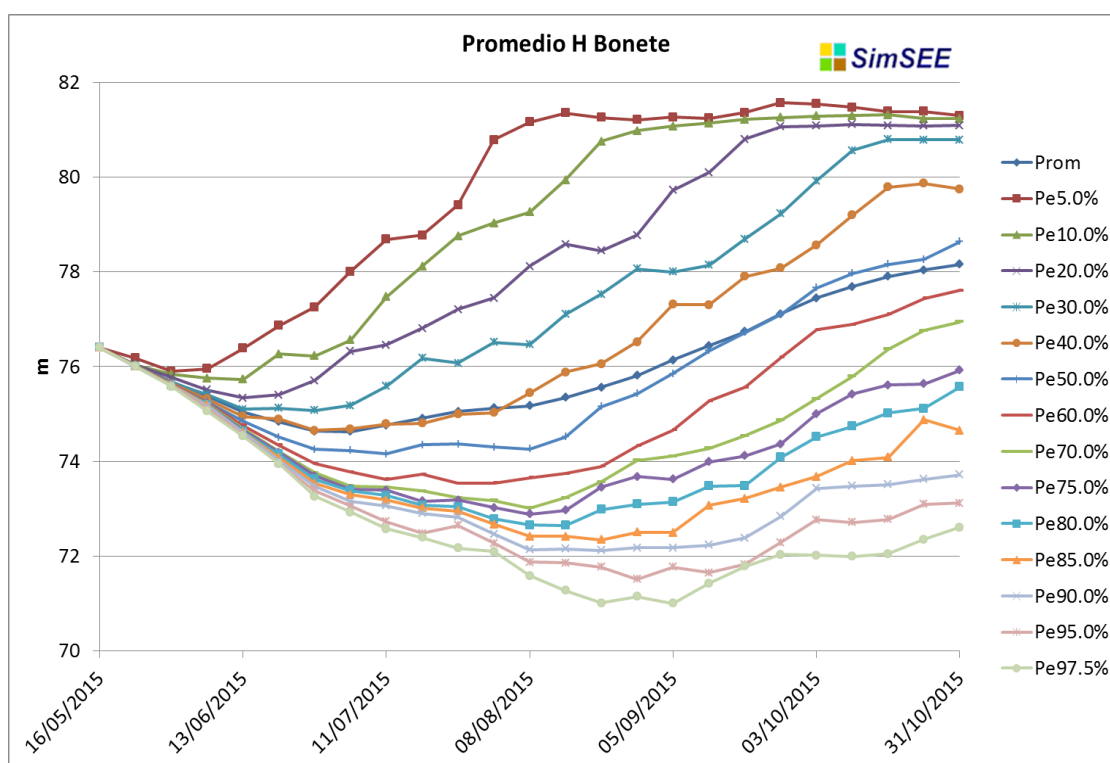


Fig. 6: Cota de bonete según cortes de probabilidad. WTI variable, CAR =0.2, CVaR (5%)



### 2.2.2) Costo Marginal.

En la Fig.7 se muestra la evolución del Costo Marginal de generación en valor esperado (serie “Prom”) y para diferentes cortes de probabilidad.

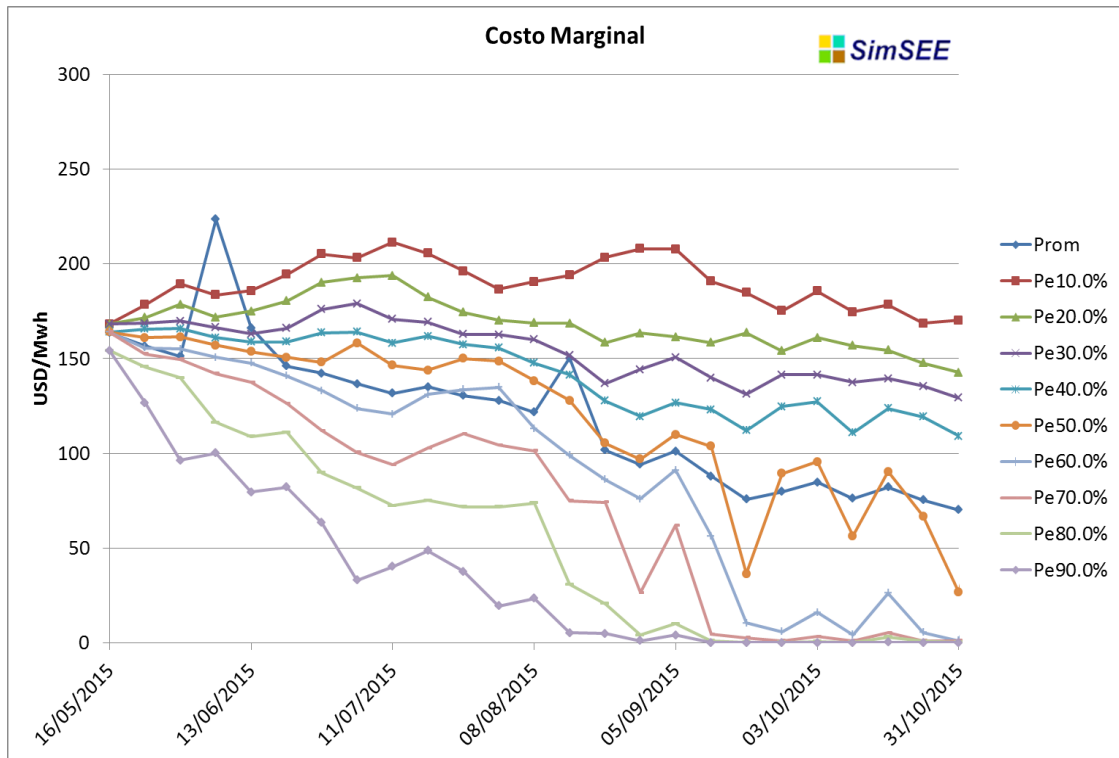


Fig. 7: Costos Marginal. WTI variable, CAR =0.2, CVaR (5%).

**2.2.3) Valores del agua.**

En la Fig.8, se presentan los valores de agua resultantes de la optimización para las 5 condiciones o Clases Hidrológicas: Muy seco, Seco, Medio, Húmedo y Muy Húmedo (de Clase 1 a 5 respectivamente), según la fecha, la cota del lago y el valor del precio de barril de petróleo WTI.

Se recuerda que los valores del agua se suministran en forma gráfica solo a los efectos de referencia dado que para el seguimiento de la operación se pone a disposición de los agentes las Salas SimSEE detalladas utilizadas para esta programación estacional.

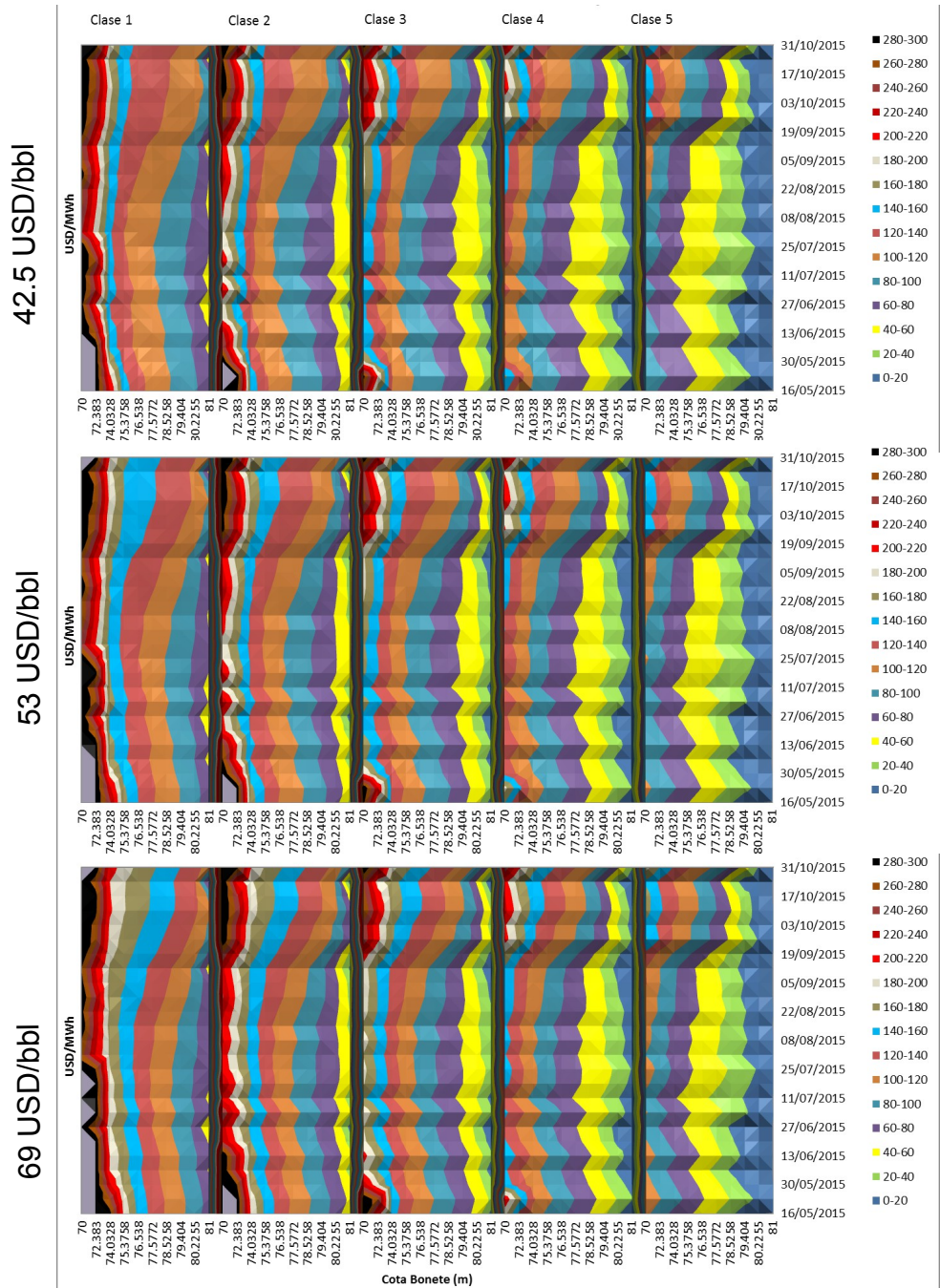


Fig. 8: Valor del agua de Bonete para diferentes cotas, clase hidrológica y precio del barril WTI.

**2.2.4) Generación por fuente.**

La Fig.9 muestra la generación por fuente esperada para el período. Se aprecia el aumento de los excedentes exportables hacia la segunda mitad del período (serie “eExp”, rosada en la parte superior de la figura).

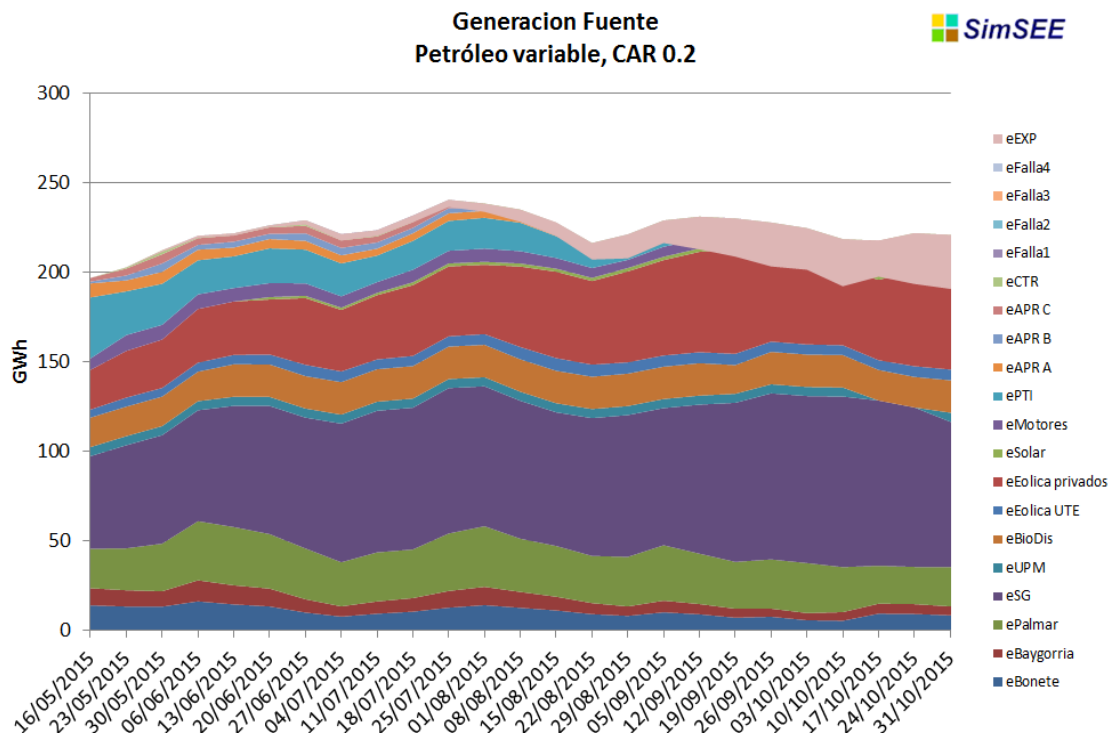


Fig. 9: Generación esperada por fuente. WTI variable, CAR =0.2, CVaR (5%)

### 2.2.5) Probabilidad de ocurrencia de cortes del suministro.

La Fig.10 muestra la evolución de la energía asociada a cortes (suma de fallas 3 y 4) para el período asociado a la programación estacional. Como se puede apreciar, de los cortes de probabilidad de excedencia mostrados, la probabilidad de cortes es inferior al 2% siendo la energía asociada a esa probabilidad (acumulada en el semestre) de 28 GWh.

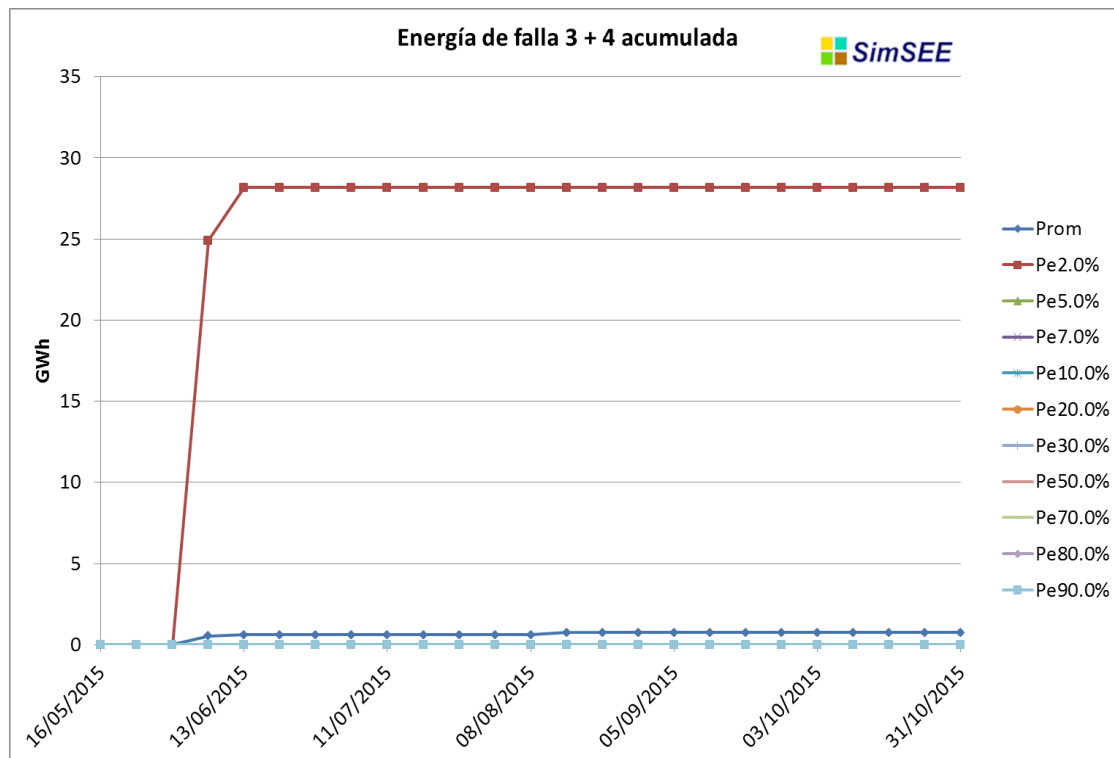


Fig. 10: Energía acumulada de falla 3 y 4. WTI variable, CAR =0.2, CVaR (5%)

### 3. Hipótesis detalladas.

A continuación se presentan las hipótesis elaboradas por Milena Gurín, Martín Pedrana y Hernán Rodrigo de la unidad PEG de UTE-Melilla en el marco del contrato de arrendamientos de servicios. Las mismas fueron elaboradas en coordinación con DNE-MIEM y ADME. (El documento completo elaborado por UTE se adjunta como ANEXO de este documento).

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:

- Conversora de Melo: Brasil pospuso para 2018 la realización de la línea Santa Rita - Medici, por lo que hasta esa fecha se estima que existirá un límite a la potencia efectiva a intercambiar de entre 200 y 300 MW. En los hechos, si bien se ha avanzado en los mecanismos de oferta entre los países, Brasil no ha tomado energía desde el sistema uruguayo a pesar de mantener el PLD elevado en su sistema.
- Proyecto de planta de regasificación, cuya entrada en servicio se estima para enero de 2017 (almacenamiento de 260000m<sup>3</sup>). No están definidos aun los términos del suministro de GNL, se estima que en contrato Take or pay el precio rondaría los 13 U\$S/MBTU y en el mercado spot los 16 U\$S/MBTU.

Teniendo en cuenta las dos funciones principales de la PES, valorizar el lago de Terra y tener escenarios base para estimar el presupuesto 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.

#### Principales Hipótesis:

- Usar un 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.
- La Sala B se considera una central de respaldo ante situaciones de emergencia (en caso de estar despachando falla) por lo tanto no se incluye en el modelado de las centrales disponible para el despacho óptimo.
- La 5ta y 6ta unidades de la Central Batlle están indisponibles, con perspectivas de continuar en esta situación por varios meses, no descartándose que continúen así por el resto del año. Esta indisponibilidad es relevante en cuanto a las perspectivas energéticas del sistema. Actualmente las Gerencias de Generación y Planificación de UTE están evaluando la situación de estas unidades a los efectos de proponer las acciones a tomar.



Mientras no se tenga una definición se resuelve representar 5ta y 6ta indisponibles hasta la salida de los mantenimientos previstos en el PAM, luego de los cuales regresan al servicio con 50% de disponibilidad.

- Dada la situación de los países vecinos, se modela el sistema sin intercambios hasta la semana 36 de 2016. A partir de ese momento se modela:
  - Brasil por Rivera: disponible fuera del invierno, 70MW con 90% de disponibilidad solo en los valles, a precio de PTA + 10%,
  - Brasil por Melo: seguimos el modelado en base a series crónicas en función de los PLDs del sistema Brasileiro:
    - 2016 con 200MW fuera del verano, 70% de disponibilidad y costo (Falla1 - 1) solo cuando el PLD en Brasil sea menor a 136 U\$/MWh
    - desde el 2017 idem pero con 300MW.
  - Argentina: fuera del verano y del invierno, con 200MW y 65% de disponibilidad a costo de (Falla 1 -1).
  - No se modela exportación, pero se identifican excedentes para una posible valoración de ingresos por exportación en la simulación.

La idea es no modelar recursos que no tienen aún definidos sus términos comerciales de explotación en base a conjeturas difíciles de sustentar. En cuanto aparezcan novedades se realizaría una reprogramación estacional incorporando al modelo los términos comerciales y técnicos que se hayan acordado.

Se realizan dos casos, el caso 1 con costos variables fijos en las unidades térmicas para todo el período y un caso 2 con los costos variables indexados a un índice de volatilidad de petróleo. En el caso 2 el costo "variable combustible" se considera calibrado para un precio del barril de petróleo WTI de 56 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 entorno de la tendencia).

### 3.1. Demanda y Falla

#### 3.1.1) Previsión de demanda

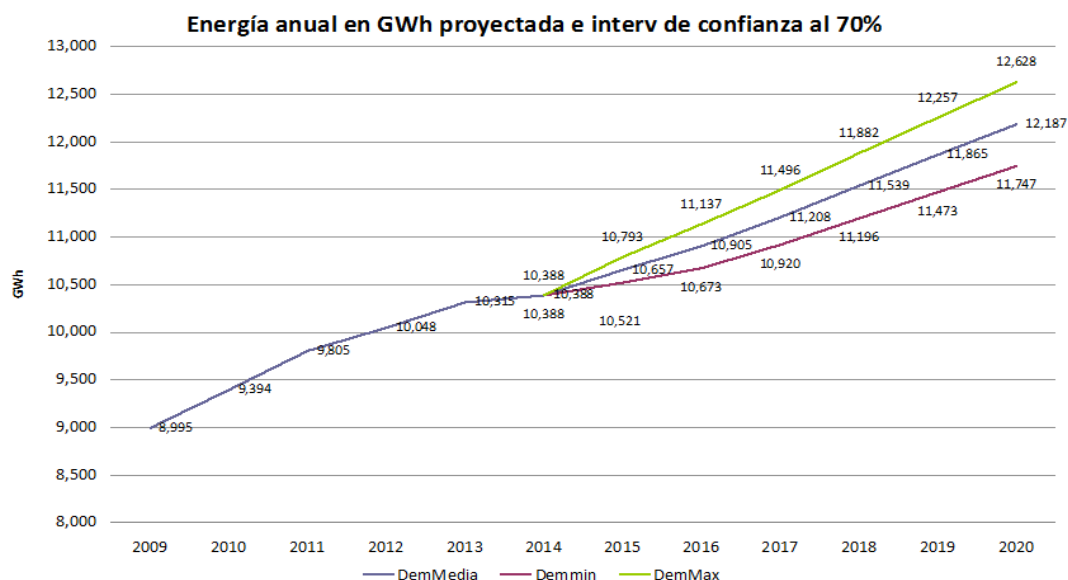
Energías en GWh							
Año	Tipo	Escenario		Escenario		Escenario	
		Base	Incremento	Bajo	Incremento	Alto	Incremento
2009	REAL	8,995	2.45%	8,995	2.45%	8,995	2.45%
2010	REAL	9,394	4.43%	9,394	4.43%	9,394	4.43%
2011	REAL	9,805	4.38%	9,805	4.38%	9,805	4.38%
2012	REAL	10,048	2.47%	10,048	2.47%	10,048	2.47%
2013	REAL	10,315	2.66%	10,315	2.66%	10,315	2.66%
2014	REAL	10,388	0.71%	10,388	0.71%	10,388	0.71%
2015	PREVISIÓN	10,657	2.59%	10,521	1.28%	10,793	3.90%
2016	PREVISIÓN	10,905	2.33%	10,673	1.45%	11,137	3.19%
2017	PREVISIÓN	11,208	2.78%	10,920	2.31%	11,496	3.22%
2018	PREVISIÓN	11,539	2.96%	11,196	2.53%	11,882	3.36%
2019	PREVISIÓN	11,865	2.82%	11,473	2.47%	12,257	3.16%
2020	PREVISIÓN	12,187	2.72%	11,747	2.39%	12,628	3.02%

Los datos presentados corresponden a la última proyección, realizada en mayo de 2015 con el modelo trimestral.

Con respecto a la duración de los postes, 1 y 2 corresponden al pico, 3 al resto y 4 al valle.

Los escenarios Alto y Bajo son los que determinan una banda de confianza del 70% de probabilidad.

Poste	Horas/semana
1	5
2	30
3	91
4	42



#### 3.1.2) Representación de la falla

Se muestra a continuación la representación de la falla (el valor de Falla 1 se ajustará un 10% superior al costo de generación de CTR).



Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 2	5517	208
Entre 2 y 7	15913	600
Entre 7 y 14.5	63120	2400
Entre 14.5 y 100	105200	4000

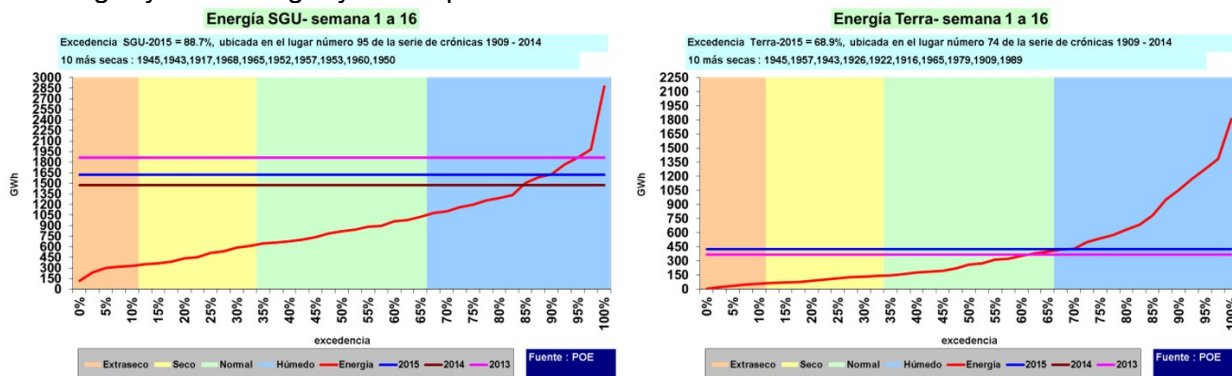
Tipo de cambio: 26,523  
BCU interbancario vendedor al 14/05/2015



### 3.2. Situación hidrológica y clima

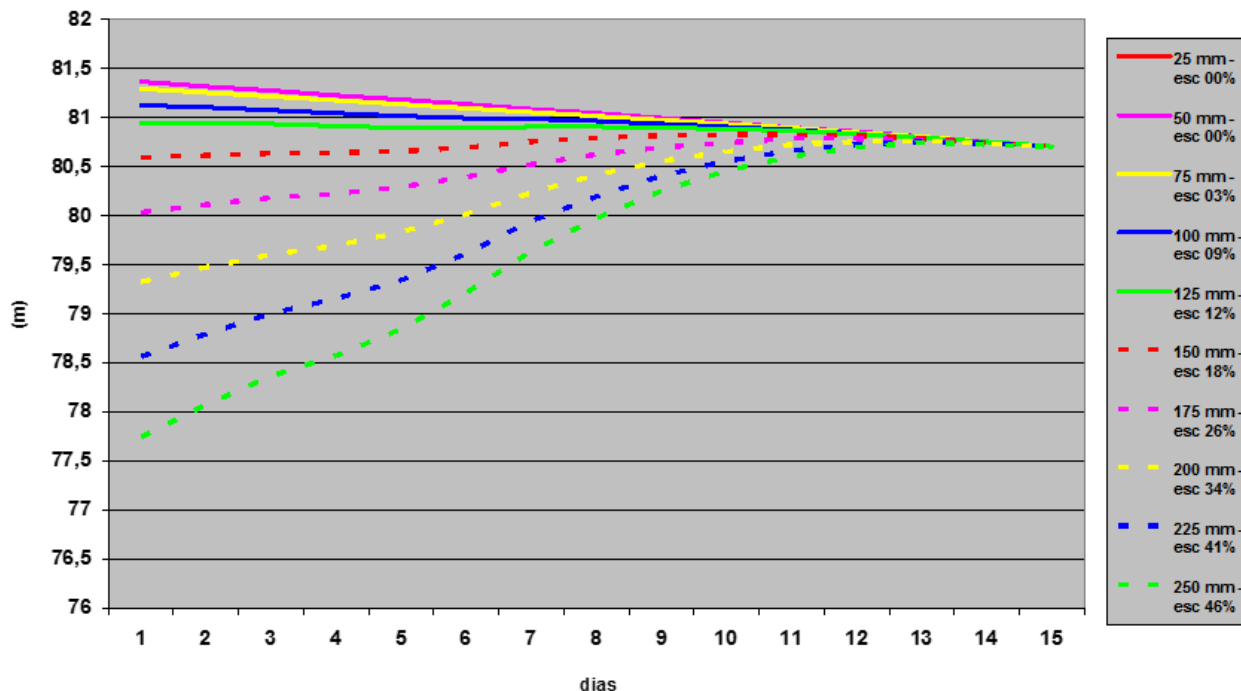
Se presenta en este apartado la situación actual y proyecciones climáticas para los meses venideros.

El sistema se encuentra en clase hidrológica 4 y continuará en ese nivel al menos por 3 semanas aun sin lluvias adicionales. Siguen gráficos con las excedencias de la energía afluente al río Negro y al río Uruguay en las primeras 16 semanas de cada año:



Las lluvias en lo que va del año para la cuenca del río Negro fueron altas en enero y muy bajas luego (ver el detalle en el cuadro siguiente). La situación hidrológica no se caracteriza como sequía meteorológica pues ello requiere un déficit de lluvias por 3 meses. De continuar la tendencia de las últimas semanas, a principios de mayo se declarará sequía.

Cota de Terra suponiendo turbinado 680 m<sup>3</sup>/s

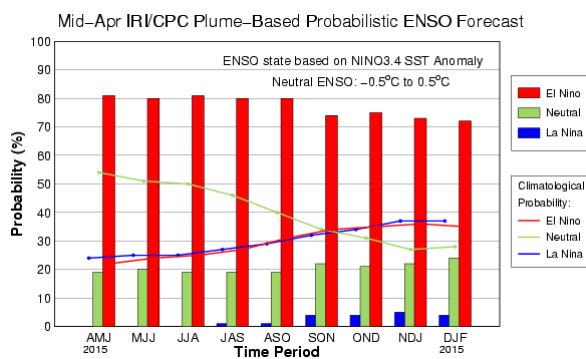
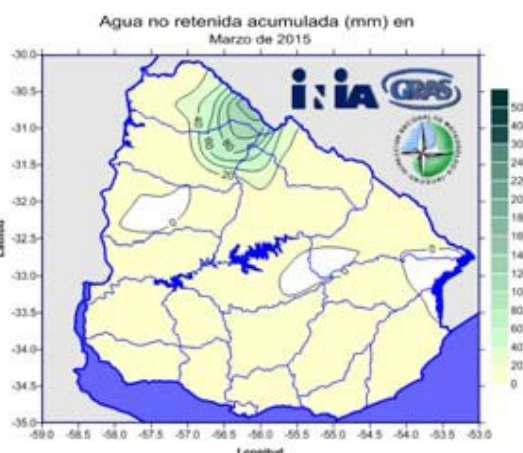
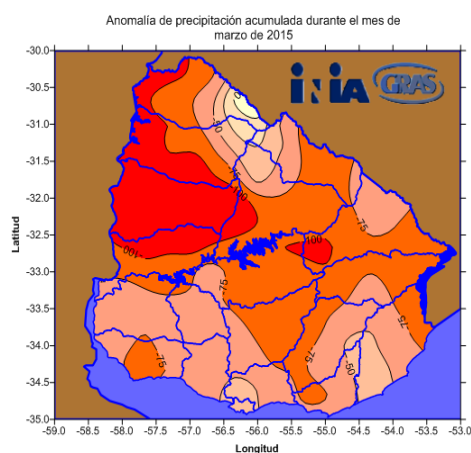


En el mediano plazo, la situación del terreno en la cuenca de Terra está determinada por las escasas lluvias registradas en los últimos meses. Al tratarse además de meses de verano

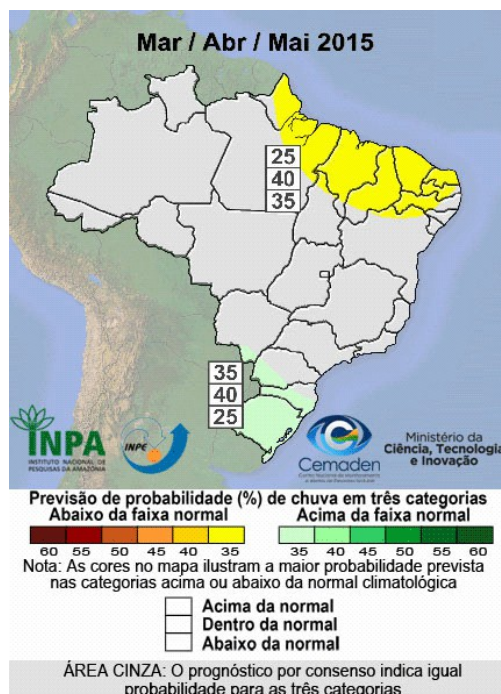
con altas temperaturas y por lo tanto alta evaporación los suelos están especialmente secos. En estas circunstancias será difícil que la eventual ocurrencia de lluvias en la cuenca se traduzca en aportes al embalse. A los efectos de ilustrar y dar una idea cuantitativa sobre este punto, se presenta la siguiente gráfica donde se muestra, aproximadamente, las lluvias necesarias para llenar el lago de Terra, para los escurrimientos esperados y diversas cotas del embalse. Se observa que para la situación actual (lago de Bonete aproximadamente en 76.4m) no es suficiente lluvias que totalicen 250mm para llenar el embalse.

El Océano Pacífico se encuentra en una condición de Niño, sin embargo el mismo es de magnitud débil. Es incierto qué efecto tendrá ello en las precipitaciones de los próximos meses.

**Anomalía de precipitación y agua no retenida en suelos (Fuente INIA, marzo de 2015)**



Si bien las probabilidades de que continúe instalado el fenómeno de El Niño rondan el 80% para los meses venideros y a pesar de que la mayoría de los modelos sugieren un fortalecimiento en los meses venideros a partir del actual nivel débil, existe mucha incertidumbre asociada a las proyecciones realizadas a esta altura del año, por lo cual no se tiene mucha confianza en que ese fortalecimiento se dé efectivamente.



**Según CPTEC:**



Para las regiones sureste y sur se esperan temperaturas dentro de la media histórica para los próximos trimestres.

En cuanto a las precipitaciones, en el sureste se espera equiprobabilidad para los tres terciles y para la zona sur se espera mayor probabilidad para lluvias encima de lo normal y normal (35%, 40% y 25 % de probabilidad para cada tercil).

### 3.3. Combustibles.

#### 3.3.1) Proyección de precios.

El pronóstico de precio del barril de petróleo se obtiene de la página de la EIA (US Energy Information Administration). Hoy el barril de crudo WTI se encuentra aproximadamente a 56 USD/barril. Se resuelve considerar un valor base de 56 USD/barril. Se supondrá disponibilidad nula de gas natural argentino para PTA.<sup>1</sup>

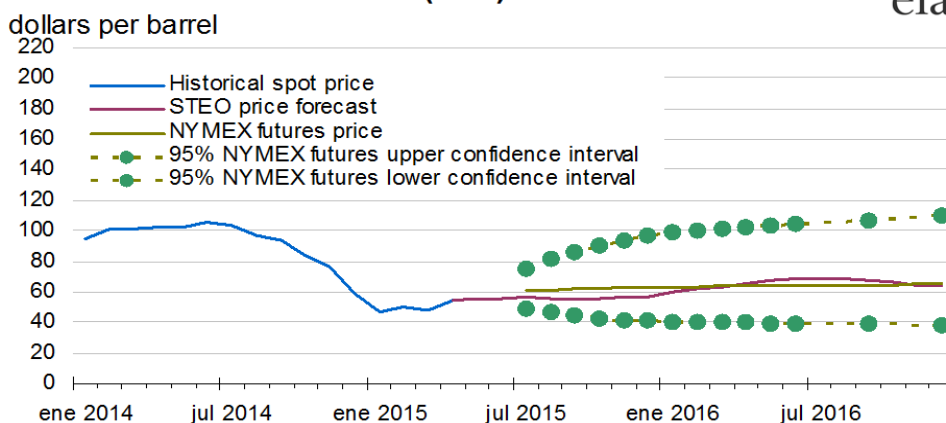
A partir de este valor se estima un diferencial por tipo de combustible derivado y se incorporan los costos de internación proporcionados por ANCAP.

Valores resultantes:

REF WTI (US\$/Barril):		56	
Combustibles	U\$/m3	Densidad	U\$/T
Gasoil	547.3	0.845	647.7
Fueloil	383.2	1.030	372.0
Fueloil Motores	414.7	1.010	410.6

La referencia para el valor del crudo Brent se estima en el entorno de 5 U\$/barril por encima del WTI, según valores actuales.

#### West Texas Intermediate (WTI) Crude Oil Price



Note: Confidence interval derived from options market information for the 5 trading days ending May, 2015. Intervals not calculated for months with sparse trading in near-the-money options contracts. Source: Short-Term Energy Outlook, May 2015.

<sup>1</sup> Se comenta que a los precios actuales en que llegaría el G.N. desde Argentina el costo de la generación con gas en PTA es del orden de la generación con Gas Oil, e incluso algo superior.

### 3.3.2) Gas Natural.

Dado que aún no se cuenta con definiciones comerciales respecto al suministro de GNL y a que la fecha de entrada en servicio de la planta todavía presenta incertidumbre, no se representa disponibilidad de G.N.<sup>2</sup>.

### 3.3.3) Combinación de casos a analizar - demanda/combustible

Se realizará un solo caso correspondiente a un incremento en la demanda de 2015 igual a 2.59% y con un precio WTI de 56 USD/barril.

## 3.4. Parque térmico

### 3.4.1) 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 datos de UTE (en la semana 23 de 2016 se espera la entrada en servicio de la primera turbina (177 MW), quedando para la semana 36 de 2016 el ingreso al sistema de la segunda turbina (177MW) y la combinación del ciclo para la semana 23 de 2017 -incrementándose la potencia a 532 MW, con una disponibilidad del 90% y una vida útil de 20 años, costos operación y mantenimiento aproximadamente 5 US\$/MWh operando con gas oil - se prevé en la semana 23 de 2017).

Una central de APR se modela disponible hasta la entrada la primera turbina del Ciclo Combinado y las dos centrales de APR restantes hasta la entrada de la segunda.

En las tablas siguientes se supone generación en base a Gas Oil y Fuel Oil.

Valores a ingresar en el modelo, WTI 56 U\$/bbi								
Unidad	Potencia pleno PCN (MW)	PminTH (MW)	Consumo específico carga pleno gr/kWh	Consumo específico carga mínima gr/kWh	Variable Combustible U\$/MWh	Variable No Combustible U\$/MWh	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
C. Battle Motores	10.0	1.0	224.62	224.62	92.2	12.2	104.4	104.4
C. Battle Sala B	50.0	20.0	359.56	471.50	133.8	10.7	144.5	186.1
C. Battle Unidad 5	65.0	20.0	297.80	346.90	110.8	13.5	124.3	142.6
C. Battle Unidad 6	113.0	30.0	289.68	374.90	107.8	12.1	119.9	151.6
PTA	48.0	15.0	224.64	348.19	145.5	8.7	154.2	234.2
CTR	104.0	20.0	285.75	585.79	185.1	4.2	189.3	383.6
TGAA	20.0	10.0	375.43	469.29	243.2	3.7	246.9	307.7
APR A	22.0	0.3	237.90	5412.23	154.1	10.0	164.1	3515.5
APR B y C	24.0	0.3	244.40	6048.90	158.3	10.0	168.3	3927.8
PTB - ciclo combinado	177.0	30.0	241.10	241.10	156.2	5.0	161.2	161.2

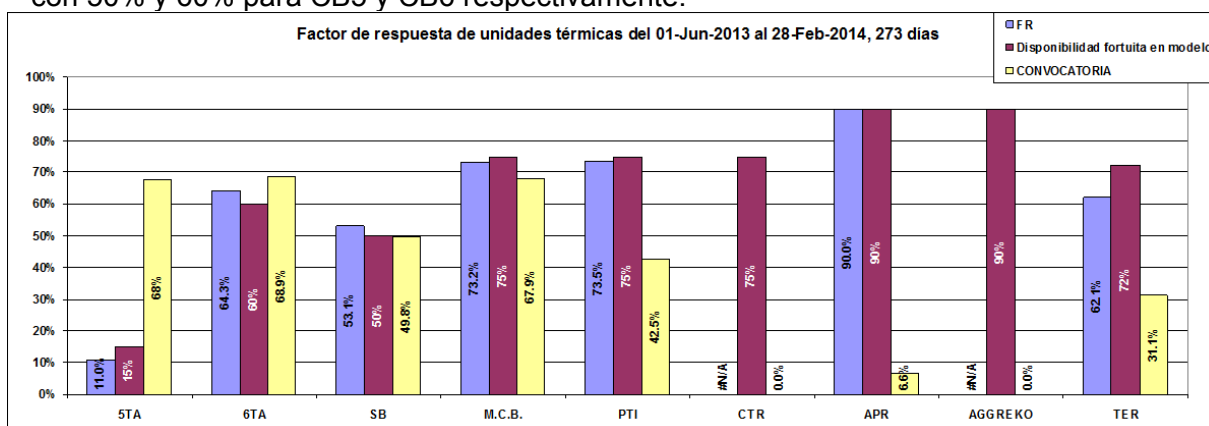
En cuanto a las unidades APR, los valores presentados corresponden a un consumo en vacío equivalente al 25% del consumo pleno.

- 2 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.

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

- En cuanto a las unidades de generación hidráulicas se propone mantener los valores estándar utilizados en programaciones anteriores, 99%.
- Dado que en el verano de 2015 el tiempo de convocatoria de las unidades térmicas fue casi nulo, debido a la alta hidraulicidad, se decide utilizar el mismo período que se usó para calcular los valores de factores de respuesta para el PAM Abril-Setiembre 2015.

En rojo se muestran los valores propuestos para uso en los modelos como disponibilidad fortuita, salvo para el caso de las unidades turbo vapor de Central Batlle que se consideran indisponibles hasta la ejecución de los mantenimientos mayores, regresando a la operación con 50% y 60% para CB5 y CB6 respectivamente.



Se adoptó la siguiente tabla de valores base para la indisponibilidad fortuita.

	CBO Motores	Punta de Tigre	CTR La Tablada	APR A	APR B y C
Coef de Disponibilidad (%)	75%	75%	75%	90%	90%

### 3.4.3) Mantenimiento programado

De acuerdo a las solicitudes de mantenimiento presentadas por los generadores para el PAM de abril 2015, se representa el mantenimiento programado según el siguiente detalle tanto para optimización como para simulación.

#### 3.4.3.A) Unidades de Generación Térmica de UTE

En la figura siguiente se indica el plan de mantenimiento programado sugerido para el período abril 2015- diciembre 2016 de las unidades térmicas de UTE, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- La 5ta unidad de Central Batlle se modela indisponible hasta el mantenimiento mayor de marzo-mayo de 2016. Vuelve con una disponibilidad de 50%.









Biomasa (por entrar)		
Nombre	200 MW: Biomasa 1ra etapa	Lumiganor
Ubicación		Treinta y Tres
Tipo de fuente primaria	Biomasa	Biomasa
Fecha entrada parcial.	11/03/2017	02/01/2016
Potencia entrada parcial [MW]	40	10
Factor de uso entrada parcial	50%	70%
Potencia media efectiva [MW]	20	7
Fecha de ingreso total al sistema	10/03/2018	30/06/2018
Potencia disponible final (MW)	40	20
Factor de uso entrada final	70%	70%
Potencia media efectiva [MW]	28	14

### Montes del Plata:

Según información recibida se representa de la siguiente manera:

50 MW hasta la semana 14 de 2015.

60 MW hasta la semana 24 de 2015, luego pasa a 70MW.

## 3.7. Eólica.

### 3.7.1) Potencia eólica en operación.

EXISTENTES			
Parque	Año	Semana	POTENCIA
AGROLAND	2008	18	0.25
CARACOLES 1	2009	6	10
CARACOLES 2	2010	25	10
CUCHILLA DEL PERALTA I	2014	19	50
ENGRAW	2012	48	3.6
JUAN PABLO TERRA	2014	36	30
JUAN PABLO TERRA	2014	38	34.8
LUZ DE LOMA	2014	35	20
LUZ DE MAR	2014	35	18
LUZ DE RIO	2014	30	50
MINAS I	2014	35	42
NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2	2009	48	4
PARQUE EÓLICO FLORIDA I	2014	35	50
PARQUE EÓLICO LIBERTAD	2014	29	7.75
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	2008	29	7.8
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	2011	14	17.2
PARQUE EÓLICO MALDONADO	2014	14	50
SANTA FE	2013	30	0.9
TALAS DEL MACIEL II	2015	1	50
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	2015	17	65.1
<b>TOTAL</b>			<b>521.4</b>

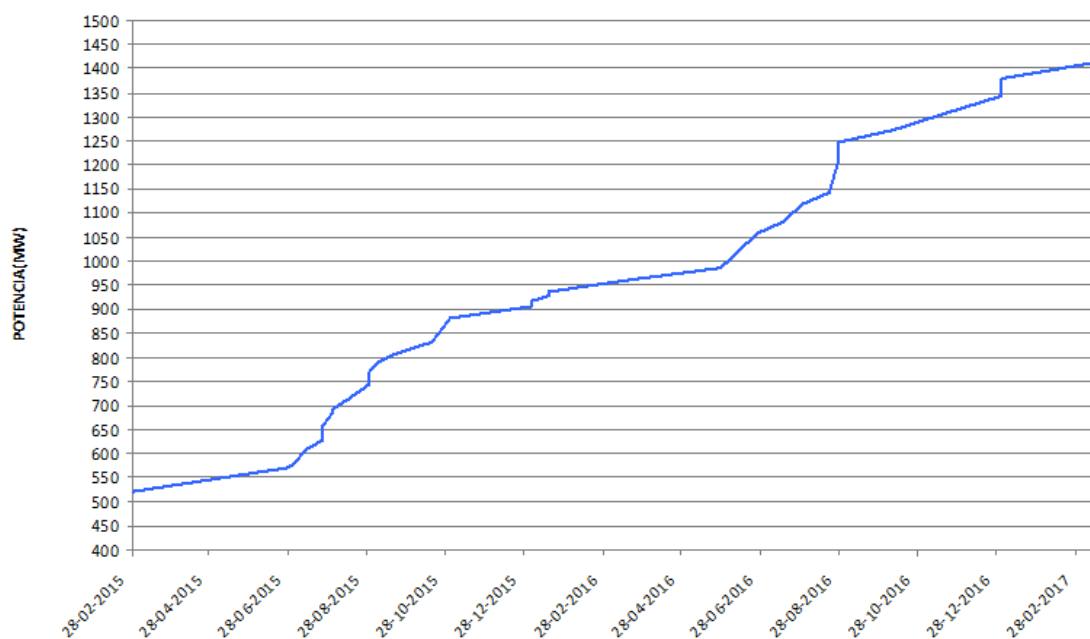
### 3.7.2) Potencia eólica en proceso de incorporación.

EXPANSION			
Parque	Año	Semana	POTENCIA
ARIAS	2017	1	35
ARIAS	2017	12	36
PALOMAS	2016	31	35
PALOMAS	2017	1	36
PAMPA	2016	26	70
PAMPA	2016	35	70
VALENTINES	2016	35	35
VALENTINES	2016	47	35

EXPANSION			
Parque	Año	Semana	POTENCIA
Julieta	2015	30	4
Rosario	2015	31	9
Ventus 1	2015	27	9
18 de Julio	2016	3	10
Villa Rodriguez	2016	3	10
María Luz	2016	1	10

EXPANSION			
Parque	Año	Semana	POTENCIA
MELOWIND	2015	31	25
MELOWIND	2015	43	25
PARQUE CERRO GRANDE	2016	29	25
PARQUE CERRO GRANDE	2016	41	25
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	2015	33	25
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	2015	35	25
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	2015	36	20
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	2015	38	20
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	2016	22	25
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	2016	34	25
PARQUE EÓLICO KIYÚ	2015	30	24
PARQUE EÓLICO KIYÚ	2015	42	24.6
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	2016	1	25
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	2016	12	25
PERALTA 1 GCEE	2015	28	25
PERALTA 1 GCEE	2015	30	25
PERALTA 2 GCEE	2015	35	25
PERALTA 2 GCEE	2015	44	25
TALAS DEL MACIEL I	2015	26	50

### 3.7.3) Potencia Eólica acumulada:



### 3.8. Moto generadores.

	UTE Diesel	Zendaleather
NOMBRE		
UBICACIÓN	VARIOS	MONTEVIDEO
TIPO DE FUENTE PRIMARIA	Fósil	Fósil
<b>AÑO</b> DE INICIO	2005	2008
<b>SEMANA</b> DE INICIO	1	6
<b>POTENCIA</b> DISPONIBLE MW	6.0	3.20
<b>FACTOR</b> DE UTILIZACIÓN	2%	25%

### 3.9. Solar fotovoltaica.

Se espera tener 50 MW disponibles a partir del 15/06/2015 (proyectos en fondo oscuro en la tabla que sigue), 60MW a partir del 15/07/2015 y luego aumentarían a 225 MW el 15/10/2015. A continuación se presenta una tabla con los proyectos considerados.

Central Generadora	Agente Generador	Pot. Instalada (MW)	Situación firma de Contrato (*)
LA JACINTA	JACINTA Solar Farm (ex Fotowatio)	50	Firmó Contrato 30/6/2014
DEL LITORAL	JOLIPARK S.A.	16	Firmó Contrato 9/10/2014
EL NARANJAL A	COLIDIM S.A.	25	Firmó Contrato 9/10/2014
EL NARANJAL B	COLIDIM S.A.	25	Firmó Contrato 9/10/2014
MENAFRA SOLAR	GIACOTE S.A. (Young)	20	Firmó Contrato 13/10/2014 (**)
ARAPEY SOLAR	GIACOTE S.A. (Arapey)	10	Firmó Contrato 13/10/2014 (***)
SET ARTIGAS	ALTO CIELO (ex GIACOTE S.A) (Artigas)	5	Firmó Contrato 13/10/2014
SET TOMÁS GOMENSORO	ALTO CIELO (ex GIACOTE S.A). (T. Gomensoro)	5	Firmó Contrato 13/10/2014
SET RIVERA	ALTO CIELO (ex GIACOTE S.A) (Rivera)	5	Firmó Contrato 13/10/2014
SET TECUAREMBÓ	ALTO CIELO (ex GIACOTE S.A.) (Tacuarembó)	5	Firmó Contrato 13/10/2014
YARNEL	YARNEL S.A.	9.5	Firmó Contrato 13/10/2014 (****)
NATELU	NATELU S.A.	9.5	Firmó Contrato 13/10/2014 (****)
CASALCO	CASALCO S.A.	1.75	Firmó Contrato el 12/08/2014 (*)
RADITON	RADITON S.A.	8	Firmó Contrato el 12/08/2014 (*)
DICANO	DICANO	11.25	feb.2013- conv firmó agosto 2013
FENIMA	FENIMA	9.5	
PETILCORAN	PETILCORAN	9.5	

### 3.10. Red de Trasmisión.

No se tiene fecha confirmada para los trabajos de mantenimiento sobre los interruptores de 500kV de la subestaciones del SIN.

Se quemó la fase S de transformador de 500kV de la subestación MVA, se estima que el restablecimiento de la situación normal pueda demorar varias semanas. Mientras se mantenga la anomalía será necesario el despacho forzado de unidades a Gasoil a los efectos de inyectar potencia en 150kV, sin embargo sería solo durante algunas horas del día por restricciones de red.

### 3.11. Comercio internacional.

#### 3.11.1) Importación Contingente.

Dada la situación de los países vecinos, en el caso base se modela el sistema sin intercambios hasta la semana 36 de 2016. A partir de ese momento se modela tal como se detalla a continuación.

#### 3.11.2) Modelado de Importación.

- Importación Argentina:  
Fuera de las semanas 48 a 10 (verano) y semanas 18 a 40 (invierno).



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

- Importación Conversora Melo:  
Se modela en base a series crónicas en función de los PLDs del sistema Brasileiro.  
Hasta fines de 2016 fuera de las semanas 48 a 10 (verano).  
70% de disponibilidad.  
200MW a Costo Variable como falla1 – 1 U\$/MWh (el valor de falla 1 se establece como el de CTR+10%) solo cuando el PLD en Brasil sea menor a 136 U\$/MWh  
A partir de 2017 idem pero con 300MW.
  
- Importación a través de Conversora de Rivera  
Semanas 1 a 17 y 41 a 52 en horas valle (poste 4)  
70 MW a costo de PTA +10%  
90% de disponibilidad

### 3.11.3) Exportación.

Se permite sólo la exportación de excedentes de energía hidráulica no embalsable y eólica en las siguientes condiciones:

Potencia máxima de exportación, 2000 MW en todos los postes. Precio 1 U\$/MWh. La idea es identificar excedentes para una posible valoración de ingresos por exportación en la simulación. Se modela con factor de disponibilidad 1 para evitar recortes en la generación no gestionable.

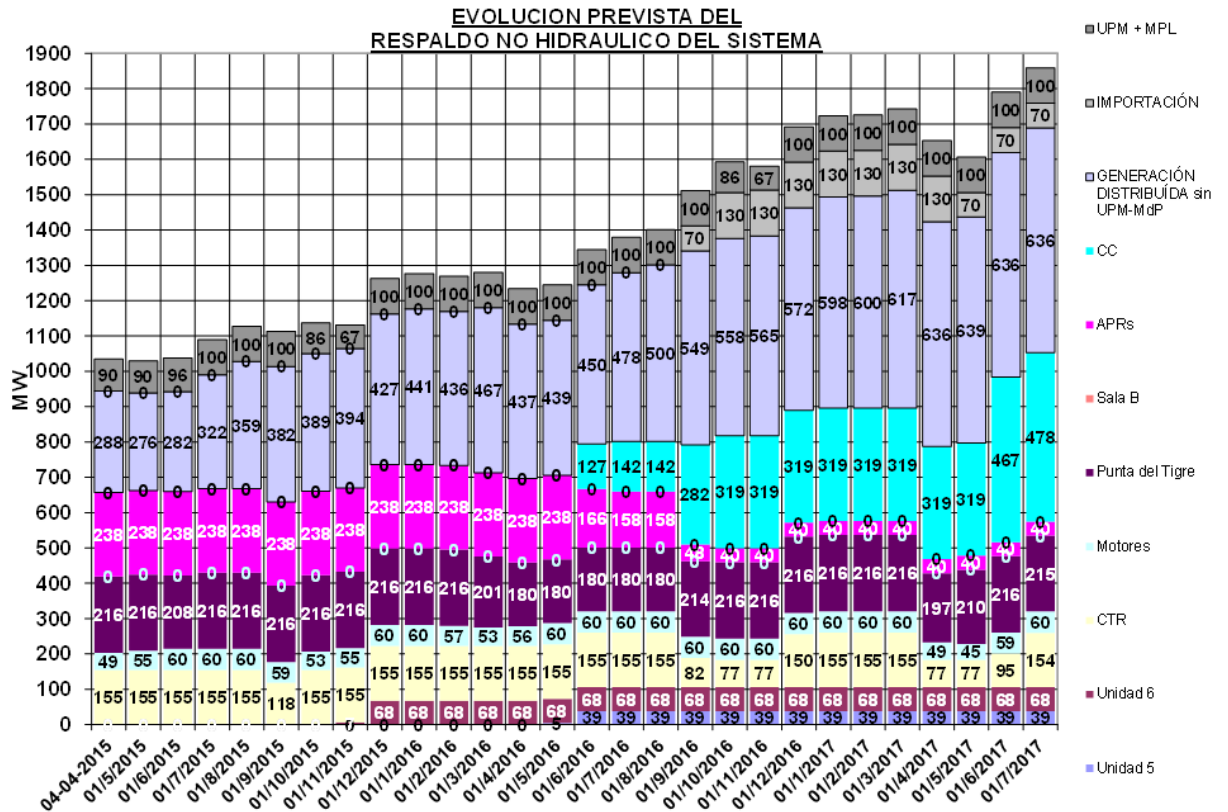
## 3.12. Estado inicial del sistema.

- Semana inicio 20/2015 (16/05/2015).
- Cotas de inicio  
Terra: 76.4 m (estimada)
- **Resultados Período de Simulación:** Semanas 20/2015 a 43/2015.
- **Período de Optimización:** 2015-2018



### 3.13. Respaldo no hidráulico del sistema

Se muestra a continuación el respaldo no hidráulico previsto en el caso base para los próximos años:



## 4. Caso de estudio: Optimización sin Aversión al Riesgo.

Esta sección contiene los resultados que se obtienen al realizar la optimización SIN Aversión al Riesgo. Se analizan los dos casos modelados correspondientes a considerar un valor fijo del barril de petróleo de 56 USD/bbl o modelar dicho precio como un proceso estocástico durante el período estacional.

### 4.1. Caso WTI fijo a 56 USD/bbl

#### 4.1.1) Evolución de la cota de Bonete.

La Fig.11 muestra la evolución de la cota del lago de Rincón de Bonte (Terra) en valor esperado (serie "Prom" color azul) y para diferentes cortes de probabilidad. Como se puede apreciar, mirando la curva naranja de probabilidad de excedencia 85% se alcanza el fondo del lago (70 m) con probabilidad 15% en las 7 semanas que comienzan el 8/8. Esta operación implica un riesgo elevado en comparación con la operación con Aversión al Riesgo mostrada en la Fig.1.

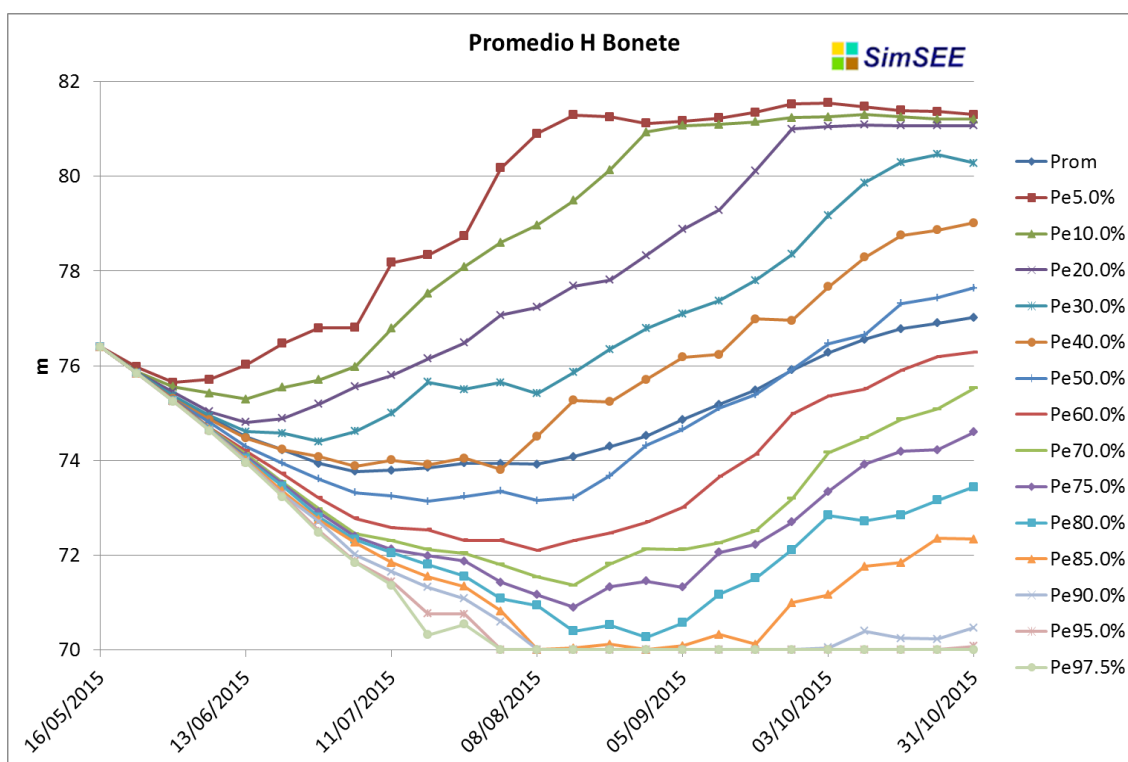


Fig. 11: Evolución cota de Bonete, Sin Aversión al Riesgo, WTI = 56 USD/bbl



### 4.1.2) Costo marginal.

La Fig.12 muestra la evolución del costo marginal de generación en valor esperado y para diferentes cortes de probabilidad correspondiente a la operación con optimización sin aversión al riesgo y con precio fijo del barril de petróleo de 56 USD/bbl. Como se puede apreciar comparando la Fig.12 con la Fig.2 el costo marginal de generación es esencialmente el mismo con la operación con y sin aversión al riesgo.

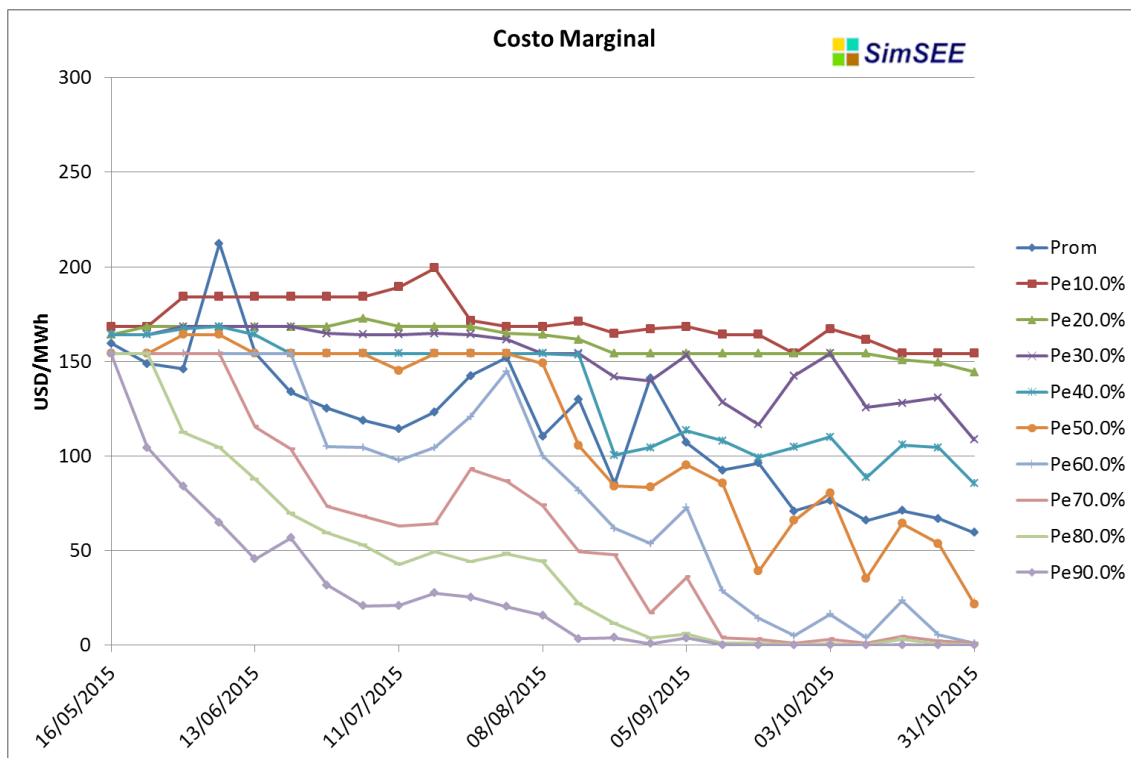


Fig. 12: Costo Marginal, Sn Aversión al Riesgo, WTI fijo 56 USD/bbl.

Figura 1. WTI fijo 56 USD/bbl: Costos marginales del sistema para Pe de 10% a 90% y promedio.

### 4.1.3) Valor del Agua de Bonete.

La Fig.13 muestra el valor del agua de Bonete para diferentes cotas en cada Clase Hidrológica. Si se compara esta figura con la correspondiente de la optimización con aversión al riesgo (ver Fig.3) se observa que el despacho de las térmicas se produce con la optimización adversa al riesgo (Fig.3) en cota superiores del lago (para la misma clase hidrológica) respecto de la cota en la que se despacha en la operación sin aversión al riesgo (Fig.13); lo que es consistente con el manejo del lago

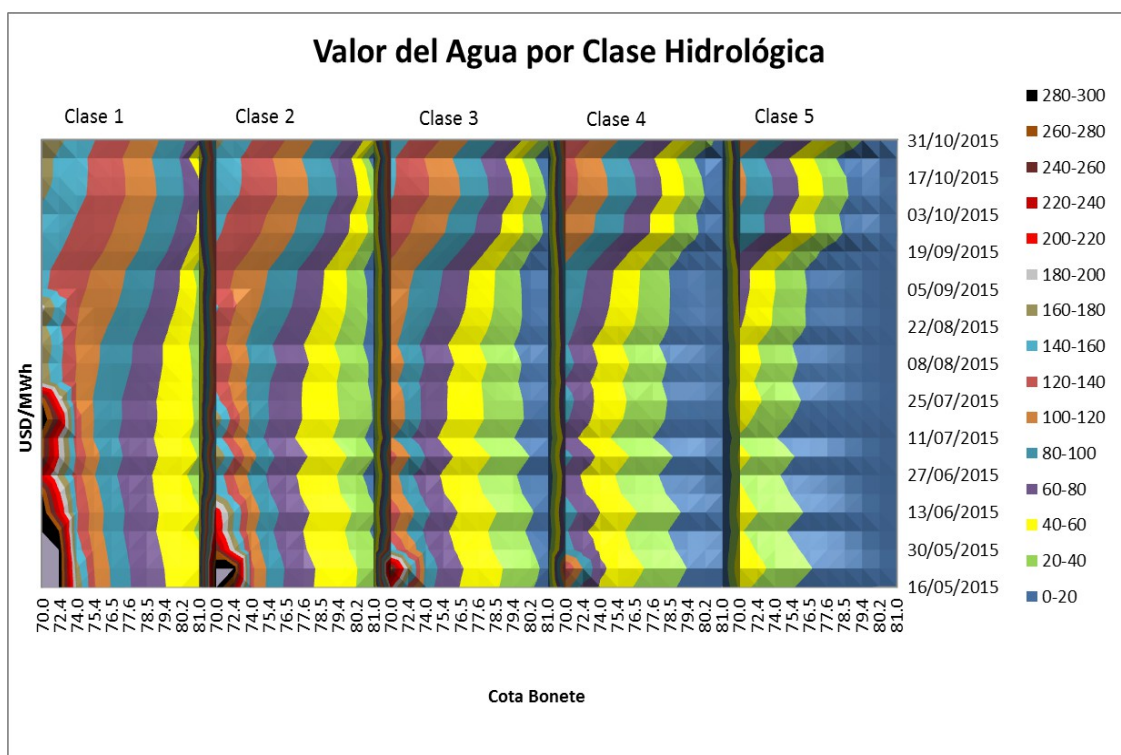


Fig. 13: Valor del agua de Bonete. WTI fijo 56 USD/bbl.

#### 4.1.4) Generación esperada por fuente.

La Fig.14 muestra la generación esperada por fuente. Al igual que en el caso de la optimización con aversión al riesgo (ver Fig.4) se verifican excedentes exportables sobre la segunda mitad del período. En este caso sin aversión al riesgo (Fig. 14) la generación térmica es algo inferior en la primer mitad del período y los excedentes exportables algo inferiores en la segunda mitad del período respecto de la operación con aversión al riesgo (Fig.4); comportamiento consistente con guardar el agua en la operación aversa al riesgo que lleva a un mayor uso de centrales térmicas al inicio y a mayores excedentes al final. Igual se observa que las diferencias pequeñas lo que es consistente con que el costo de operación es sustancialmente el mismo en ambos casos.

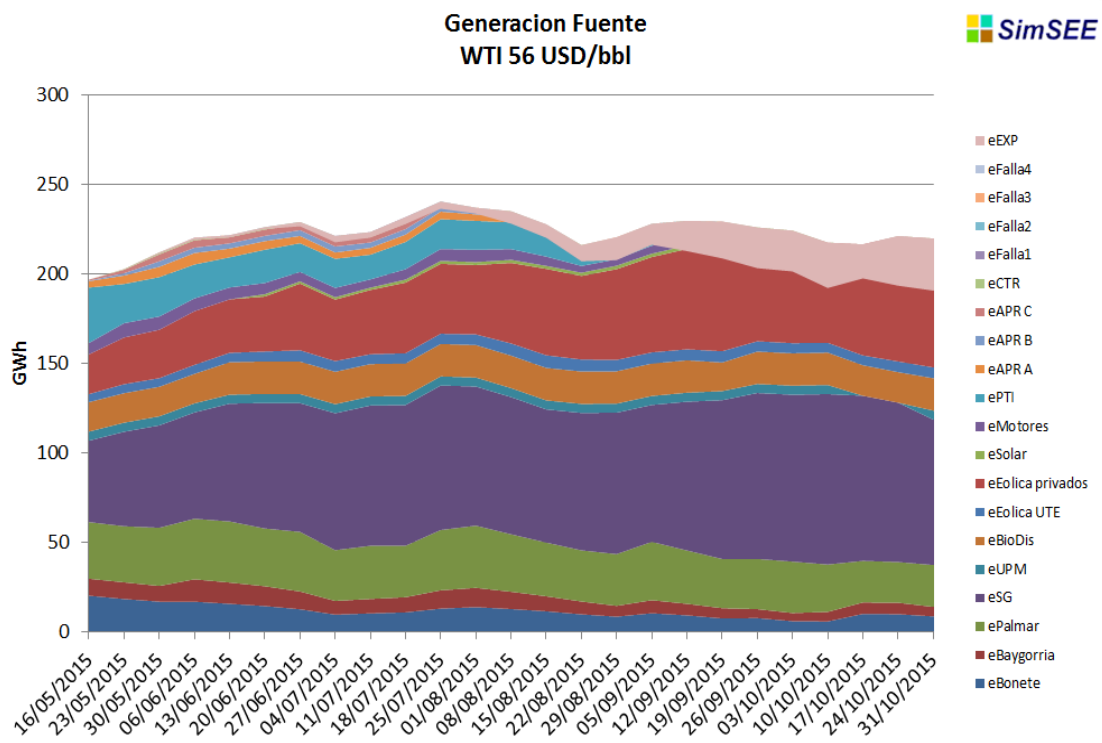


Fig. 14: Generación esperada por fuente. Sin aversión al riesgo y WTI fijo 56 USD/bbl

### 4.1.5) Probabilidad de ocurrencia de cortes de energía.

La Fig.15 muestra los cortes de probailidad de la energía de fallas 3 y 4 acumulados crónica a crónica. Esa figura permite determinar que con probabilidad 7% se producen cortes con esta operación y debe compararse con la Fig.5 correspondiente a la operación con aversión al riesgo en la que la probabilidad de cortes se reduce al 2%.

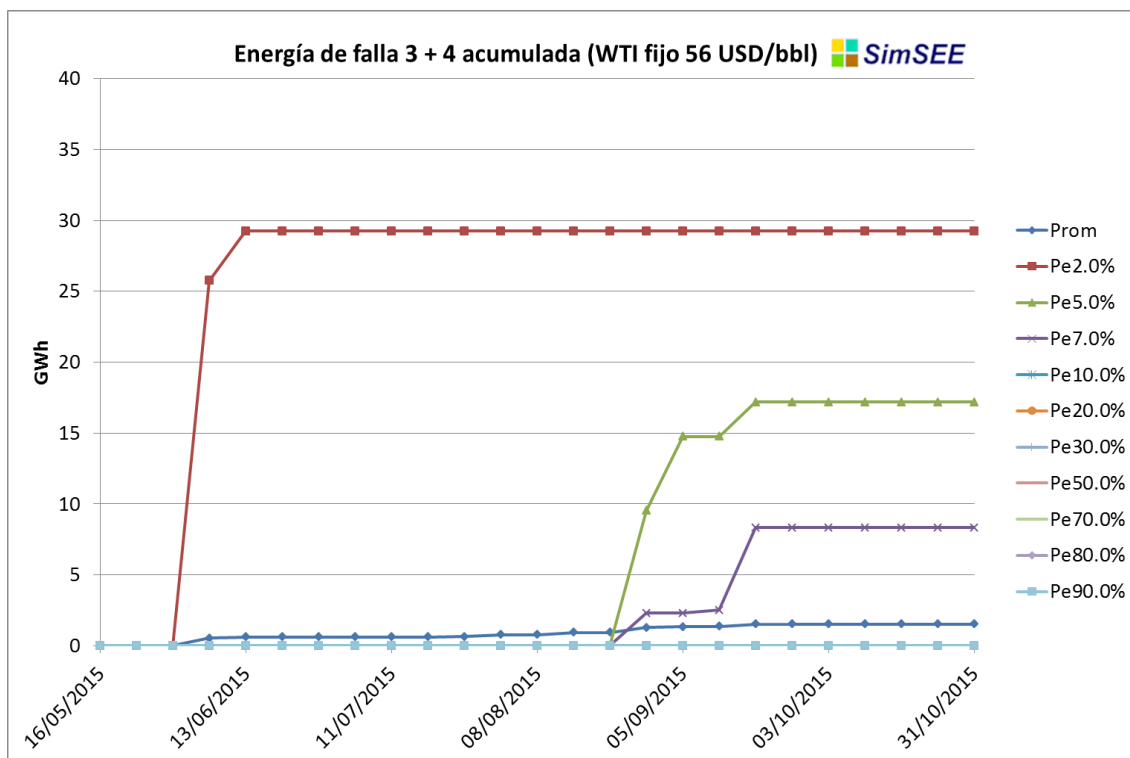


Fig. 15: Energía acumlada de falla 3 y 4. Sin aversión al riesgo y WTI fijo 56 USD/bbl.

### 4.1.6) Comparación de costos entre Optimización Con y Sin Aversión al Riesgo.

La Fig.16 muestra los Costos Totales, calculados como los costos directos incurridos crónica a crónica (de las 101 simuladas) más el Costo Futuro (CF) al final de cada crónica. Como se puede apreciar, el histograma Sin Aversión al Riesgo (curva azul) está por encima del histograma Con Aversión al Riesgo (curva roja) en la zona de costos altos (lado derecho de la figura) marcada como “Zona Riesgo”. Por el contrario para las probabilidades inferiores al 70% se puede apreciar que la operación Con Aversión al Riesgo (curva roja) está levemente por encima de la curva Sin Aversión al Riesgo (curva azul).

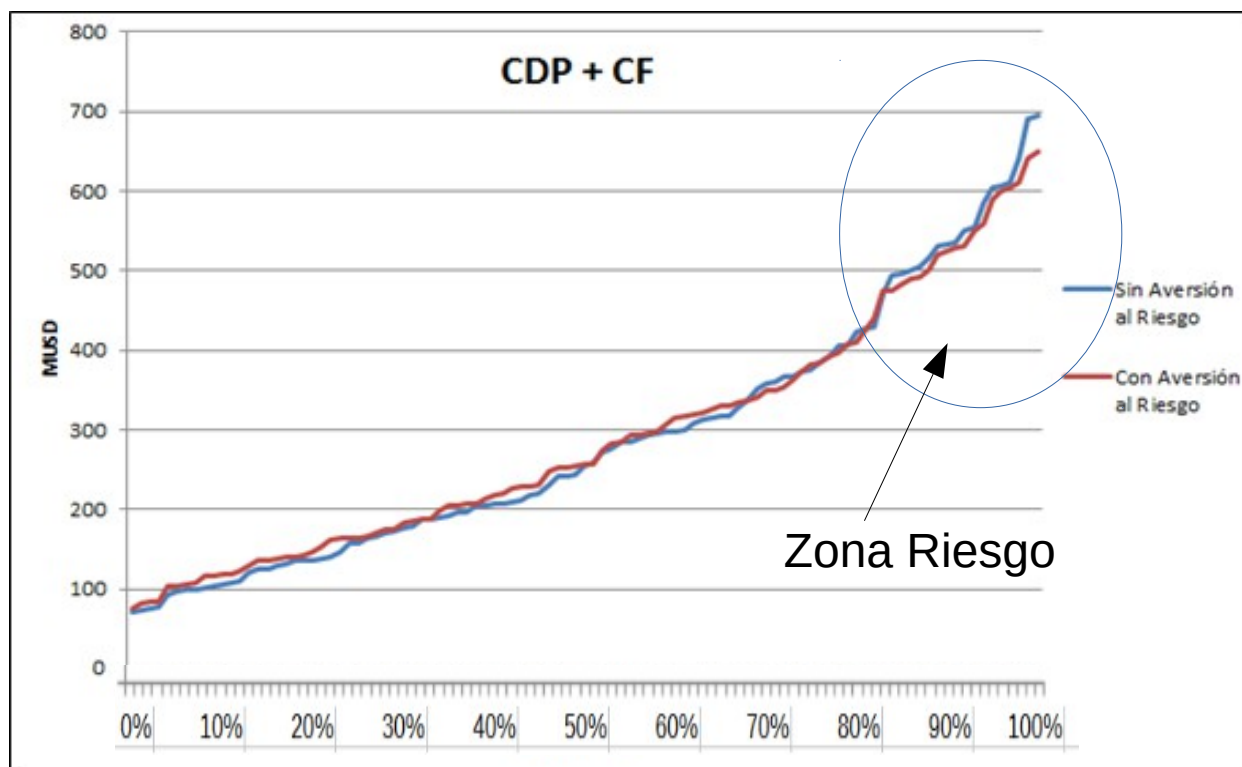


Fig. 16: Histograma de Costos Totales con operación Con y Sin Aversión al Riesgo.

La tabla 1 resume la comparación de costos en valor esperado VE y el valor esperado condicionado al 5% de mayores costos CVaR (por sus siglas en inglés: “Conditional Value at Risk”).

Tabla 1: Comparación de costos.

	CDP + CF	Sin Aversión al Riesgo (MUSD)	Con Aversión al Riesgo (MUSD)	Diferencia (MUSD)
VE		287	289	2
CVaR(5%)		649	621	-27

Como se puede apreciar, la diferencia en los valores esperado indica un sobre costo por la operación con aversión al riesgo de 2 MUSD en el período. Este sobre costo es inferior al 1% lo que está dentro de la precisión de las herramientas de simulación y por tanto no es una diferencia significativa. En cuanto a la reducción de riesgo se obtiene una reducción de 27 MUSD

### 4.2. Caso WTI variable según proyecciones EIA.

Solo a los efectos de documentar el trabajo realizado se incorporan las gráficas correspondientes a las simulación Sin Aversión al Riesgo para el caso de modelado del precio de los combustibles líquidos con volatilidad según proyecciones de la EIA.

Como se puede apreciar del conjunto de figuras la operación es muy similar al caso con petróleo fijo en 56 USD/bbl

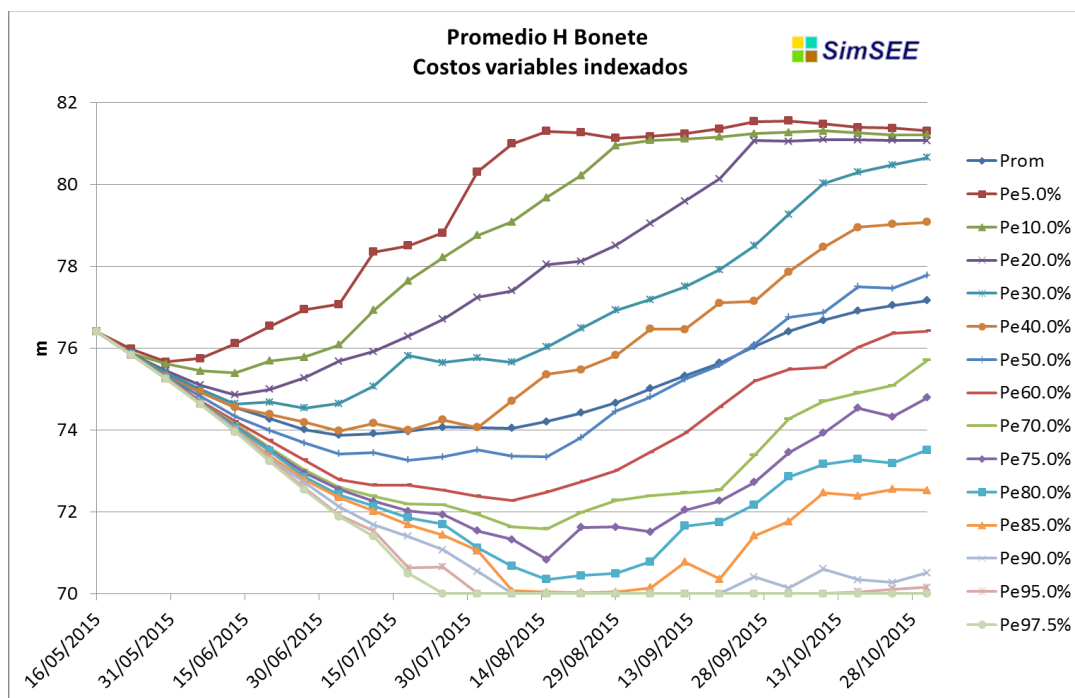


Fig. 17: Evolución de la cota de Bonete, Sin Aversión al Riesgo, petróleo variable.

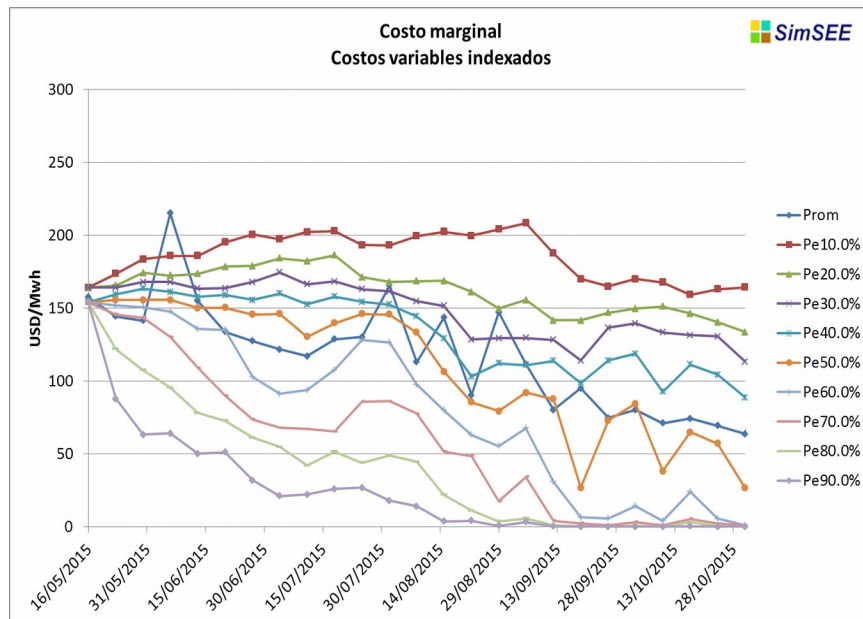


Fig. 18: Costo Marginal. Sin Aversión al Riesgo, pretróleo variable.

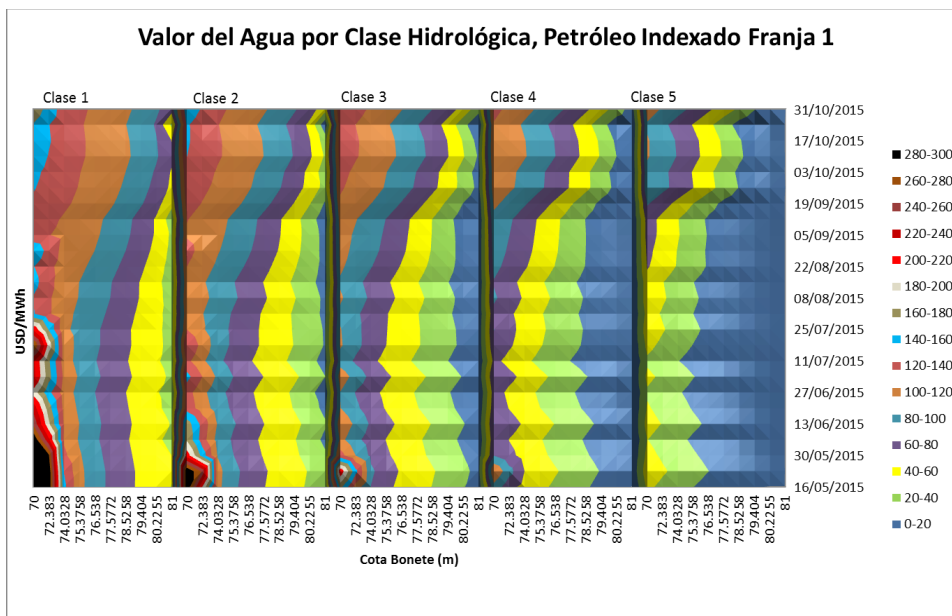


Fig. 19: Valores del agua según clase hidrológica, cota y fecha para WTI = 43 USD/bbl.

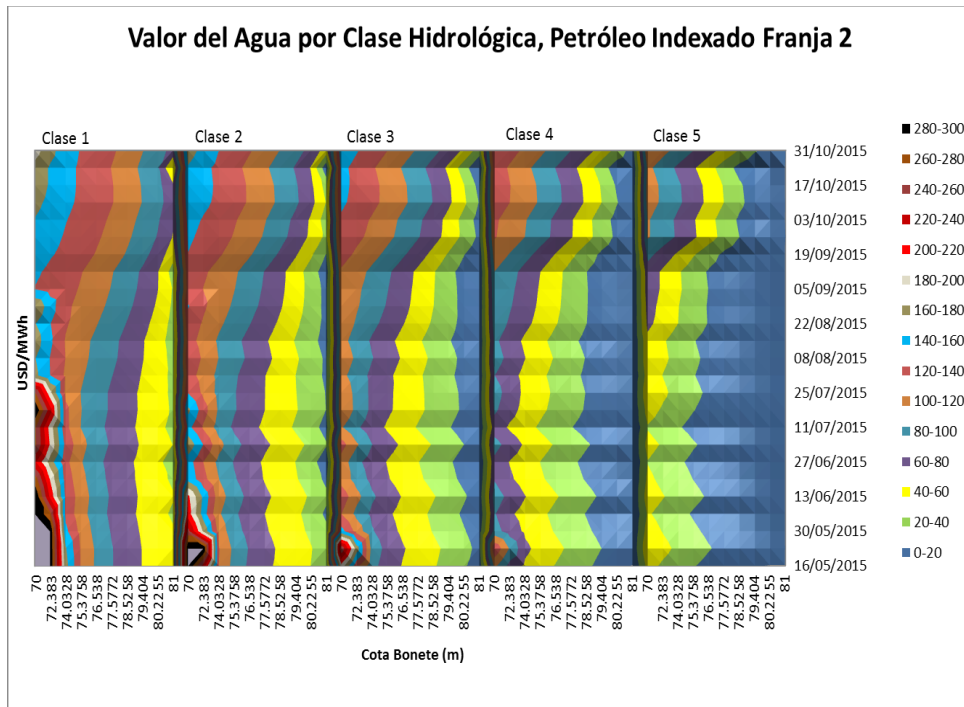


Fig. 20: Valores del agua según clase hidrológica, cota y fecha para WTI = 53 USD/bbl.

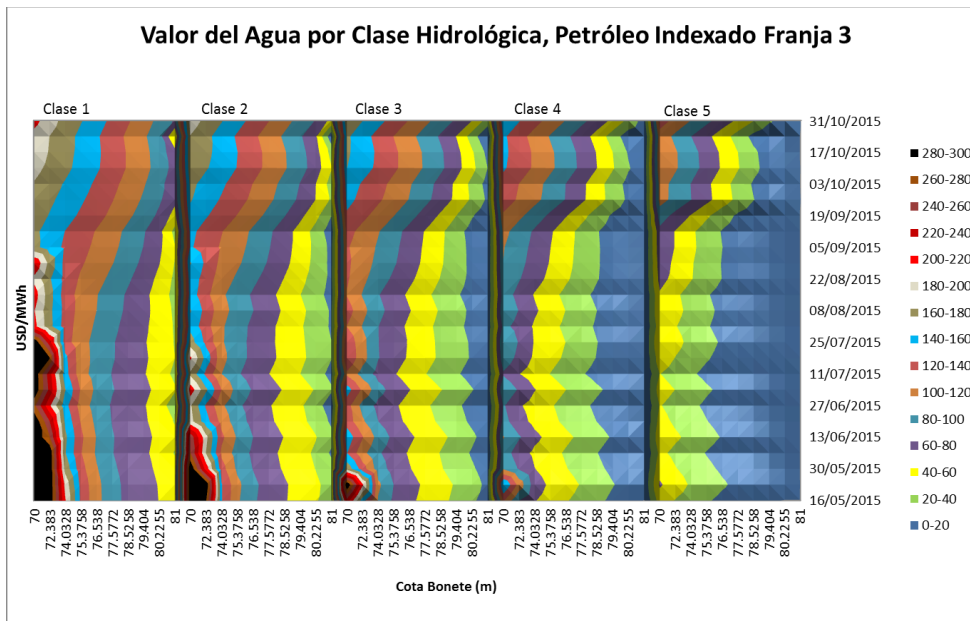


Fig. 21: Valores del agua según clase hidrológica, cota y fecha para WTI = 69 USD/bbl.



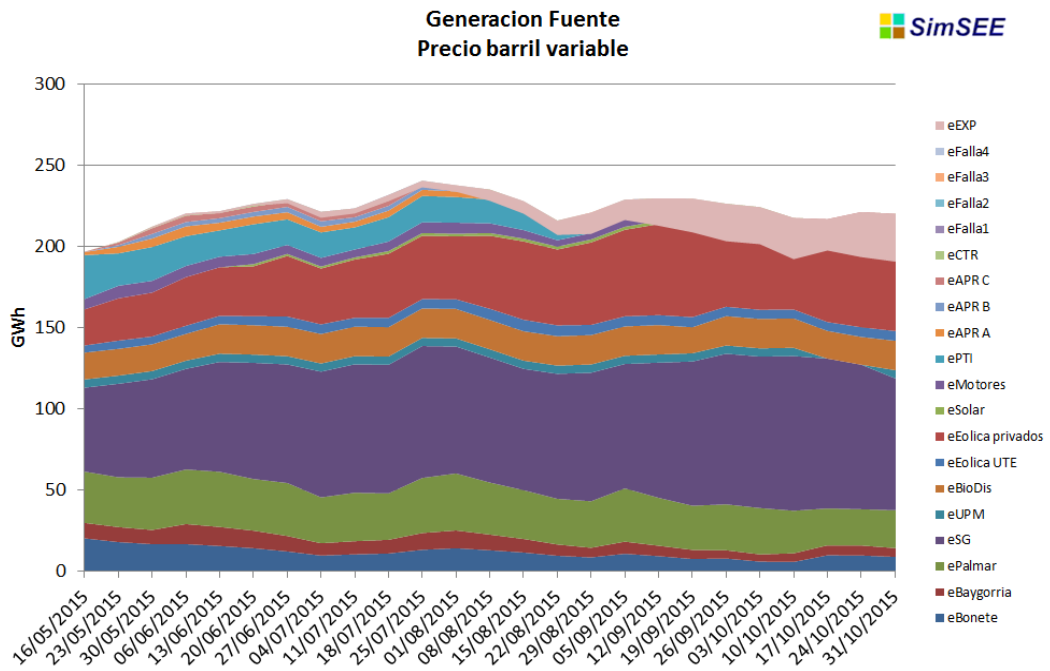


Fig. 22: Generación esperada por fuente. Sin Aversión al Riesgo, petróleo variable.

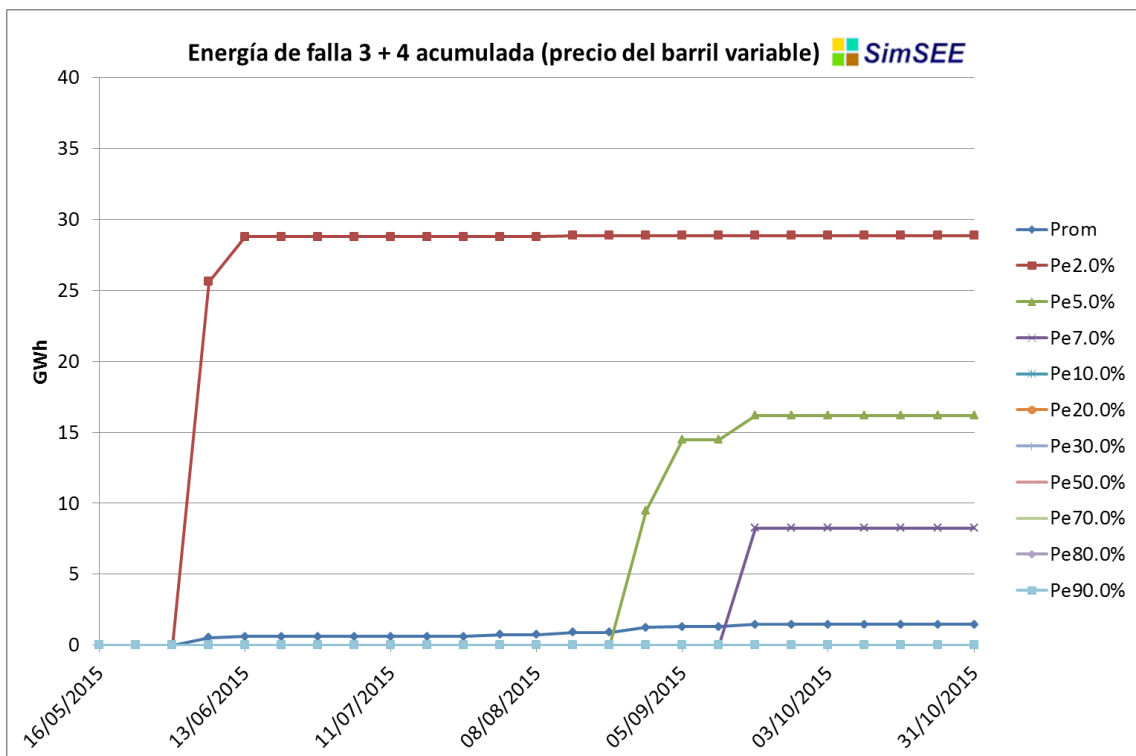


Fig. 23: WTI variable: energía acumulada de falla 3 + 4 según cortes de probabilidad. (Sin AR)

## 5. Caso de Estudio: Exportación Abierta de 500MW a 100 USD/MWh.

En la sala con precio de petróleo 56 USD/bbl y sin Aversión al Riesgo se modela la posibilidad de exportar energía a un precio de 100 USD/MWh. Este caso de estudio se realizó para cuantificar el efecto sobre la valorización del agua de levantar el supuesto de que solo se venden excedentes a precios inferiores a 10 USD/MWh. (Exportación Cerrada).

La Fig.24 muestra la evolución de la cota de Bonete y debe compararse con la evolución de la Fig.11. Se puede apreciar que la operación del Fig.24 es un poco más conservadora en cuanto a la probabilidad de llegar al fondo del lago pero que igualmente es menos conservadora que la operación con aversión al riesgo de la Fig.1.

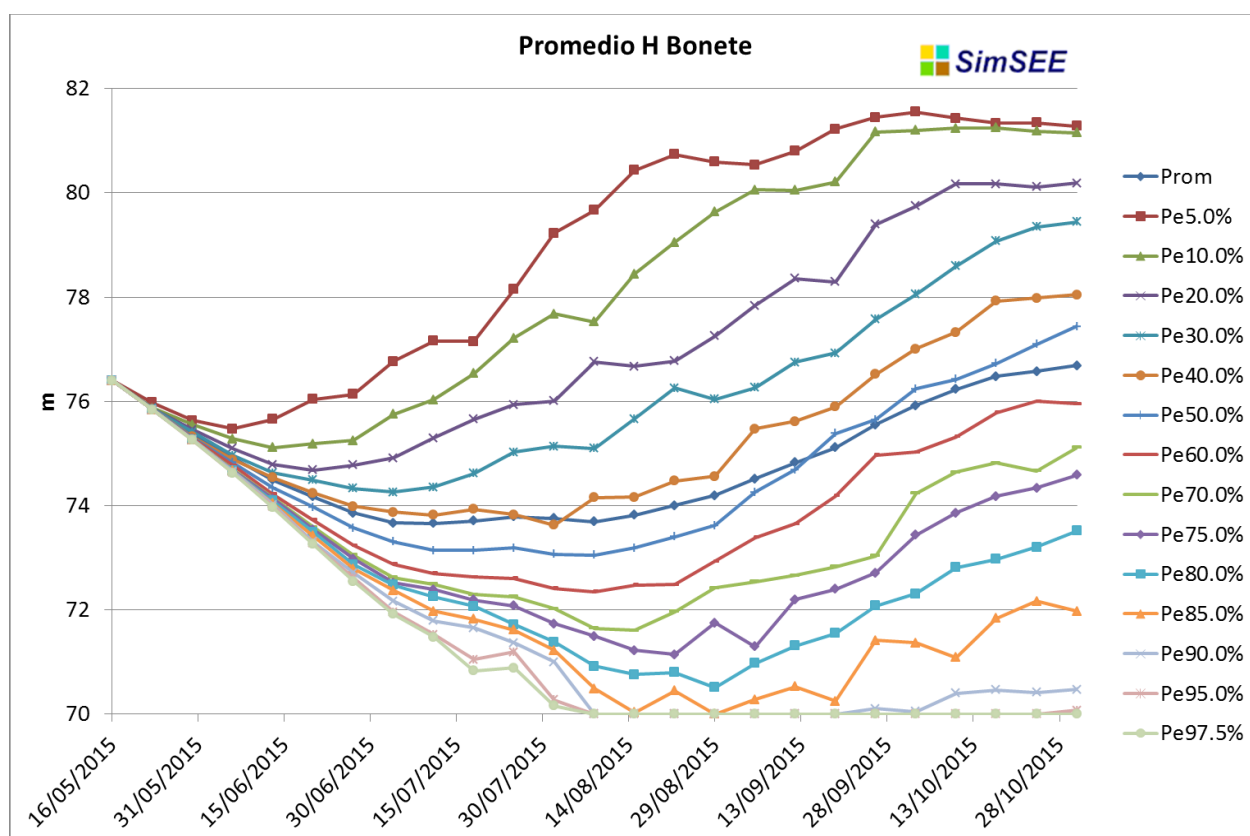


Fig. 24: Evolución de la cota de Bonete. Sin Aversión al Riesgo y con exportación a 100 USD/MWh.

En la Fig.25 se muestran los valores del agua y que deben compararse con los de la Fig.13 correspondiente a la operación Sin Aversión al Riesgo y con Exportación solo de excedentes hidráulicos y eólicos. Se puede observar que los valores del agua son en general mayores en el caso de exportación libre a 100 USD/MWh y que por tanto el despacho de generación térmica se produce a cotas superiores en al Fig.25 respecto de la Fig.13.

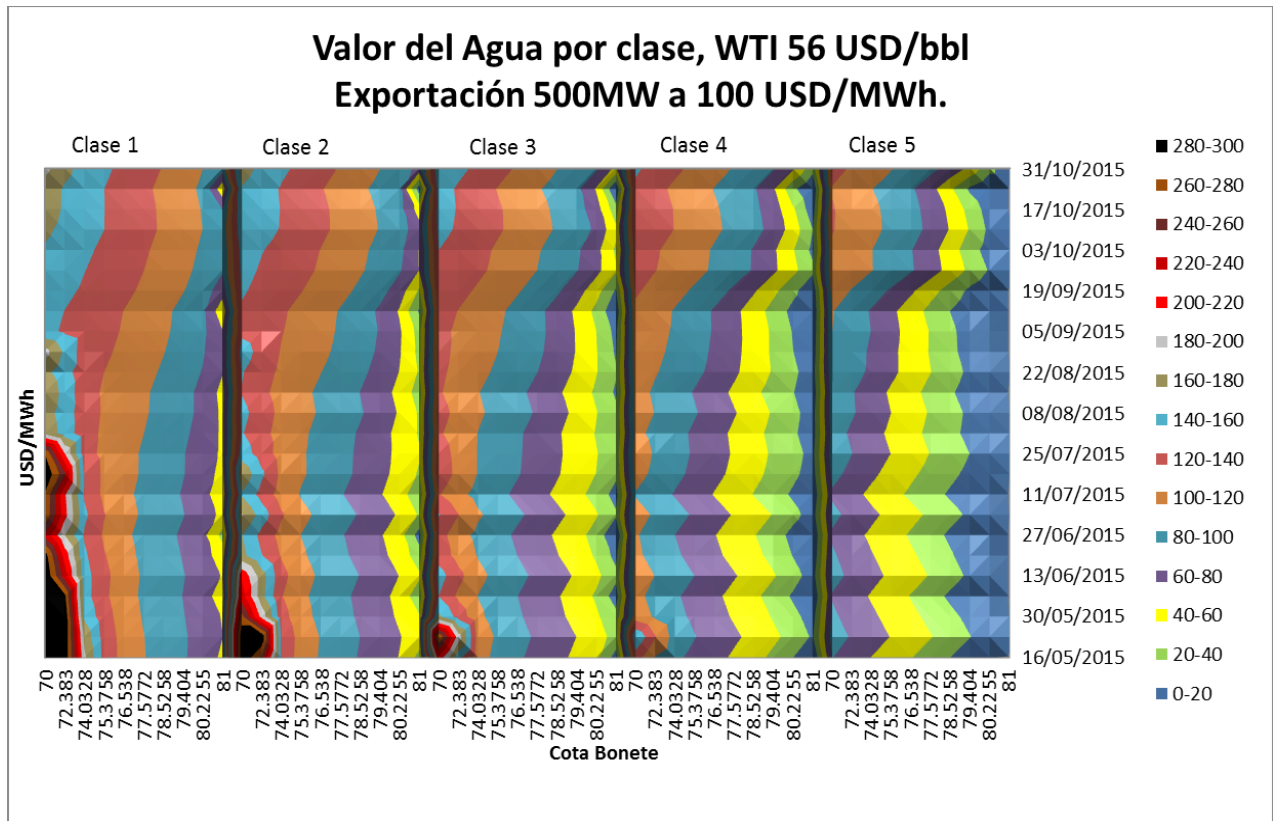


Fig. 25: Valores del agua. Sin Aversión al Riesgo y con exportación libre a 100 USD/MWh.

La Fig.26 muestra la generación por fuente en valor esperada y debe ser comparada con la operación con exportación cerrada de las Fig.4 y Fig.14 correspondientes a operación Con Aversión al Riesgo y Sin Aversión al Riesgo respectivamente.

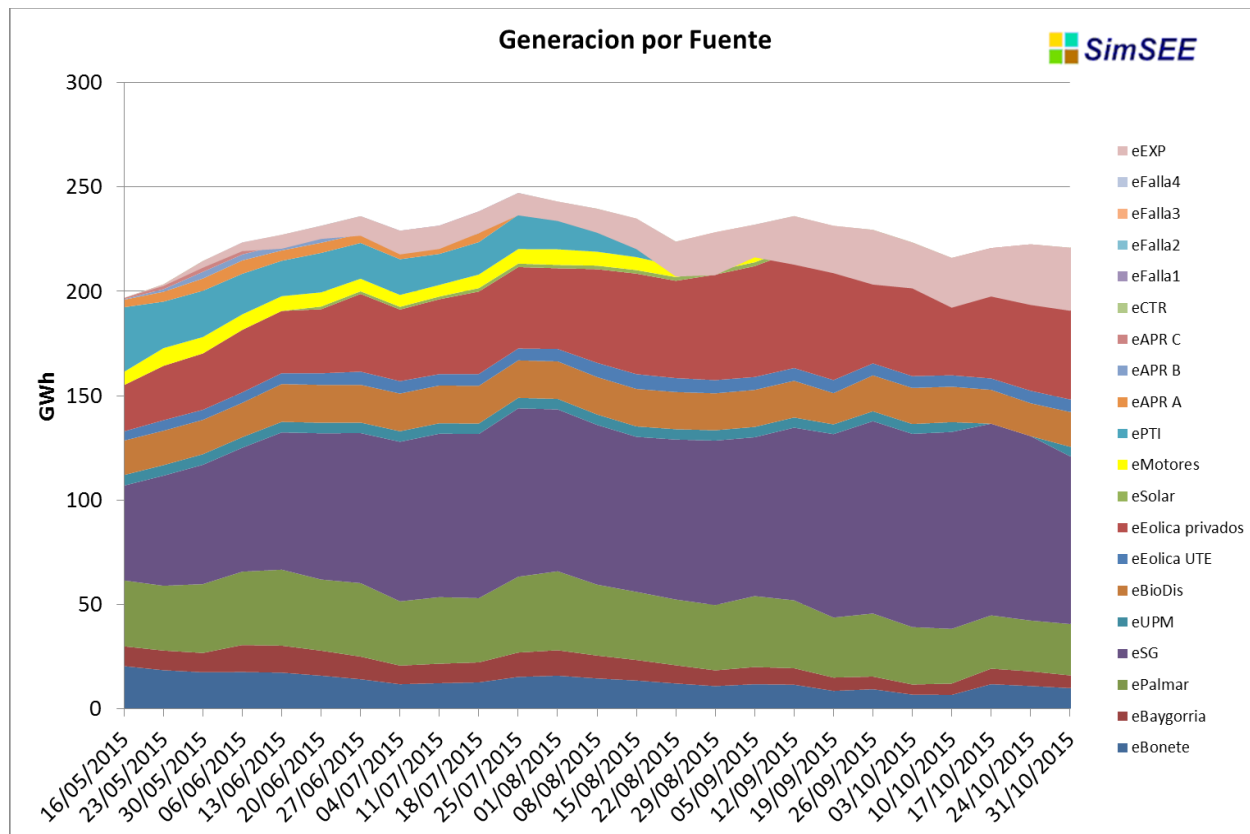


Fig. 26: Generación esperada por fuente. Sin aversión al riesgo y exportación libre a 100 USD/MWh.

La Fig.27 muestra los cortes de probabilidad de la energía de falla acumulada correspondiente a los escalones de falla 3 y 4. Como se puede apreciar el comportamiento es similar al de la Fig.15 en cuanto a que la probabilidad de ocurrencia de cortes es del 7%.

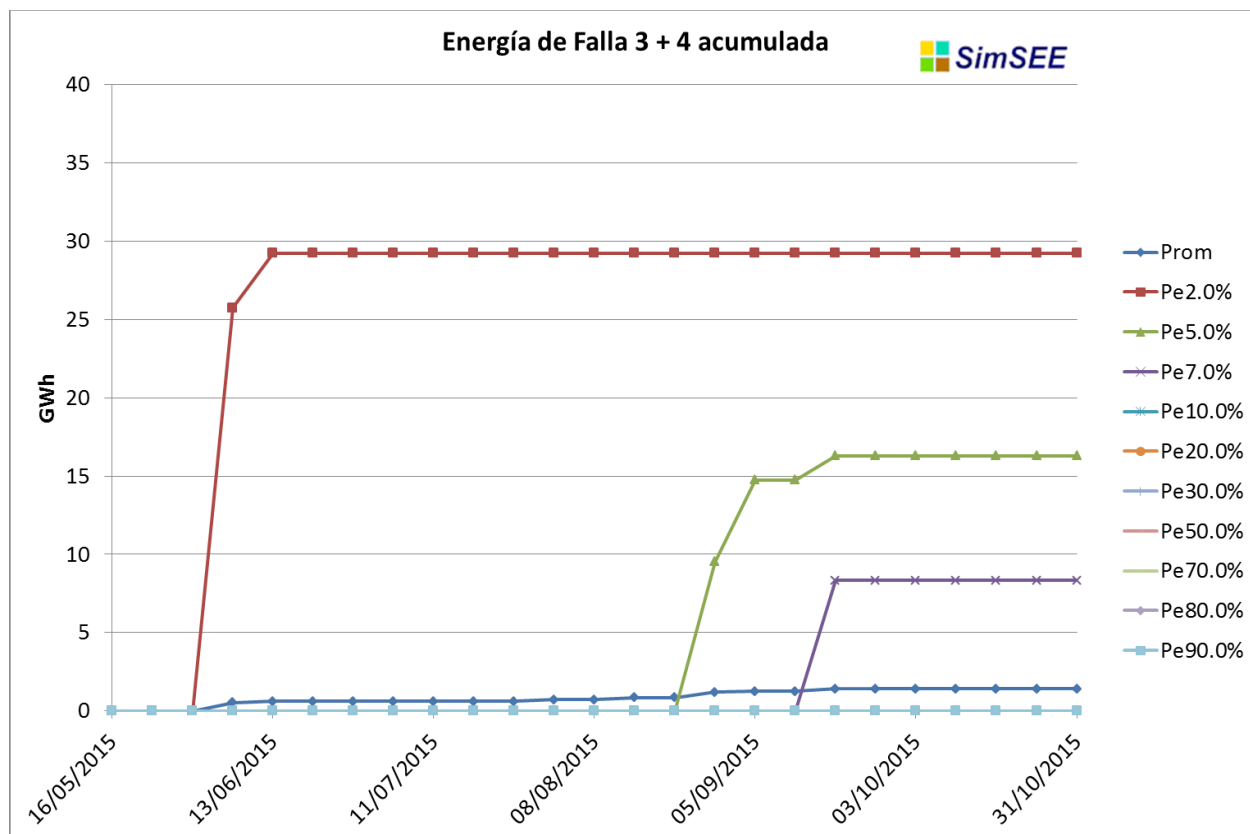


Fig. 27: Probabilidad de cortes de energía.

## 6. Calibración del modelado estocástico CEGH del índice de precio de Petróleo.

Esta sección describe el modelado estocástico del índice de precios de derivados de petróleo en SimSEE aplicable a la Programación Estacional Mayo a Octubre 2015 (PEST\_MAY2015).

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\_MAY2015, todos los costos variables de las centrales térmicas están separados en “variable combustible” y “variable no combustible”. El costo “variable combustible” se considera calibrado para un precio del barril de petróleo WTI de 56 USD/Barril e indexado por un índice de precio de petróleo “iPetroleo” que se genera dentro de las Salas como el producto entre una Fuente del tipo Constante que genera la tendencia (la proyección del valor esperado) y una Fuente del tipo Sintetizador CEGH que da la volatilidad (variación entorno de la tendencia).

### 6.1. 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 multivariados.”

[http://www.adme.com.uy/simsee/biblioteca/cegh\\_fundamentos.pdf](http://www.adme.com.uy/simsee/biblioteca/cegh_fundamentos.pdf)

### 6.2. 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:  $A = 0.9$  y  $B = 0.436$  donde por construcción del modelo CEGH se debe cumplir:  $A^2 + B^2 = 1$

### 6.3. 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, Mayo 2015) que se encuentra en la Fig.28.

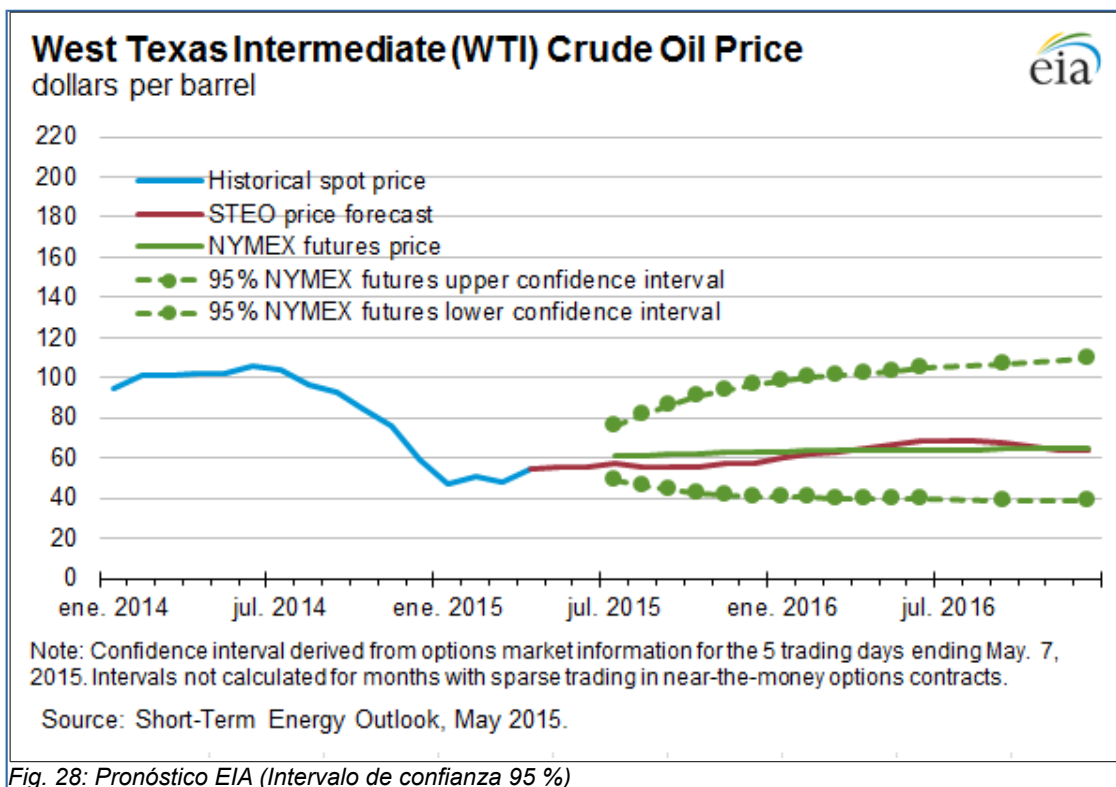


Fig. 28: Pronóstico EIA (Intervalo de confianza 95 %)

Para realizar la calibración se modificaron los extremos de los Deformadores identificados previamente y se ajustaron los 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.28.

Como resultado de la calibración, los nuevos valores del filtro lineal son:  $A=0.98$  y  $B = 0.199$ . En la Fig.29 se muestra el ajuste logrado en la calibración graficando encima de las proyecciones de la EIA el cono de confianza 95% obtenido por simulación de 1000 realizaciones del proceso con el modelo calibrado.

Se creó el archivo CEGH\_WTI\_PEST\_May2015.txt con los nuevos parámetros para su uso en las Salas SimSEE relacionadas con la PEST\_MAY2015.

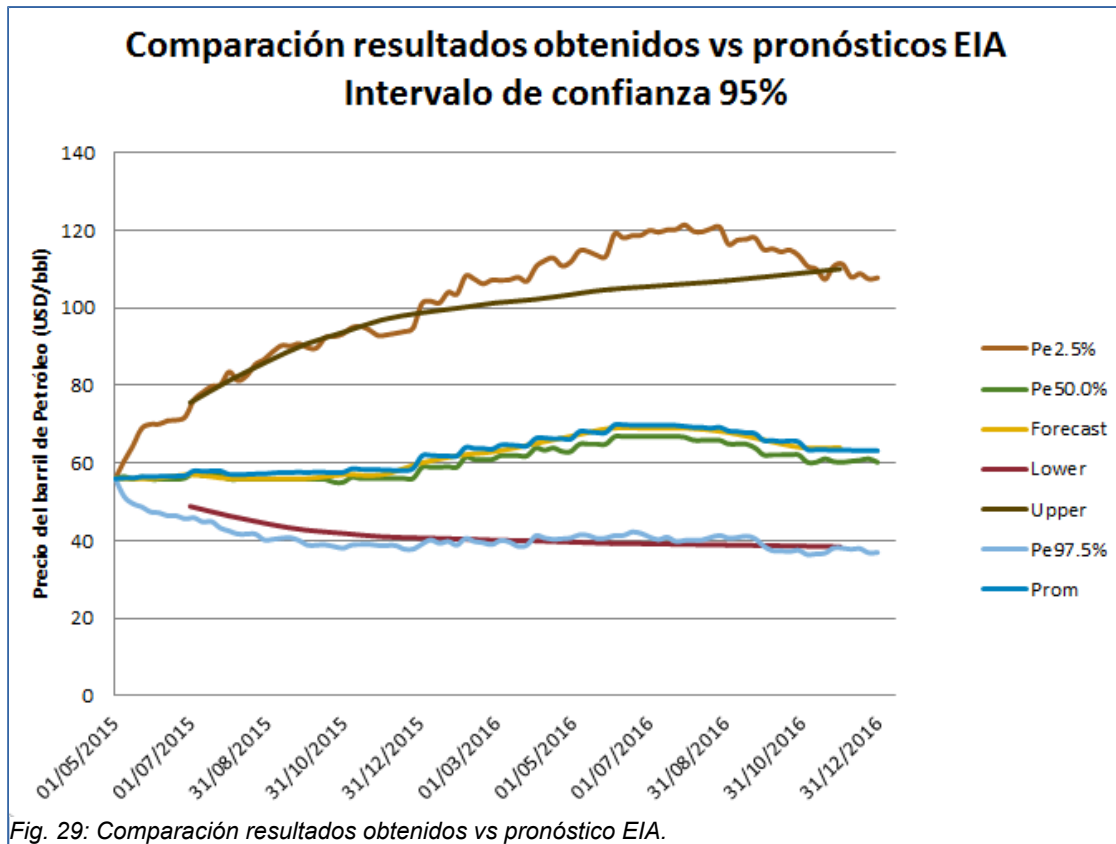


Fig. 29: Comparación resultados obtenidos vs pronóstico EIA.

El aumento del valor de A de 0.9 a 0.98 indica que la inercia del proceso actual es algo superior a la que aparentaba en la identificación del modelo realizada previamente. O dicho en forma complementaria, la volatilidad implícita actual es inferior a la anterior. Seguramente esto se deba a que la identificación anterior del proceso incluía al año 2008 en que se registró un pico del valor del petróleo.

Si bien el horizonte temporal incluido en la Fig.29 es suficiente a los propósitos de la PEST\_MAY2015. En las Salas SimSEE publicadas se completó la tendencia del petróleo haciendo un empalme gradual con el escenario "Referencia" de petróleo de largo plazo de la EIA (ver Fig.30) a los efectos de poder realizar proyecciones de más largo plazo con las mismas.

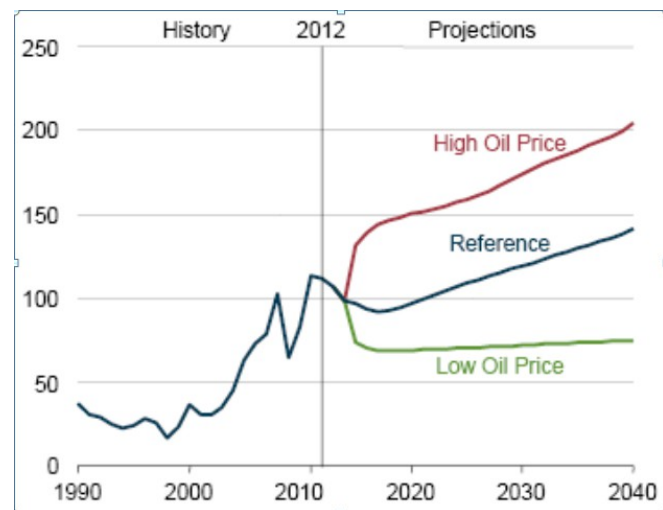


Fig. 30: Proyección de largo plazo de EIA del precio del barril de petróleo, Setiembre 2014