



Lugar y fecha: Montevideo, 22/12/2014.
Autores: P. Soubes, M.C. Álvarez, R. Chaer.
Referencia: Programación Estacional Noviembre 2014.
Clasificación: Reporte Técnico / Público.
Última revisión: 8/1/2015

Comparativo entre resultados de optimización/simulación con precios constantes y con modelado CEGH de la variabilidad del precio de petróleo.

Estudio realizado con motivo de la Programación Estacional Noviembre 2014.
Autores: Pablo Soubes, María Cristina Álvarez, Ruben Chaer.

1 RESUMEN EJECUTIVO

La Programación Estacional (PEST) se realiza tradicionalmente suponiendo un precio constante del barril de petróleo y por consiguiente de los costos variables de generación de las unidades térmicas. Si durante el período de aplicación de la PEST hubiera cambios importantes en el precio del petróleo, se realiza una re-programación calculando nuevamente la Política de Operación (PO) con los nuevos valores.

Dada la volatilidad que ha experimentado el precio del petróleo en los últimos años y dado que los resultados de la PEST son utilizados para la fijación de los parámetros de operación del Fondo de Estabilización Energética (FEE) surge la inquietud de realizar este estudio para cuantificar el grado de aproximación (o de error) que se puede estar cometiendo al suponer un precio fijo de los combustibles derivados del petróleo en la determinación de la PO.

El presente documento recoge los principales resultados obtenidos a partir de las simulaciones del sistema eléctrico, realizadas para el año 2015, considerando 3 escenarios de precio fijo de petróleo (50, 72 y 80 USD/bbl) y un escenario implementado en el que se modela la variabilidad del precio de petróleo mediante una fuente CEGH (con valor esperado 72 USD/bbl). Los tres primeros corresponden al cálculo de tres PO, cada una con un precio constante de petróleo y la última corresponde al cálculo de una PO modelando la variabilidad del precio de petróleo.

Las conclusiones más destacadas son:

- En valor esperado, la PO obtenida con valor de precio fijo para el petróleo, es levemente más conservadora con el agua del lago de Rincón del Bonete, respecto a la PO obtenida con el modelado del precio del petróleo mediante una fuente CEGH.



- La proyección de los costos marginales realizada en base al escenario de costo de petróleo fijo a 72 USD/bbl resulta similar a la proyección realizada con el modelo CEGH, donde la diferencia evaluada a nivel anual es inferior al 4%, por lo que se concluye que para la proyección del costo marginal anual, no hay grandes diferencias entre ambos cálculos.
- Los parámetros de cálculo del Fondo de Estabilización Energética, VOCE y CMEEG resultan levemente subestimados para el escenario de precio de petróleo fijo a 72 USD/bbl con respecto al escenario de precio variable con el modelado CEGH (con igual valor esperado de precio de petróleo).

2. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Se presenta a continuación los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas, para el año 2015, con 3 escenarios (50, 72 y 80 USD/bbl) de precio fijo de petróleo con respecto a una simulación con un precio de petróleo variable, implementado con una fuente CEGH (con valor esperado 72 USD/bbl).

2.1. VALOR DEL AGUA

Se muestra en la Figura 1, el valor del agua obtenido a partir de las simulaciones para los escenarios de precio de petróleo fijo, y variable con fuente CEGH.

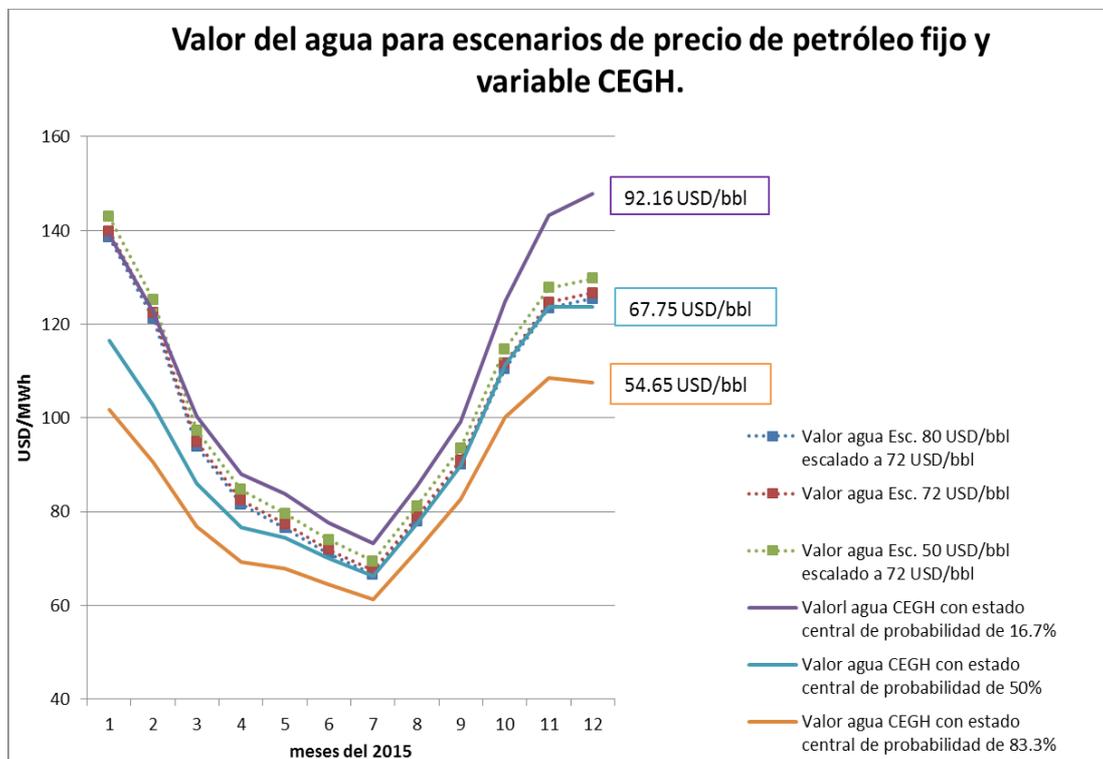


Figura 1: Valor del agua para los 4 escenarios de precio de petróleo.



Las curvas en trazo continuo corresponden al valor del agua obtenido de la simulación utilizando un modelo CEGH para representar la volatilidad del petróleo. La salida de dicho modelo es multiplicada por un valor constante para lograr un valor esperado del precio de petróleo de 72 USD/bbl.

En este modelado se consideró una variable de estado que representa el precio del petróleo y forma parte de la política de operación del sistema. En la definición del estado se consideraron 3 bandas de probabilidad equiprobables. Los puntos centrales de las respectivas bandas (el punto central es aquel que divide la banda en 2 sub-bandas equiprobables) corresponden a los valores del petróleo de 92.16 USD/bbl, 67.75 USD/bbl y 54.65 USD/bbl. Las probabilidades correspondientes de los puntos centrales son 16.7%, 50 %, 83.3%. Las curvas continuas representan el valor del agua para dichos puntos centrales.

Las curvas en trazo punteado corresponden al valor del agua, obtenido de las simulaciones con escenarios de precio de petróleo fijo, considerando los valores 80 USD/bbl, 72 USD/bbl y 50 USD/bbl para el precio del petróleo. En la Figura 1 , las curvas están escaladas a 72 USD/bbl y se puede apreciar que al escalar las curvas las mismas quedan coincidentes.

Adicionalmente se puede apreciar que los valores del agua correspondientes a los 3 estados equiprobables de la simulación con el precio de petróleo CEGH, si bien tienen un andamio similar a los correspondientes con las simulaciones de precio fijo, no son totalmente coincidentes y presentan algunas diferencias, sobre todo al comienzo del año.

2.2. COTAS DEL LAGO DE RINCÓN DEL BONETE

Se muestra en la Figura 2, la cota de Bonete obtenida a partir de las simulaciones para los escenarios de precio fijo y variable de petróleo.

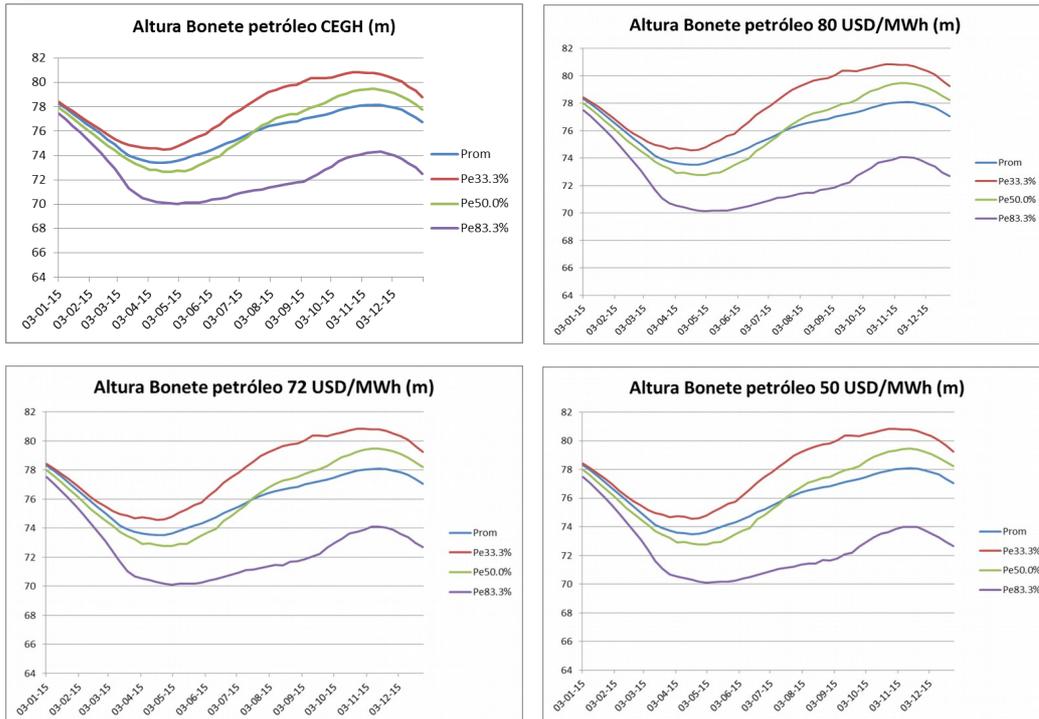


Figura 2: Evolución de la cota del lago de Rincón de Bonete.

A partir de las 4 gráficas anteriores se observa que la altura del lago no presenta grandes diferencias entre los diferentes casos de simulación, tanto en valor esperado como en los cortes de probabilidad mostrados en la gráfica. Se puede concluir que el manejo del lago es similar en cualquiera de los escenarios analizados.

En la Figura 3 se presenta un gráfico con el resumen del valor esperado de la cota del lago para los cuatro escenarios de precio de petróleo.

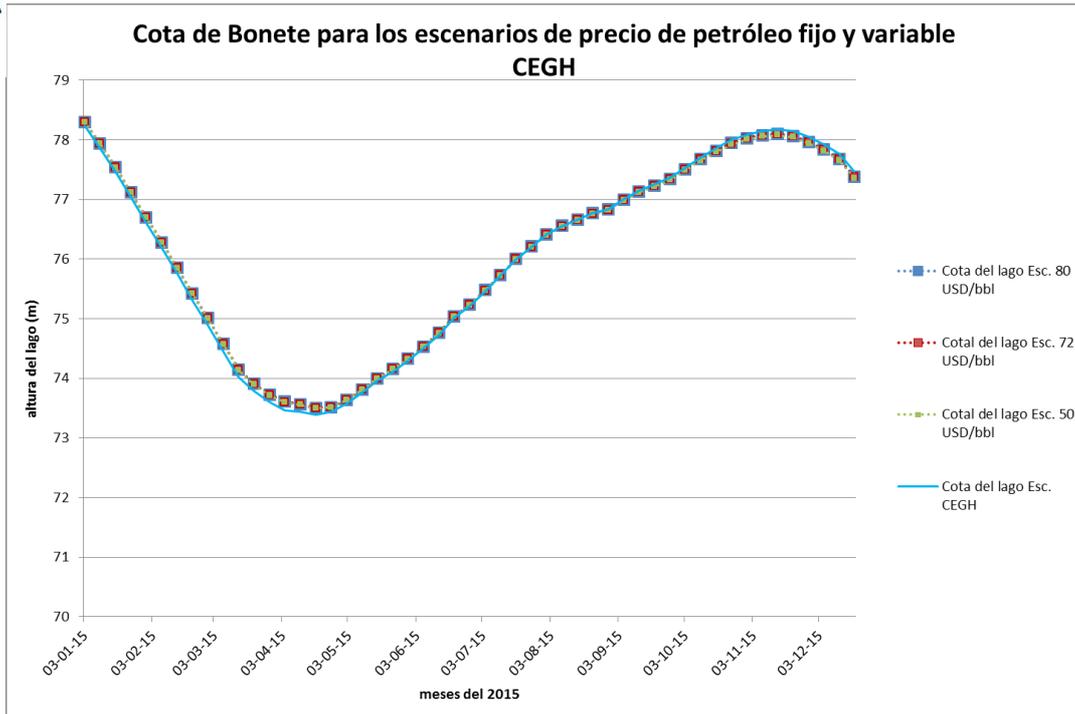


Figura 3: Resumen de la altura de Bonete para los 4 escenarios de precio de petróleo.

Al mirar en detalle la Figura 3 se observa que, en valor esperado, la política de operación obtenida con valor de precio fijo para el petróleo, es levemente más conservadora con el agua del lago de Rincón del Bonete (la curva celeste llega hasta cotas levemente inferiores que las otras), respecto a la política de operación obtenida con el modelado del precio del petróleo mediante una fuente CEGH. Esta observación es consistente con que el valor del agua en los primeros meses del año resulte inferior para las políticas de operación correspondientes a precio de petróleo fijo respecto de precio variable CEGH, y se traduce en que la cota del lago es inferior en aproximadamente 0.14 m en esta última respecto a la primera, a la entrada del invierno. Esta observación confirma que desde el punto de vista de la operación realizada no hay diferencias significativas entre obtener la PO en base a la suposición de un precio fijo (e ir cambiando de PO según el precio y escalonando los valores del agua en forma correspondiente) en comparación con utilizar el modelado estocástico del precio del petróleo con modelo CEGH propuesto.

2.3. COSTOS MARGINALES

Se muestra en la Figura 4, el costo marginal obtenido a partir de las simulaciones para el escenario de precio fijo a 72 USD/bbl y el obtenido para el escenario de precio de petróleo variable CEGH.

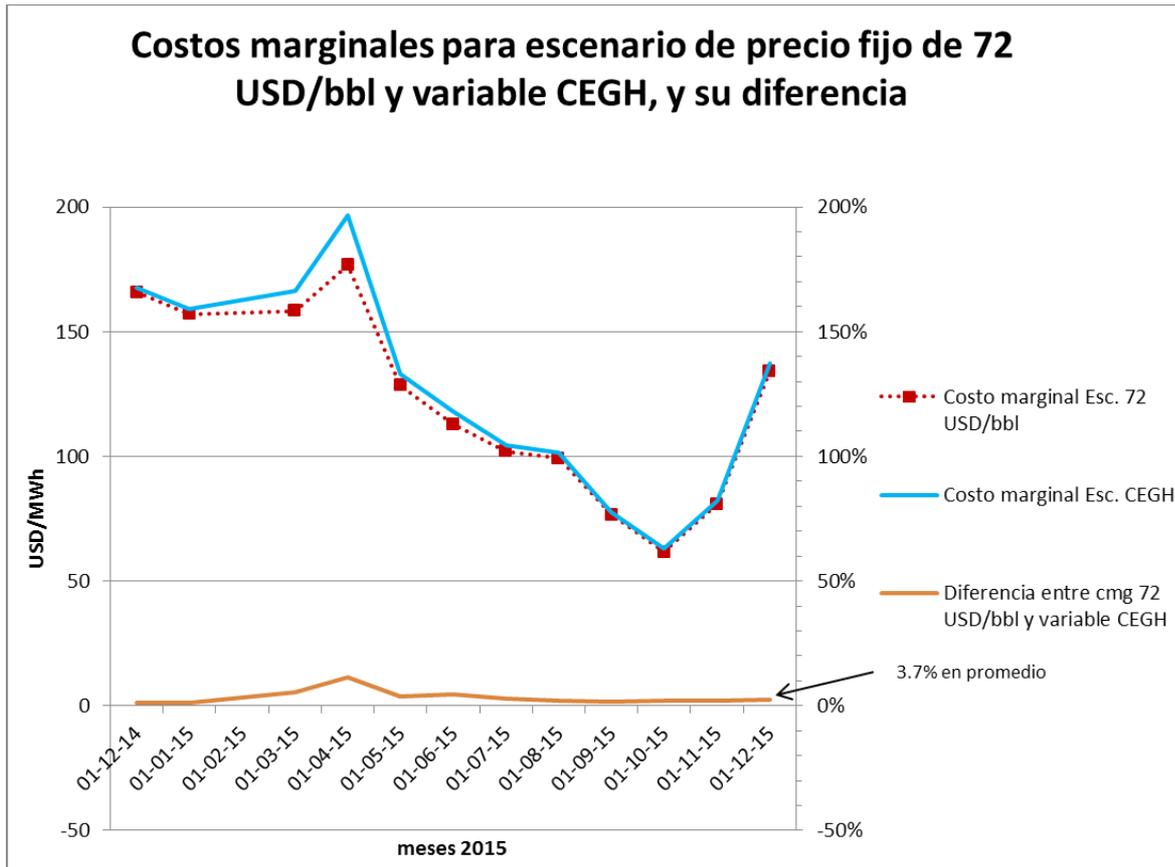


Figura 4: Costos marginales para los 4 escenarios de precio de petróleo.

A partir de la Figura 4 se puede observar que:

La proyección de los costos marginales realizada en base al escenario de costo de petróleo fijo a 72 USD/bbl resulta similar a la proyección realizada con el modelo CEGH, resultando levemente inferior para los meses de marzo y abril. Esta diferencia evaluada a nivel anual es inferior al 4%, por lo que se concluye que para la proyección del costo marginal anual, no hay grandes diferencias entre ambos cálculos.



2.4. FONDO DE ESTABILIZACIÓN ENERGÉTICA

Se presentan en las tablas a continuación, los parámetros obtenidos a partir de las simulaciones realizadas bajo los escenarios de precio de petróleo fijo y variable CEGH para el cálculo del FEE.

	CEEP (MUSD)	CAD anual 85 (MUSD)	VOCF (MUSD)	CMEEG (USD/MWh)
Petróleo CEGH	276.04	431.56	155.52	165.85
Petróleo 80 USD/bbl	296.03	461.61	165.58	179.31
Petróleo 72 USD/bbl	269.38	418.77	149.39	163.21
Petróleo 50 USD/bbl	192.85	300.25	107.40	116.96

Tabla 1: Parámetros anuales para el cálculo del FEE.

A partir de los resultados presentados en la Tabla 1, se puede observar que los parámetros de cálculo del Fondo de Estabilización Energética, VOCF y CMEEG resultan levemente subestimados para el escenario de precio de petróleo fijo a 72 USD/bbl con respecto al escenario de precio variable con el modelado CEGH (con igual valor esperado de precio de petróleo).

A los efectos de completar la información se agregan en la Tabla 2 y Tabla 3, el resto de los valores anuales y trimestrales de los parámetros para el cálculo del FEE.

	GHET (MWh)	LIHT (MWh)	CAD85T (MUSD)	CADET (MUSD)	GH85T (MWh)	CMEDHT (USD/MWh)
Petróleo CEGH	1611282	1450154	123.05	69.01	1207592	138.12
Petróleo 80 USD/bbl	1612677	1451409	132.28	74.01	1217740	151.77
Petróleo 72 USD/bbl	1612746	1451471	120.43	67.35	1217161	138.08
Petróleo 50 USD/bbl	1613267	1451940	86.46	48.21	1218275	99.45

Tabla 2: Promedios trimestrales de parámetros para el cálculo del FEE.

	GHEA (MWh)	Demanda VE anual (MWh)	Costo Gestionable (MUSD)	Energía Gestionable (MWh)
Petróleo CEGH	6445130	10764088	269	1619234
Petróleo 80 USD/bbl	6450707	10764088	290	1615374
Petróleo 72 USD/bbl	6450983	10764088	264	1615503
Petróleo 50 USD/bbl	6453066	10764088	189	1616064

Tabla 3: Promedios anuales de parámetros para el cálculo del FEE.