

Modelos estocásticos aplicados a la simulación de costos nivelados de centrales generadoras de electricidad de carga base considerando externalidades ambientales

Stochastic models applied to the simulation of levelized costs of baseload power generation plants accounting for environmental externalities

María del Carmen Gómez Ríos¹

Resumen

En este trabajo se aplica el método estocástico a través de la simulación Monte Carlo a los costos nivelados de tres tecnologías de generación de energía eléctrica: termoeléctricas de carbón, ciclo combinado y centrales nucleares. Se encuentra evidencia, mediante la simulación Monte Carlo de que el Costo Total Nivelado de Generación esperado, por MegaWatt hora generado (MWh), considerando externalidades ambientales (emisiones de CO₂), es mayor en las termoeléctricas de carbón (\$80.40 dólares/MWh), seguido del ciclo combinado (\$66.54 dólares/MWh) y las centrales nucleares presentan el menor costo (\$62.0 dólares/MWh). La probabilidad de que el Costo Total Nivelado de Generación con Externalidades (CTNGE) se encuentre en el intervalo de \$60 a \$80 dólares/MWh es de 44.2% en la termoeléctrica de carbón, 99.1% en el ciclo combinado y 60.6% en la central nuclear. Los resultados encontrados señalan a los modelos estocásticos como una herramienta que proporciona mayor robustez, en relación a los modelos determinísticos, debido a que se incorpora información histórica y futura de las principales variables de entrada.

Palabras clave: *Monte Carlo, energía eléctrica, costos nivelados, centrales de carga base.*

Abstract

This paper uses Monte Carlo simulation, a stochastic method, to calculate the levelized costs of three electric power generation technologies: coal thermoelectric, combined cycle, and nuclear power plants. We found that the expected Generated Levelized Total Cost (cost of MegaWatt generated by hour), accounting for environmental externalities (CO₂ emissions), is higher in coal thermoelectric plants (\$80.40 dollars/MWh), followed by the combined cycle (\$66.54 dollars/MWh) while nuclear power plants have the lowest cost (\$ 62.0 dollars/MWh). The probability that the Total Levelized Cost of Generation with Externalities (CTNGE in Spanish) is in the range of \$ 60 to \$ 80 dollars/MWh is 44.2% for the coal-fired power plant, 99.1% for the combined cycle, and 60.6% for the nuclear power plant. Current results suggest that, as stochastic models incorporate historical and future information of the main input variables, constitute a tool that provides greater robustness than deterministic models.

Keywords: *Monte Carlo, electric power, levelized cost, baseload generation plants.*

Códigos JEL: C3, C5, C6

¹ Doctora en Ingeniería Industrial, Planeación Estratégica en Ingeniería y Tecnología. Profesora Investigadora en el área de Finanzas de la Facultad de Economía y Negocios de la Universidad Anáhuac México, Campus Norte. E-mail: carmen.gomez@anahuac.mx

Introducción

El objetivo de este trabajo es comparar el costo por MWh generado en centrales generadoras de electricidad de carga base (termoeléctricas de carbón, ciclo combinado y centrales nucleares), que son aquellas que operan las 24 horas de los 365 días del año. Asimismo, se incorporan las externalidades ambientales en los costos de las termoeléctricas de carbón y ciclo combinado, con el objetivo de comparar en igualdad de circunstancias a estas tecnologías con las centrales nucleares que no emiten CO₂ en su proceso de generación de electricidad.

Debido a los cambios en la legislación de los sistemas eléctricos que se han venido haciendo desde hace algunas décadas a nivel internacional y más recientemente a nivel nacional, y en los cuáles se permite la entrada de inversionistas privados en la generación de electricidad, actividad que anteriormente estaba reservada al Estado y el cual disponía de recursos presupuestales, de alguna manera ilimitados, para cubrir la demanda de electricidad. Los inversionistas del sector privado, al contar con recursos limitados y tener que justificar los proyectos ante sus inversionistas se han visto en la necesidad de hacer uso de modelos estocásticos que les permitan incorporar la incertidumbre de las diferentes variables económicas y financieras que afectan los costos que enfrentan las centrales generadoras de energía eléctrica.

El problema que resuelven los métodos estocásticos es proporcionar mayor información para la toma de decisiones de inversión de proyectos de mediano y largo plazo, toda vez que considera la información histórica y los pronósticos de las variables que alimentan a los modelos de simulación, al incorporar la incertidumbre y proporcionan un intervalo de valores donde pudieran encontrarse las variables de interés con una alta probabilidad. Lo que permite reducir el riesgo en las inversiones.

El uso de modelos determinísticos ya no es suficiente para evaluar la viabilidad económica de proyectos de largo plazo (Roques, 2006;

Karkhov, 2002), de ahí la necesidad de incorporar modelos estocásticos (Hrafnkelsson, 2016), donde se emplea simulación Monte Carlo, la cual es una técnica de simulación que bajo diferentes distribuciones de probabilidad permite estimar valores esperados para variables no controlables (Khindanova, 2013; Faulín, 2005).

En el caso de la industria eléctrica se ha aplicado satisfactoriamente la simulación Monte Carlo, en la evaluación de proyectos, como lo señalan (Rode, 2001; Khindanova, 2013; Vithayasrichareon, 2010 y Wada).

En el presente documento se utiliza la metodología del Costo Total Nivelado de Generación (CTNG), desarrollado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2014) y NEA/IEA (Nuclear Energy Agency (NEA) e International Energy Agency (IEA), 2015). En la primera sección, se aplica el modelo determinístico a las tres tecnologías: termoeléctrica de carbón, ciclo combinado y centrales nucleares, en donde los parámetros de entrada son fijos al igual que la variable de salida. En esta sección también se incorporan las externalidades ambientales a través de las emisiones de CO₂ que se generan en las termoeléctricas de carbón y en las centrales de ciclo combinado. Entendiéndose por externalidades “las actividades económicas y sociales de un grupo de personas que impactan negativamente a otro grupo y éste último solo recibe una compensación parcial, o no recibe compensación alguna del primer grupo por el daño ocasionado”. (Organisation for Economic Co-operation and Development / Nuclear Energy Agency, 2003). Cabe señalar, que las centrales nucleares no emiten CO₂ en su proceso de generación de electricidad.

En la segunda sección, se aplica el método estocástico, donde las variables de entrada siguen distribuciones de probabilidad que pueden simularse mediante el procedimiento de Monte Carlo, para lo cual se utiliza el software de Palisade @Risk versión 7.5 y se ejecutan hasta 100,000 iteraciones. El resultado de salida es una función que indica donde pudiera encontrarse el Costo Total Nivelado de Generación con

Externalidades (CTNGE) con un alto nivel de probabilidad.

En la tercera sección, se comparan los resultados de los modelos estocásticos de las tecnologías analizadas con los obtenidos en el modelo determinístico y se presentan conclusiones, recomendaciones y propuesta de trabajos futuros.

1. Metodología del Costo Total Nivelado de Generación

En esta sección se describe brevemente la metodología señalada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE; 2014) y por la NEA/IEA (Nuclear Energy Agency (NEA) e International Energy Agency (IEA), 2015), para estimar el Costo Total Nivelado de Generación con Externalidades (CTNGE), el cual se aplicará a las tres tecnologías tradicionales de carga base: a) termoeléctrica de carbón con capacidad de 772 MW, b) ciclo combinado que utiliza gas natural con 551 MW de capacidad y c) central nuclear equipada con un reactor ABWR (Advanced Boiling Water Reactor) de 1,425 MW de capacidad instalada.

Para determinar el CTNGE se realiza la suma del costo nivelado de inversión (CNI), el costo nivelado del combustible con externalidades ambientales (CNCE), y el costo nivelado de operación y mantenimiento (CNOM).

De acuerdo con Gómez-Ríos (Gómez-Ríos M.d.C., 2008; Gómez-Ríos M.d.C, 2016), el Costo Total Nivelado de Generación con externalidades (CTNGE) puede expresarse como:

$$CTNGE = CNI + CNCE + CNOM$$

donde

CNI: Costo Nivelado de Inversión

CNCE: Costo Nivelado del Combustible con Externalidades de CO₂

CNOM: Costo Nivelado de Operación y Mantenimiento.

El CTNGE indica la cantidad monetaria que tiene que destinarse para la construcción de la central (costo nivelado de inversión), para cubrir los costos de combustible y compensar a la sociedad por las externalidades ocasionadas por las emisiones de CO₂ en el proceso de generación de electricidad, así como los costos de operación y mantenimiento por cada MWh generado.

1.1. Estimación del Costo Total Nivelado de Generación con Externalidades utilizando el Método Determinístico

1.1.1. Costo Nivelado de Inversión

En esta sección se aplica el método determinístico para estimar el Costo Nivelado de Inversión (CNI) para las tres tecnologías que se consideran en el presente documento que son: A) termoeléctrica de carbón, B) ciclo combinado y C) central nuclear equipada con un reactor ABWR. En este método no se pueden modificar los parámetros de entrada a lo largo de la vida operativa de las centrales y se obtiene un resultado único de salida.

A continuación, se mencionan las principales características de las tres tecnologías de carga base que se analizan.

A. Termoeléctrica de Carbón

Las principales características que se pueden mencionar de las termoeléctricas de carbón (TC) son: a) es una tecnología intensiva en capital, de tal modo que cualquier movimiento en la tasa de descuento afecta de manera importante los costos de inversión; b) la participación de los costos del combustible en su operación representa aproximadamente 50% de los costos totales por lo que cualquier movimiento al alza en el precio del carbón impacta fuertemente el costo del combustible; c) es una tecnología con una larga vida económica (40 años de operación); y d) emite CO₂ al ambiente en su proceso de generación de electricidad.

B. Ciclo Combinado

En el caso del ciclo combinado (CC): a) es una tecnología que requiere un bajo nivel de inversión, de ahí que las variaciones en las tasas de descuento no tienen un fuerte impacto sobre los costos de inversión; b) la participación del costo del combustible es alta, alrededor de 75%, por lo que, las variaciones en los precios del gas natural impactan de manera importante los costos de combustible; c) tiene una vida económica de 30 años y d) emite dióxido de carbono (CO₂) al ambiente.

C. Central Nuclear

Las centrales nucleares tienen las siguientes características: a) tecnología intensiva en capital, de tal modo que cualquier movimiento en las tasa de descuento afecta de manera importante los costos de inversión; b) la participación de los costos del combustible en su operación son relativamente bajos (18%), de ahí que, movimientos al alza del precio del uranio, afecta levemente los costos del combustible; c) es una tecnología con una larga vida económica (60 años de operación); y d) no emite CO₂ al ambiente.

En la Tabla 1, se muestran los parámetros de entrada para calcular el costo nivelado de inversión (CNI) de las tres tecnologías, publicados por NEA/IEA.

Tabla 1

Parámetros de entrada para calcular el CNI

Concepto	Unidades	TC	CC	Nuclear
Capacidad	MW	772	551	1,425
Factor de planta	%	85%	85%	85%
Usos propios	%	10.6%	3.0%	3.5%
Costo unitario de inversión	Dólares/kW	2,271	1,108	5,241
Vida económica	años	40	30	60
Tasa anual de descuento	%	4.84%	4.84%	4.84%

Fuente: (Nuclear Energy Agency (NEA) e International Energy Agency (IEA), 2015

Tabla 2

Programa de Inversión de las Centrales

	TC	CC	Nuclear
Año	%Inversión	%Inversión	%Inversión
-5			3.5%
-4	11.6%		16.1%
-3	58.8%	9.4%	41.7%
-2	25.7%	72.1%	30.7%
-1	3.9%	18.5%	8.0%
0	100.0%	100.0%	100.0%

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, 2014

La construcción de este tipo de centrales de carga base se realiza en más de un año por lo que se tienen que realizar varias erogaciones anuales durante el proceso de construcción de las mismas. En la Tabla 2 se presenta el programa de inversión de la construcción de las centrales (Comisión Federal de Electricidad, 2014).

Aplicando la metodología del Costo Nivelado de Inversión (CNI) se obtiene el monto de inversión sin y con intereses, la generación bruta y neta, así como el mismo CNI de cada una de las centrales, los cuales se presentan en la Tabla 3.

1.1.2. Costo Nivelado del Combustible con Externalidades

Para determinar el costo del combustible de la termoeléctrica de carbón con capacidad de 772 MW, se utilizan las proyecciones del precio del carbón publicados por NEA/IEA para el período 2017-2040 (Annual Energy Outlook, 2017) y se estima un costo promedio del combustible de \$40.61 dólares/MWh.

En el caso del ciclo combinado con capacidad de 551 MW, se consideraron las proyecciones de los precios del gas natural (Annual Energy Outlook,

2017), estimándose un costo promedio del combustible de \$48.44 dólares/MWh.

Con el fin de incluir las externalidades del CO₂ en la termoeléctrica de carbón y en el ciclo combinado, se consideran las emisiones de CO₂ reportadas por la COPAR (Comisión Federal de Electricidad, 2014), siendo de 730.0 kilogramos de CO₂ por MWh generado en la termoeléctrica de carbón y 376.9 kilogramos de CO₂ por MWh en el ciclo combinado. El precio promedio que se utiliza para valuar las emisiones es de \$7.4892 dólares por tonelada de CO₂ emitidas al ambiente, el precio se estimó de una serie histórica diaria del período enero 2012 a diciembre 2017 publicada en el sitio web de la empresa market business insider (Market Business Insider, 2017). Las emisiones de CO₂ de las tecnologías fósiles se multiplican por la generación bruta anual y posteriormente por el precio de la tonelada de CO₂. En la termoeléctrica de carbón se obtiene un costo de \$6.12 dólares/MWh. En los 40 años de operación se generarían 167.9 millones de toneladas de CO₂. En el ciclo combinado se obtendría un costo de \$2.91 dólares/MWh, y en los 30 años de operación se emitirían 46.4 millones de toneladas de CO₂.

Tabla 3
Costo Nivelado de Inversión (CNI) – Modelo Determinístico
Termoeléctrica de Carbón, Ciclo Combinado y Nuclear

Concepto	Unidades	TC	CC	Nuclear
Inversión sin intereses	Millones de dólares	1,753.5	610.5	7,468.4
Inversión con intereses	Millones de dólares	2,001.1	668.4	8,520.1
Generación bruta anual	MWh	5,748,312	4,102,746	10,610,550
Generación neta anual	MWh	5,138,991	3,979,664	10,239,181
CNI	Dólares/MWh	21.19	10.24	40.84

Fuente: Elaboración propia con datos de CFE, 2014 y NEA/IEA, 2015

El costo nivelado del combustible considerando externalidades (CNCE) para la termoeléctrica de carbón es de \$46.73 dólares/MWh y de \$51.35 dólares/MWh para el ciclo combinado. En el caso de la central nuclear al no emitir CO₂ al ambiente el costo del combustible es de únicamente \$9.33 dólares/MWh. Véase Tabla 4.

1.1.3. Costo Nivelado del Operación y Mantenimiento

El costo nivelado de operación y mantenimiento anual (CNOM) para la termoeléctrica de carbón es de \$12.44 dólares/MWh. En el ciclo

combinado, \$4.79 dólares/MWh. Y en la central nuclear \$11.0 dólares/MWh. Las cifras anteriores se calcularon considerando las estimaciones del NEA/IEA. (Nuclear Energy Agency (NEA) e International Energy Agency (IEA), 2015).

1.1.4. Costo Total Nivelado de Generación con Externalidades

El resultado del CTNGE con externalidades utilizando el modelo determinístico se obtiene al sumar los costos nivelados calculados con anterioridad para cada una de las tecnologías, como se muestran en la Tabla 5.

Tabla 4

*Costo Nivelado del Combustible con Externalidades (CNCE)
Termoeléctrica de Carbón, Ciclo Combinado y Nuclear*

	TC	CC	Nuclear
Costo Nivelado de Combustible	\$ 40.61	\$ 48.44	\$ 9.33
Costo Nivelado del CO ₂	\$ 6.12	\$ 2.91	\$ 0.0
CNCE	\$ 46.73	\$ 51.35	\$ 9.33

Fuente: Elaboración propia con datos de CFE, 2014; NEA/IEA, 2015 y Annual Energy Outlook, 2017

Tabla 5

*Costo Total Nivelado de Generación con Externalidades (CTNGE)
Termoeléctrica de Carbón, Ciclo Combinado y Nuclear*

	TC	CC	Nuclear
Costo Nivelado de Inversión	\$ 21.19	\$ 10.24	\$ 40.84
Costo Nivelado de Combustible	\$ 40.61	\$ 48.44	\$ 9.33
Costo Nivelado del CO ₂	\$ 6.12	\$ 2.91	\$ 0.0
Costo Nivelado de Operación y Mantenimiento	\$ 12.44	\$ 4.79	\$ 11.0
CTNGE	\$ 80.35	\$ 66.38	\$ 61.17

Fuente: Elaboración propia con datos de CFE, 2014; NEA/IEA, 2015 y Annual Energy Outlook, 2017

En la Gráfica 1, se muestra la participación de los costos nivelados dentro del CTNGE de cada una de las tecnologías analizadas. Se puede observar que en el caso de la central nuclear el costo nivelado de inversión representa la mayor participación (67%), en tanto que en el ciclo combinado el combustible es por mucho el más representativo (73%).

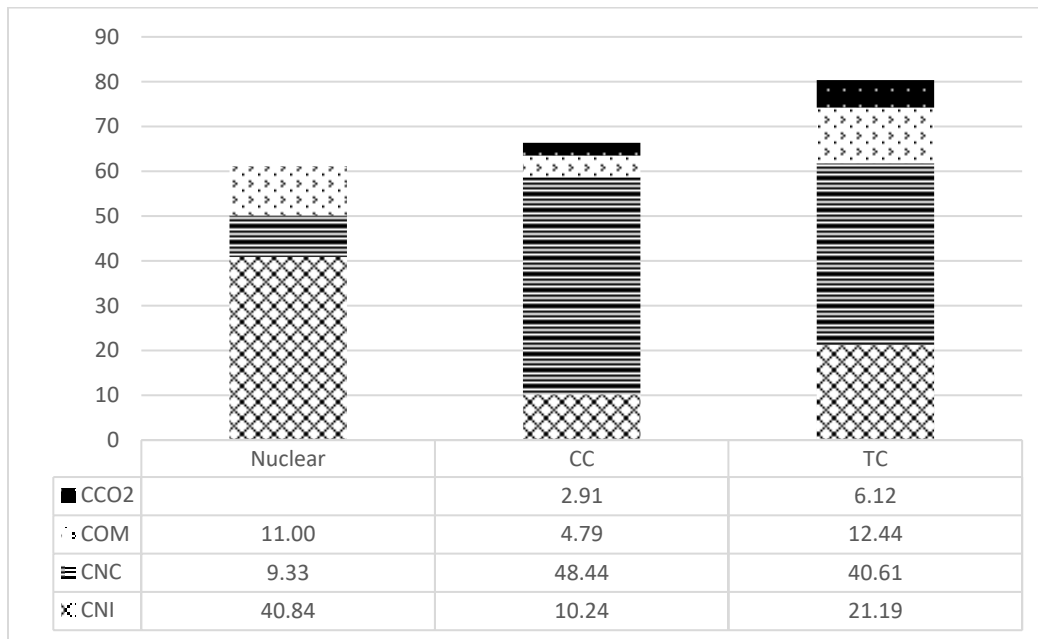
Una vez que se han mostrado los resultados del modelo determinístico para las tres tecnologías, se desarrolla el modelo estocástico, para lo cual se utiliza el modelo Monte Carlo para simular las variables de entrada que tienen mayor impacto en el CTNGE de cada una de las tecnologías.

2. Estimación del Costo Total Nivelado de Generación con Externalidades utilizando el Método Estocástico

El objetivo del método estocástico es incorporar información histórica de las principales variables

de entrada, a través de funciones de densidad de probabilidad, que permitan incorporar mayor información al momento de generar las variables de salida. Lo anterior, es de suma importancia cuando se evalúan proyectos de inversión de largo plazo, como es el caso que nos ocupa, donde es poco probable que las variables de entrada permanezcan constantes.

La simulación Monte Carlo, se usa para problemas con condiciones de operación complejas (que involucran un número relativamente alto de eventos), que desde hace varios años está siendo aplicada en la industria de generación de energía eléctrica (Feldman, 2010). Cabe indicar que la simulación Monte Carlo solo entregará datos tan precisos como sea el modelo al que se aplica, por lo que el tener un entendimiento completo del problema es vital para que los resultados obtenidos sean relevantes (Li, 2013).



Fuente: Elaboración propia con datos de CFE, 2014; NEA/IEA, 2015 y Annual Energy Outlook, 2017
Gráfica 1. Participación de los costos nivelados dentro del CTNGE

Algunos autores (Feldman, 2010; Hrafnkelsson, 2016; Rode, 2001; Roques, 2006; Vithayasrichareon P. a., 2010; Vithayasrichareon P. M., 2010; Khindanova, 2013), mencionan que en proyectos que involucran grandes inversiones, como los presentados en este documento (centrales de generación de energía eléctrica de carga base), es cada vez más común entre los analistas del sector eléctrico, utilizar métodos estocásticos para una toma de decisiones más robusta.

En esta sección se emplea información histórica de las variables de entrada $X_{1t}, X_{2t}, \dots, X_{nt}$, $t = 1, 2, \dots, T$, bajo su función de densidad de probabilidad asociada $f_j(x_{jt}), j = 1, 2, \dots, n$. Mediante la función de distribución de probabilidad acumulada de mejor ajuste de cada una de las variables de entrada es posible simular su comportamiento en diferentes escenarios (Feldman, 2010) y estimar el valor esperado de diferentes variables (Li, 2013).

Las variables de entrada que se han considerado en este documento son: a) costo unitario de inversión (Nuclear Energy Agency (NEA) e International Energy Agency (IEA), 2015); b) tasa mensual de descuento CIRR (Commercial Interest Reference Rate) en el periodo enero 2009 noviembre 2017 publicada por la OECD (OECD Organisation for Economic Co-operation and Development, 2017), y c) proyecciones del precio de las emisiones de CO₂.

Para estimar las funciones de distribución y realizar la simulación Monte Carlo se utiliza el software especializado @Risk versión 7.5 de la empresa Palisade.

2.1 Funciones de Densidad de los parámetros de entrada – Método Estocástico

a) Costo unitario de inversión

La función de densidad de probabilidad de mejor ajuste para el costo unitario de inversión de la termoeléctrica de carbón, con un valor máximo de

\$3,067 dólares/kWe, mínimo de \$2,080 dólares/kWe y medio de \$2,470 dólares/kWe. (Nuclear Energy Agency (NEA) e International Energy Agency (IEA), 2015), es de tipo triangular, con una media y desviación estándar de \$2,470 dólares/kWe y \$214.27 dólares/kWe, respectivamente. Los resultados obtenidos indican que existe 90% de probabilidad de que el costo unitario de inversión se encuentre en el rango de \$2,175 dólares/kWe y \$2,868 dólares/kWe

Se ajustaron sus parámetros según la expresión de log-verosimilitud

$$\begin{aligned} \text{máxl} &= \sum_{j=1}^n \ln[f_i(x_{jt})] \\ f_i(x_{jt}) &= I_{[a,c]} \left[\frac{2(x_{jt} - a)}{(b - a)(c - a)} \right] + I_{[c,c]} \left[\frac{2}{b - a} \right] \\ &\quad + I_{(c,b]} \left[\frac{2(b - x_{jt})}{(b - a)(b - c)} \right] \end{aligned}$$

y la prueba de razón de verosimilitud $\lambda = \frac{\text{máx}\theta_0}{\text{máx}\theta_1}$.

La función de densidad de probabilidad de mejor ajuste para el ciclo combinado, con valor máximo de \$1,289 dólares/kWe, mínimo de \$1,014 dólares/kWe y medio de \$1,108 dólares/kWe), es de tipo triangular, con una media de \$1,108.0 dólares/kWe y desviación estándar de \$64.0 dólares/kWe. También se encontró que existe 90% de probabilidad de que el costo unitario de inversión esté en el rango de \$1,024.4 dólares/kWe y \$1,228.3 dólares/kWe.

Se ajustaron sus parámetros según la expresión de log-verosimilitud

$$\begin{aligned} \text{máxl} &= \sum_{j=1}^n \ln[f_i(x_{jt})] \\ f_i(x_{jt}) &= I_{[a,c]} \left[\frac{2(x_{jt} - a)}{(b - a)(c - a)} \right] + I_{[c,c]} \left[\frac{2}{b - a} \right] \\ &\quad + I_{(c,b]} \left[\frac{2(b - x_{jt})}{(b - a)(b - c)} \right] \end{aligned}$$

Modelos estocásticos aplicados a la simulación de costos nivelados de centrales generadoras de electricidad de carga base considerando externalidades ambientales

y la prueba de razón de verosimilitud $\lambda = \frac{\text{máx}\theta_0}{\text{máx}\theta_1}$.

Respecto a la función de densidad de probabilidad de mejor ajuste para el costo unitario de la central nuclear equipada con un reactor ABWR de tercera generación +, según el procedimiento de máxima verosimilitud, y el valor máximo de \$6,217 dólares/kWe, mínimo de \$4,480 dólares/kWe y medio de \$5,240 dólares/kWe (Nuclear Energy Agency (NEA) e International Energy Agency (IEA), 2015), se encontró que es de tipo triangular, con una media de \$5,240.67 y desviación estándar de \$362.67 dólares/kWe.

En la función de densidad se encuentra que hay un 90% de probabilidad de que el costo unitario de inversión esté en el rango de \$4,698 dólares/kWe y \$5,895 dólares/kWe.

Se ajustaron sus parámetros según la expresión de log-verosimilitud

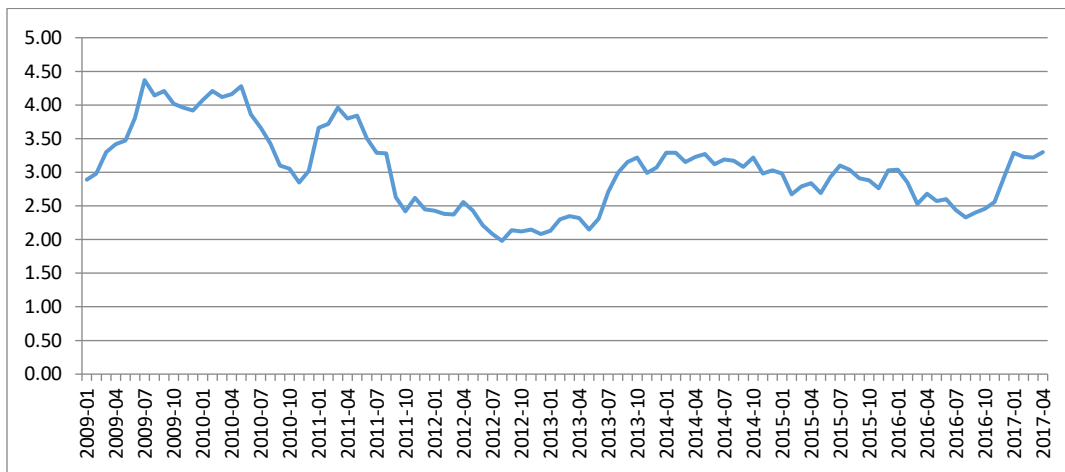
$$\text{máx}l = \sum_{j=1}^n \ln[f_i(x_{jt})]$$

$$f_i(x_{jt}) = I_{[a,c]} \left[\frac{2(x_{jt} - a)}{(b - a)(c - a)} \right] + I_{[c,c]} \left[\frac{2}{b - a} \right] + I_{[c,b]} \left[\frac{2(b - x_{jt})}{(b - a)(b - c)} \right]$$

y la prueba de razón de verosimilitud $\lambda = \frac{\text{máx}\theta_0}{\text{máx}\theta_1}$.

b) Tasa de descuento

En el caso de la tasa de descuento se ha tomado como referencia la Commercial Interest Reference Rate (CIRR) (OECD Organisation for Economic Co-operation and Development, 2017), que es la tasa de interés que se aplica en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) para financiar proyectos de largo plazo, y del cual, México es miembro. Se considera una serie mensual para el período enero 2009 a noviembre 2017. También se ha incluido un factor de ajuste que incluye el riesgo-país de México, que el 1° de septiembre de 2017 se situaba en 181 punto base, según la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. (Secretaría de Hacienda y Crédito Público, 2017). La serie de la CIRR se muestra en la Gráfica 2.



Fuente: Elaboración propia con datos de OECD, 2017 Organization for Economic Co-operation and Development, 2017

Gráfica 2. Comportamiento histórico de la CIRR

Bajo este conjunto de información la función de densidad de probabilidad que mejor se ajusta es una Weibull, con media de la función de 3.0309 y desviación estándar de 0.5970.

Se ajustaron los parámetros según la siguiente expresión:

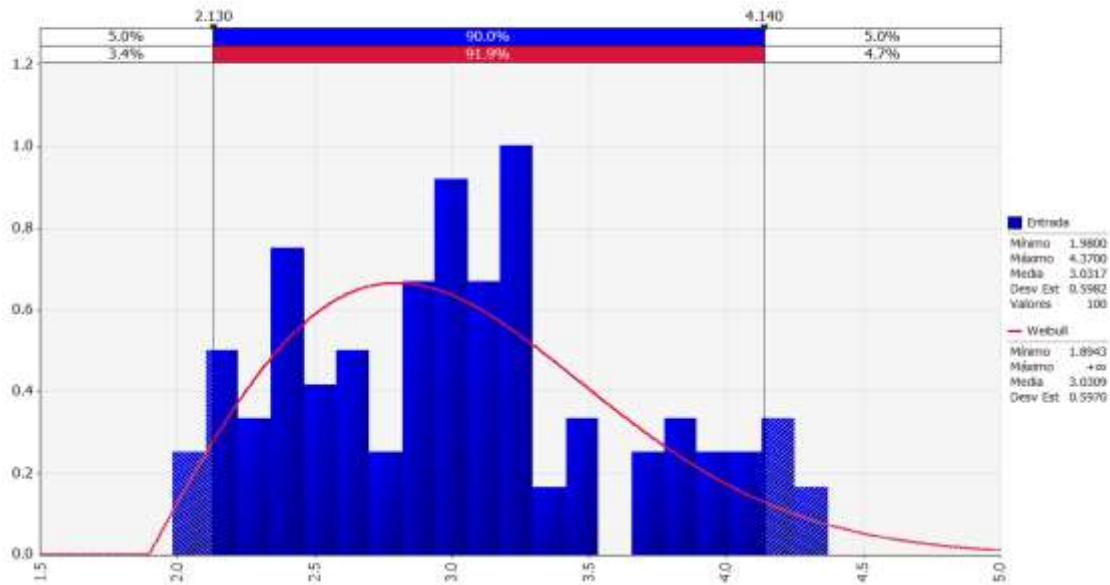
$$\begin{aligned}
 \text{máx } l &= \sum_{j=1}^n \ln[f_i(x_{jt})] \\
 f_i(x_{jt}) &= \begin{cases} \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{x_{jt}}{\alpha}\right)^{\beta-1} \exp\left[-(x_{jt}/\alpha)^\beta\right] & \text{si } x_{jt} \geq 0 \\ 0 & \text{si } x_{jt} < 0 \end{cases}
 \end{aligned}$$

En la Gráfica 3 se observa que existe un 91.9% de probabilidad de que la CIRR se encuentre en el rango de 2.13% y 4.14%.

Considerando la media de la función de distribución de la CIRR y el riesgo país, se estima una tasa de descuento para obtener los costos nivelados de 4.84%.

c) Precio de las emisiones de CO₂

Con el fin de valorar las emisiones de CO₂ de las tecnologías fósiles se utiliza la serie histórica de los precios por tonelada de CO₂, publicada por la empresa market business insider. La serie histórica es diaria para el período del 30 de enero del 2012 hasta el 15 de diciembre de 2017.



Fuente: Elaboración propia con datos de OECD, 2017. Organization for Economic Co-operation and Development, 2017

Gráfica 3. Distribución de Probabilidad de la CIRR

La función de densidad de probabilidad de mejor ajuste para el precio de las emisiones de CO₂, según el procedimiento de máxima verosimilitud, y el valor máximo de \$9.52 euros/tonCO₂, mínimo de \$1.90 euros/tonCO₂ y medio de \$5.90 euros/tonCO₂ (Market Business Insider, 2017). La distribución de probabilidad encontrada es de tipo triangular, con una media y desviación estándar de \$5.90 euros/tonCO₂ y \$1.5613 euros/tonCO₂, respectivamente, y se ajustaron sus parámetros según la expresión de log-verosimilitud

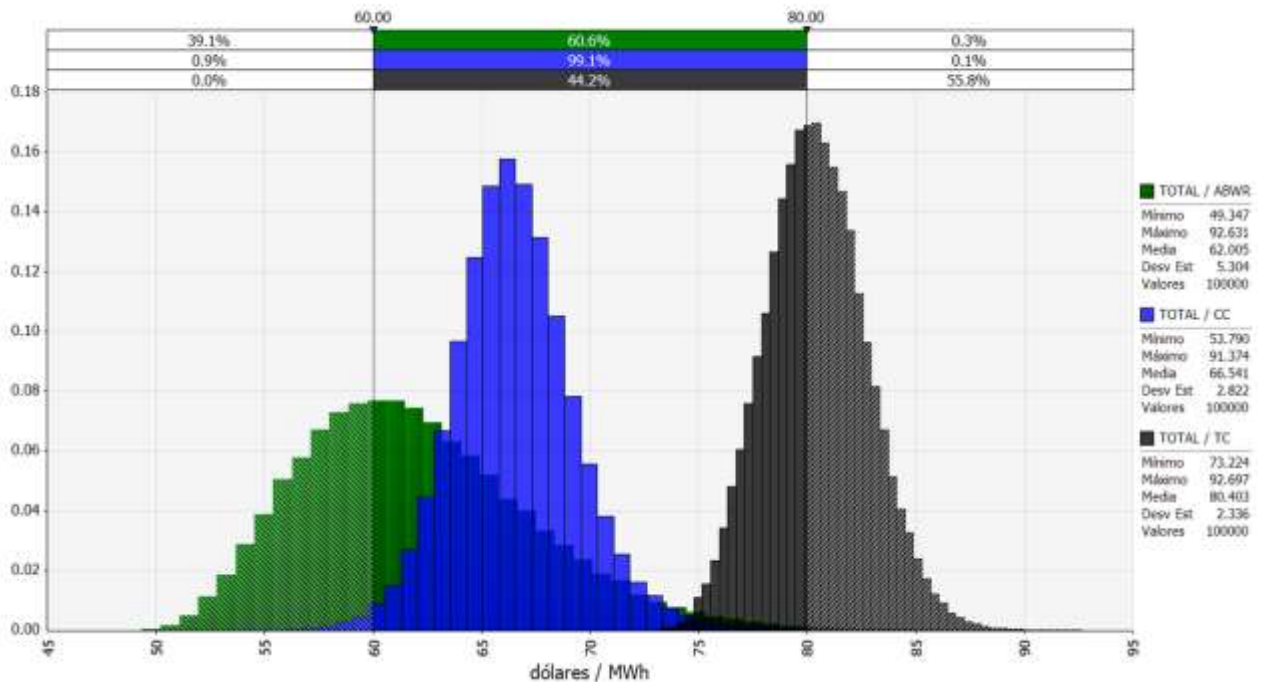
$$máxl = \sum_{j=1}^n \ln[f_i(x_{jt})]$$

$$f_i(x_{jt}) = I_{[a,c]} \left[\frac{2(x_{jt} - a)}{(b - a)(c - a)} \right] + I_{[c,c]} \left[\frac{2}{b - a} \right] + I_{(c,b]} \left[\frac{2(b - x_{jt})}{(b - a)(b - c)} \right]$$

y la prueba de razón de verosimilitud $\lambda = \frac{máx\theta_0}{máx\theta_1}$.

La probabilidad de que el precio por tonelada de CO₂ se encuentre en el rango de 3.19 euros y 8.41 euros es del 90%.

Para cuantificar en dólares el valor medio de las emisiones de CO₂ que se encuentra en euros, se utiliza la serie histórica del tipo de cambio dólar-euro del Banco Central Europeo (European Central Bank, 2017) para el período enero 2012 - noviembre 2017, y se obtiene una cotización promedio de 1.2690 dólares por euro. La cual se aplica al valor medio de la tonelada de CO₂ (5.9 euros) y se obtiene un precio promedio de las emisiones de CO₂ de \$7.4892 dólares/tonCO₂.



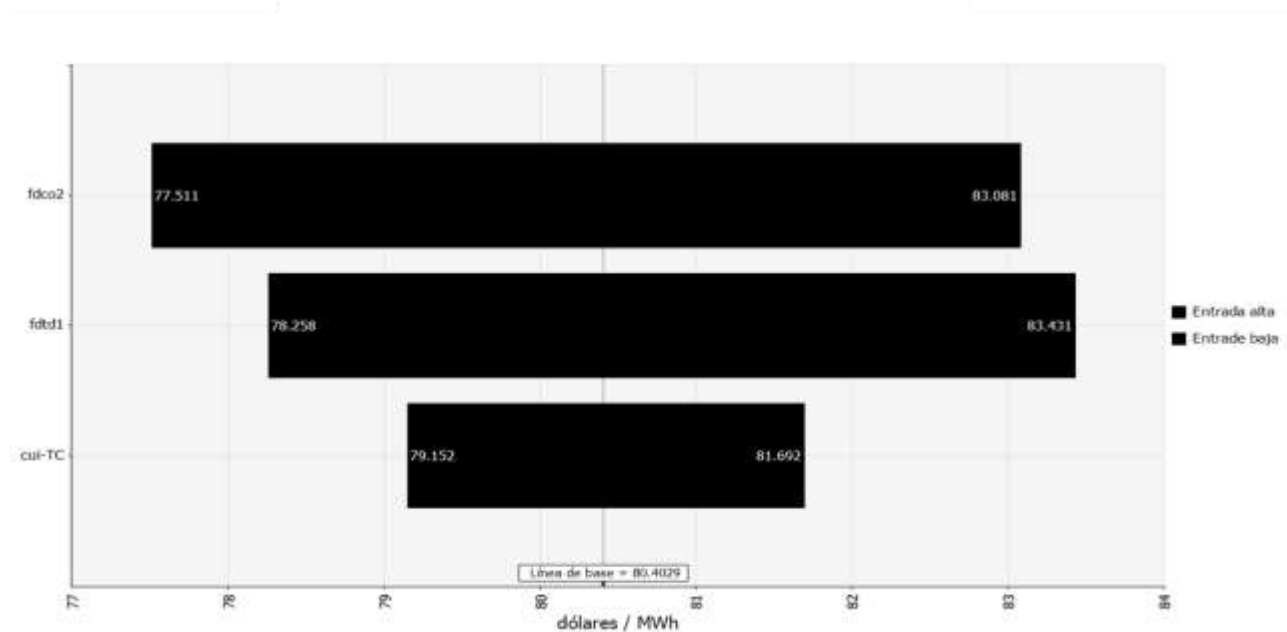
Fuente: Elaboración propia con datos de CFE, 2014; NEA/IEA, 2015 y OECD, 2017
 Gráfica 4. Comparativo de funciones de distribución de probabilidad del CTNGE
 Termoeléctrica de Carbón, Ciclo Combinado y Nuclear
 Método Estocástico

2.2 Resultados de la Simulación Monte Carlo – Método Estocástico

En esta sección se consideran las funciones de distribución de los parámetros de entrada de las tres tecnologías analizadas, aplicando el software @RISK 7.5 y se realizan 100,000 iteraciones para estimar las medias del CTNGE. En el caso de la termoeléctrica de carbón se obtuvo una media del CTNGE de \$80.40 dólares/MWh generado, una desviación estándar de \$2.33 dólares/MWh y una probabilidad de que el CTNGE se encuentre en el rango de \$60 a \$80 dólares/MWh de 44.2%. Mientras que, para el ciclo combinado, la media es de \$66.54 dólares/MWh, una desviación

estándar de \$2.82 dólares/MWh y una probabilidad de que el CTNGE se encuentre en el rango de \$60 a \$80 dólares/MWh de 99.1%. En tanto que la central nuclear (ABWR) presenta una media de \$62.0 dólares/MWh, una desviación estándar de \$5.30 dólares/MWh y una probabilidad de que el CTNG se encuentre en el rango de \$60 a \$80 dólares/MWh de 60.6%. En la Gráfica 4 se observan los resultados de las tres tecnologías (ver página anterior).

En las Gráficas 5, 6 y 7 se presentan los análisis de tornado de las tres tecnologías, el cual se desarrolla en la siguiente sección.



Fuente: Elaboración propia con datos de CFE, 2014; NEA/IEA, 2015 y OECD, 2017
Gráfica 5. Análisis de Tornado – Termoeléctrica de Carbón

2.3 Análisis de Tornado – Método Estocástico

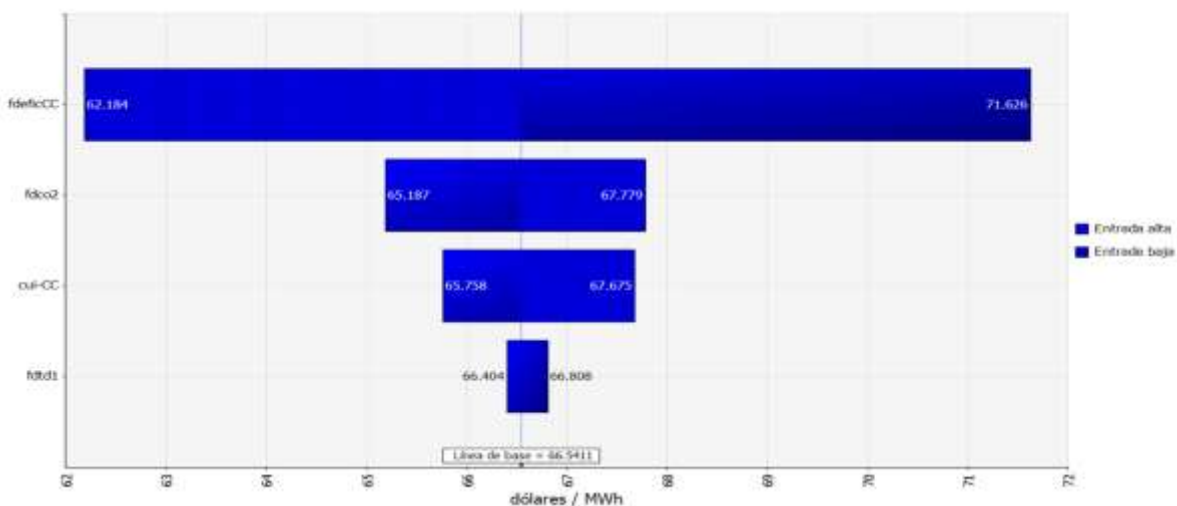
En este apartado se presenta el análisis de tornado para las tres tecnologías objeto de estudio, en el cual, se cuantifica el impacto que los principales parámetros de entrada tienen sobre el CTNGE en cada una de las tecnologías.

En el caso de las termoeléctricas de carbón se modifican tres parámetros de entrada: a) precio de las emisiones de CO₂ (aparece con las siglas fdco2, en la gráfica); b) tasa de descuento (fdtd1); y c) costo unitario de inversión (cui-TC). Se puede apreciar que los parámetros que mayor impacto tienen sobre el CTNGE son el precio de las emisiones de CO₂ y la tasa de descuento. Si hay una variación a la baja en el precio de las emisiones de CO₂ (del percentil 5% al 95%), el CTNGE pasa de \$80.40 dólares/MWh a \$77.51. Mientras que, si la tasa de descuento tiene un movimiento al alza, el CTNGE pasa de \$80.40 dólares/MWh a \$83.43. El parámetro que menor impacto tiene es el costo unitario de inversión. Véase Gráfica 5.

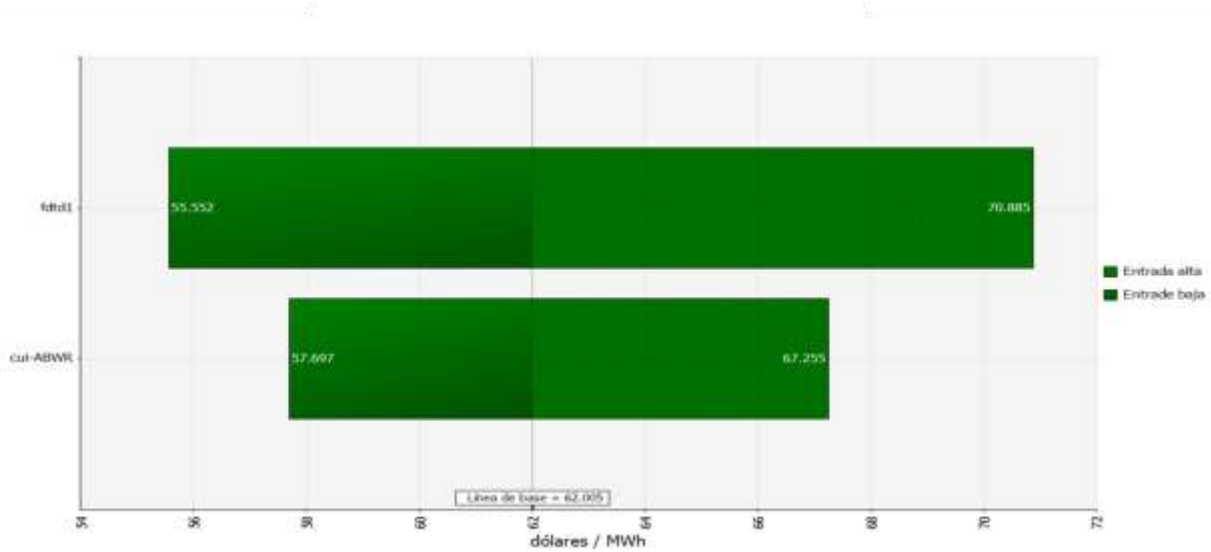
En el ciclo combinado se modifican cuatro parámetros de entrada: a) eficiencia de las centrales (fdcficCC, en la gráfica); b) precio de las emisiones de CO₂, (fdco2); c) costo unitario de

inversión (cui-CC); y d) la tasa de descuento (fdtd1). El parámetro que mayor impacto tiene sobre el CTNGE es la eficiencia de este tipo de centrales, mostrando una relación inversa, ya que si hay una baja en ésta, el CTNGE pasa de \$66.54 dólares/MWh a \$71.63 y si la variación es a la alza, el CTNGE pasa de \$66.54 dólares/MWh a \$62.18. En tanto que, el parámetro que menor impacto tiene sobre el CTNGE es la tasa de descuento. En la Gráfica 6 se muestran los resultados.

En la central nuclear se modifican dos parámetros de entrada: a) tasa de descuento (fdtd1, en la gráfica); y b) costo unitario de inversión (cui-ABWR). Al ser una tecnología intensiva en capital, el parámetro que mayor impacto tiene sobre el CTNGE es la tasa de descuento, ya que si hay una variación al alza (del percentil 5% al 95%), el CTNGE pasa de \$62.0 dólares/MWh a \$70.88 y si la variación es a la baja, pasa de \$62.0 dólares/MWh a \$55.55. Un cambio al alza en el costo unitario de inversión impacta al CTNGE al pasar de \$62.0 dólares/MWh a \$67.25, y si el cambio es a la baja, va de \$62.0 dólares/MWh a \$57.69. En la Gráfica 7 se muestran los resultados del análisis de tornado de la central nuclear.



Fuente: Elaboración propia con datos de CFE, 2014; NEA/IEA, 2015 y OECD, 2017
Gráfica 6. Análisis de Tornado – Ciclo Combinado

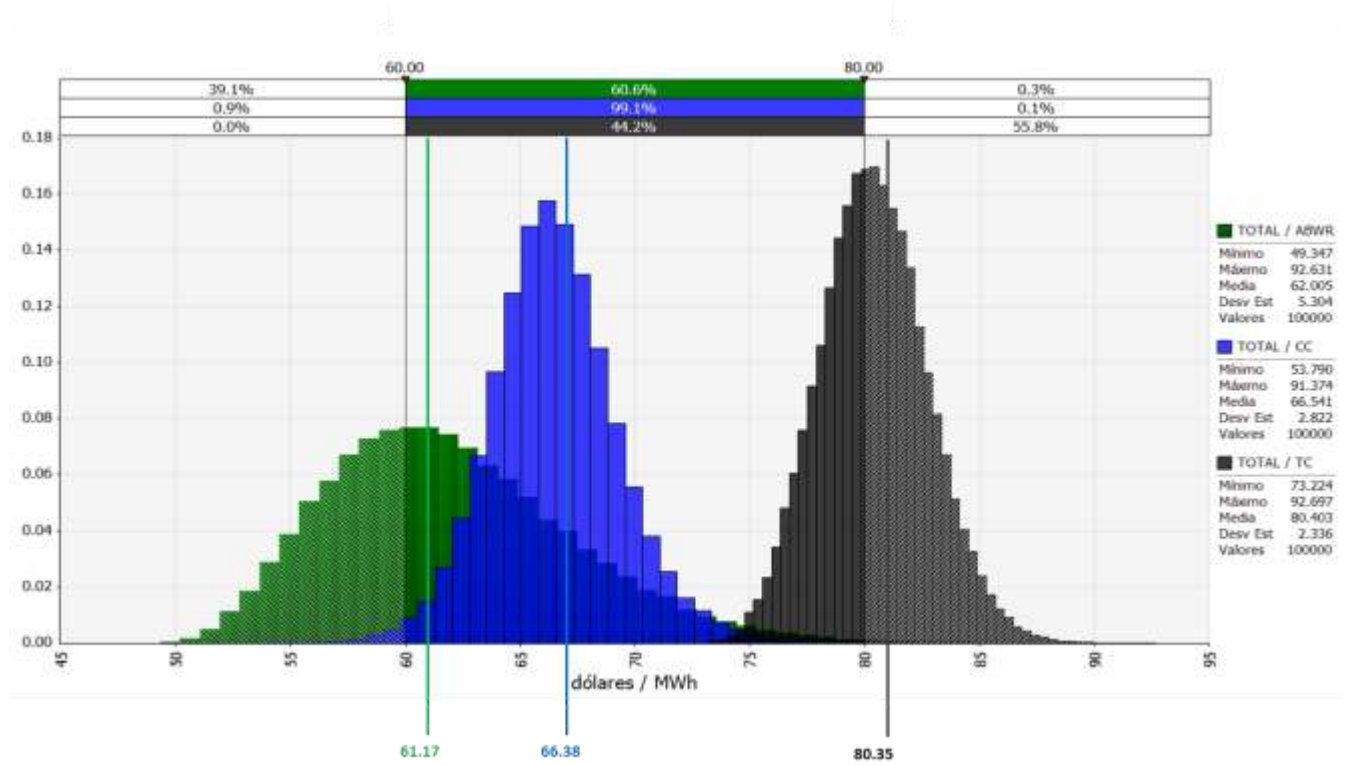


Fuente: Elaboración propia con datos de CFE, 2014; NEA/IEA, 2015 y OECD, 2017
 Gráfica 7. Análisis de Tornado – Central Nuclear

3. Comparación de Resultados del Modelo Determinístico y Estocástico

En esta sección se comparan los resultados obtenidos en el método determinístico y del método estocástico. En la Gráfica 8 se presentan las funciones de distribución de probabilidades obtenidas a través de simulaciones Monte Carlo para las tecnologías analizadas y los valores determinísticos de las mismas.

Al comparar el resultado obtenido del CTNGE con el método determinístico y los resultados del modelo estocástico, se observa claramente que el modelo estocástico proporciona mayor información del comportamiento de la variable de salida (CTNGE), lo cual será de mayor utilidad en la toma de decisiones.



Gráfica 8. Comparativo de funciones de distribución de probabilidad del CTNGE Termoeléctrica de Carbón, Ciclo Combinado y Nuclear Método Determinístico y Estocástico

4. Conclusiones y Recomendaciones

El modelo determinístico solo proporciona un parámetro de entrada, que no se modifica a lo largo del período considerado, y el resultado es un valor de salida. En tanto que el método estocástico, incorpora funciones de distribución de probabilidad asociadas a las variables de entrada, el uso de un software especializado (@Risk) que facilita los cálculos, reduce el tiempo de ejecución del modelo y proporciona una gráfica de distribución de probabilidad de los valores del CTNGE que es fácilmente interpretable. Lo anterior, permite una toma de decisiones más enriquecedora.

En proyectos de largo plazo e intensivos en capital, como los presentados en este trabajo (termoeléctricas de carbón, ciclo combinado y

centrales nucleares), se recomienda el uso de modelos estocásticos para identificar el impacto que generan modificaciones en los parámetros de entrada sobre la variable de salida.

El análisis de tornado proporciona información del grado de impacto que los movimientos al alza y a la baja, de cada una de las variables de entrada, tienen sobre la variable de salida (CTNGE).

La incorporación de las externalidades de las emisiones de CO₂ de las tecnologías que utilizan combustibles fósiles, pretende sensibilizar a los tomadores de decisiones, respecto a las políticas públicas que debieran implementarse para que estas tecnologías internalicen los costos de dichas emisiones.

5. Trabajos futuros

Los trabajos futuros que se tienen considerados son el aplicar la metodología del CTNG a tecnologías de generación de electricidad de tipo intermitente como la solar fotovoltaica y la eólica,

tanto para modelos determinísticos como estocásticos. Y realizar comparaciones del CTNG de las tecnologías de carga base y de las intermitentes.

Referencias

Annual Energy Outlook. (2017).

Comisión Federal de Electricidad. (2014). Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico (COPAR). Subdirección de Programación, Comisión Federal de Electricidad.

European Central Bank (2017). www.ecb.europa.eu

Faulín, J. J. (2005). Simulación de Monte Carlo con excel. Técnica Administrativa, 1-14.

Feldman, R. (2010). Applied Probability and Stochastic Processes. Springer.

Gómez-Ríos, M. d. C. (2016). Aplicación de modelos estocásticos en centrales nucleares generadoras de energía eléctrica para detectar el impacto que tiene la volatilidad de los mercados financieros en los costos nivelados de generación. En C. IMEF, Tópicos actuales de Finanzas (págs. 220 - 260). Guadalajara Jal, México.

Gómez-Ríos, M. d. C. (2008). La Energía Nuclear: una alternativa de generación de energía eléctrica de carga base en México. Tesis Doctoral.

Hrafnkelsson, B. a. (2016). A Method for Estimating Annual Energy Production Using Monte Carlo Wind Speed Simulation. Energies, 9(4), 286.

International Energy Agency. (2013). The changing energy map: Its implications for economic competitiveness. Friends of Europe.

Karkhov, A. (2002). Economic evaluation of bids for nuclear power plants. Atomnaya Tekhnika za Rubezhom, 23 - 26.

Khindanova, I. (2013). A Monte Carlo Model of a Wind Power Generation Investment. The Journal of Applied Business and Economics, 15(1), 94.

Li, W. (2013). Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods. Springer Science & Business Media.

Market Business Insider. (2017). www.marketbusinessinsider.com

Nuclear Energy Agency (NEA) e International Energy Agency (IEA). (2015). Projected Costs of Generating Electricity.

OECD Organisation for Economic Co-operation and Development. (2017). The arrangement for officially supported export credits.

Organisation for Economic Co-operation and Development / Nuclear Energy Agency, O. (2003). Nuclear Electricity Generation: What are the external costs? OECD / NEA.

Modelos estocásticos aplicados a la simulación de costos nivelados de centrales generadoras de electricidad de carga base considerando externalidades ambientales

Rode, D. C. (2001). Monte Carlo methods for appraisal and valuation: a case study of a nuclear power plant. *The Journal of Structured Finance*, 7(3), 38 - 48.

Roques, F. (2006). Power generation investments in liberalised markets: methodologies to capture risk, flexibility, and portfolio diversity. *Économies et Sociétés*, 40(10/11), 1563.

Secretaría de Hacienda y Crédito Público, (2017). Informe Semanal del Vocero.

Vithayasrichareon, P. a. (2010). Electricity generation portfolio evaluation for highly uncertain and carbon constrained future electricity industries. IEEE PES General Meeting.

Vithayasrichareon, P. M. (2010). Electricity generation portfolio analysis for coal, gas and nuclear plant under future uncertainties. The 4th IASTED Asian conference on power and energy systems, AsiaPES.

Wada, K. a. (s.f.). Quantitative risk assessment of rising electricity prices in Japan.