



Munich Personal RePEc Archive

Price of CO₂ emissions in electricity generation

Gómez-Ríos, María del Carmen and Juárez-Luna, David

Facultad de Economía y Negocios, Universidad Anáhuac
México-Norte, Facultad de Economía y Negocios, Universidad
Anáhuac México-Norte

19 October 2018

Online at <https://mpra.ub.uni-muenchen.de/89915/>
MPRA Paper No. 89915, posted 12 Nov 2018 14:47 UTC

Precio de las emisiones de CO₂ en la generación eléctrica

María del Carmen Gómez-Ríos
Facultad de Economía y Negocios, Universidad Anáhuac México-Norte
carmen.gomez@anahuac.mx

David Juárez-Luna¹
Facultad de Economía y Negocios, Universidad Anáhuac México-Norte
david.juarez@anahuac.mx

Resumen

El objetivo de este artículo consiste en identificar los efectos de incluir el precio de las emisiones de CO₂ en el Costo Total Nivelado de Generación (CTNG) de la central de ciclo combinado. Se emplea simulación Monte Carlo para estimar las densidades de probabilidad del CTNG y del Costo Total Nivelado de Generación con Externalidades (CTNGE). Los efectos del precio de las emisiones de CO₂ en el CTNG de la central de ciclo combinado se analizan a través de los conceptos de dominancia estocástica. Se encuentra que el precio de las emisiones de CO₂ tiene como consecuencia que el CTNGE de la central de ciclo combinado será mayor y más riesgoso que el CTNG. Por otro lado, el CTNGE de la central de ciclo combinado es muy sensible a cambios en el precio de las emisiones de CO₂. El análisis sugiere que se debe reducir la participación de la generación eléctrica a través de centrales de ciclo combinado para sustituirlas por tecnologías limpias. Una limitante del trabajo es que las densidades de probabilidad del CTNG y del CTNGE, generadas a través de simulación Monte Carlo, dependen de los datos empleados, por lo que son sensibles a cambios en los parámetros de entrada.

Clasificación JEL: Q40, Q53

Palabras clave: Emisiones de CO₂, Generación, Electricidad, Costos nivelados.

Price of CO₂ emissions in electricity generation

Abstract

This paper aims to identify the effects of including the price of CO₂ emissions in the Total Levelized Cost of Generation (CTNG, in Spanish) of the combined cycle power plant. Monte Carlo simulation is used to estimate the probability densities of the CTNG and the Total Levelized Cost of Generation with Externalities (CTNGE). The effects of the price of CO₂ emissions in the CTNG of the combined cycle plant are analysed through the concepts of stochastic dominance. We find that the price of CO₂ emissions makes the CTNGE of the combined cycle plant to be higher and riskier than the CTNG. On the other hand, the CTNGE of the combined cycle plant is very sensitive to changes in the price of CO₂ emissions. The analysis suggests that the share of electricity generation through combined cycle plants should be reduced to replace it with clean technologies. A limitation of the work is that the CTNG and CTNGE probability densities, generated through Monte Carlo simulation, depend on the data used, so they are sensitive to changes in the input parameters.

JEL Classification: Q40, Q53

Key words: CO₂ Emissions, Generation, Electricity, Levelized Cost.

¹ Quinto piso del CAIDE. Universidad Anáhuac México, campus Norte. Av. Universidad Anáhuac 46, Col. Lomas Anáhuac, Huixquilucan, Estado de México, México. C. P 52786. Teléfono: 56270210. Ext. 8344. E-mail: david.juarez@anahuac.mx.

1. Introducción

La concentración promedio de CO₂ en la atmósfera ha aumentado considerablemente. Mientras que antes de la revolución industrial la concentración de CO₂ en la atmósfera era de 280 ppm,² para el año 2016 ascendió a 403 ppm. Lo que ha significado un aumento alrededor del 40% (IEA (2017a)).³

Es de destacar que el sector con mayores emisiones de CO₂ ha correspondido a la generación de electricidad, representando el 42% de las emisiones totales en el año 2015. Este hecho se debe a que el 66% de la energía eléctrica mundial se genera a través de tecnologías que emplean carbón y gas natural (IEA (2017a)). No obstante, existe una tendencia hacia sustituir progresivamente el uso del carbón por el gas natural en la generación eléctrica. Es decir, las termoeléctricas de carbón están siendo sustituidas por centrales de ciclo combinado. Esto se debe principalmente a que, en los últimos años, el precio del gas natural ha sido históricamente bajo (IEA (2017b)).

En México, el uso del gas natural para generar electricidad es intensivo. Para el año 2017, existían 83 centrales de ciclo combinado que representaban el 50% de la generación eléctrica. Adicionalmente, la participación de las centrales de ciclo combinado aumentará, debido a que se está reduciendo la participación de la generación eléctrica vía carboeléctricas, termoeléctricas, turbogas y combustión interna, para ser sustituidas por centrales de ciclo combinado (Secretaría de Energía (2018)). En este contexto, sorprende el hecho de que, en México, el impuesto a las emisiones de CO₂ provenientes del gas natural, es de \$0.0 dólares por tonelada de CO₂ ((SHCP, 2016) (SEMARNAT, 2014) citados en Barragán-Beaud *et al* (2018)). Esto significa que las centrales de ciclo combinado no toman en cuenta el precio de las emisiones de CO₂ en sus costos de generación, lo que hace aún más atractivo invertir en dicha tecnología.

² Partes por millón (ppm, por sus siglas en inglés).

³ Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés).

Partiendo de lo anterior, el objetivo de este artículo consiste en identificar los efectos de incluir el precio de las emisiones de CO₂ en el Costo Total Nivelado de Generación (CTNG) de la central de ciclo combinado. Se emplea simulación Monte Carlo para estimar las densidades de probabilidad del CTNG y del Costo Total Nivelado de Generación con Externalidades (CTNGE). Los efectos del precio de las emisiones de CO₂ en el CTNG de la central de ciclo combinado se analizan a través los conceptos de dominancia estocástica.

Los datos se toman de fuentes emitidas por la OCDE. Tales fueron NEA/IEA (2015) y OCDE (2017)). También se tomaron datos del CENACE (2010-2012),⁴ CFE (2014),⁵ de AEO (2017)⁶ y del ICF Consulting Canada (2017).

El principal resultado indica que, por un lado, incorporar el precio de las emisiones de CO₂ tiene como consecuencia que el CTNGE de la central de ciclo combinado será mayor y más riesgoso que el CTNG. Por otro lado, el CTNGE de la central de ciclo combinado es muy sensible a cambios en el precio de las emisiones de CO₂. El resultado es importante ya que brinda los fundamentos para sugerir que se debe reducir la participación de la generación eléctrica a través de centrales de ciclo combinado para sustituirlas por tecnologías limpias.

Es de hacer notar que el Costo Total Nivelado de Generación (con Externalidades) tiene algunas limitaciones. De manera particular, el cálculo del CTNG(E) de manera determinística presenta varias limitaciones (Roques (2006) y Karkhov (2002)), las cuales quedan cubiertas, al menos parcialmente, al emplear el método estocástico (Hrafinkelsson (2016) y Khindanova (2013)). Emplear Simulación Monte Carlo para estimar las densidades de probabilidad del CTNG y del CTNGE resultó muy adecuado. Partiendo de ellas se emplearon los conceptos de dominancia estocástica para analizar los efectos del precio de las emisiones de CO₂ en el CTNG de la central de ciclo combinado. Es de destacar que la simulación Monte Carlo

⁴ Centro Nacional de Control de Energía.

⁵ Comisión Federal de Electricidad.

⁶ Perspectiva Anual de Energía (AEO, por sus siglas en inglés).

presenta algunas limitantes. Las densidades de los CTNG(E) dependen de los datos empleados, por lo que son sensibles a cambios en los parámetros de entrada. Para estimar las densidades de probabilidad del CTNG y del CTNGE se realizaron varios supuestos que, de no cumplirse, pueden alterar los resultados del análisis.

El presente artículo se enmarca en la literatura que estudia los efectos del precio de las emisiones de CO₂. Entre los diversos estudios en esta línea de investigación algunos se enfocan en el papel del precio de las emisiones de CO₂ en la reducción de gases de efecto invernadero (Tvinnereim and Mehling (2018)), en el impacto del precio de las emisiones de CO₂ en la distribución del ingreso en Estados Unidos (Rausch, Metcalf and Reilly (2011)). Otros estudios se enfocan en comparar el precio de las emisiones de CO₂ con permisos comerciables de emisión de CO₂ en cuanto a su efectividad para reducir gases de efecto invernadero (Zareki et al (2015)). Las restricciones de economía política que evitan la implementación de precios óptimos de emisiones de CO₂ también son analizadas (Jenkins (2014)).

El presente trabajo se diferencia de los existentes en tres aspectos. Primero, se enfoca analizar el papel del precio de las emisiones de CO₂ en el CTNG de una tecnología específica, central de ciclo combinado. Segundo, se asume que el precio de las emisiones de CO₂ es estocástico. Tercero, se emplean los conceptos de dominancia estocástica para realizar el análisis.

La simulación Monte Carlo ha sido muy utilizada para evaluar proyectos de generación eléctrica. Concretamente, ha sido utilizada para evaluar proyectos de inversión en una central nuclear (Rode *et al* (2001)), en generación de eléctrica a través del viento (Khindanova (2013)). También ha sido empleada para simular la Producción Anual de Energía eléctrica a través de la velocidad del viento (Hrafinkelsson *et al* (2016)).

El trabajo se divide en seis secciones. La segunda presenta a las emisiones de CO₂ en la generación eléctrica como una externalidad negativa. En la tercera sección se

estiman las densidades de probabilidad del CTNG y del CTNGE a través de simulación Monte Carlo. La cuarta sección analiza los efectos del precio de las emisiones de CO₂ en el CTNG de las centrales de ciclo combinado. Para ello, se emplea dominancia estocástica de primer y segundo orden y análisis de sensibilidad. En la quinta se presentan recomendaciones de política pública. Las conclusiones se presentan en la sexta sección. El apéndice contiene algunas demostraciones importantes.

2. Externalidades negativas: Emisiones de CO₂ en la generación eléctrica

Las emisiones de CO₂ provenientes de la generación eléctrica constituyen una externalidad negativa. De entre las múltiples definiciones de externalidad negativa que existen, por simplicidad, adaptamos la que presentan Mochón y Carreón (2011).

Definición 1 [Externalidad negativa]: Es una acción privada que tiene efectos colaterales negativos o perjudiciales sobre otras personas, como cuando una fábrica [central de generación eléctrica] contamina el aire con sus emisiones.

Concretamente, el problema se refiere a una central de ciclo combinado y a los hogares afectados por las emisiones del CO₂ provenientes de la generación eléctrica. El problema se formula a partir de una adaptación de las notas de clase de Ec270 Public Finance (LSE) de Jonathan Leape (2007).

Suponga que el ingreso de la central de ciclo combinado está dado por $U(X)$, donde X = Mega Watts. Suponga además que $U_x > 0$ y $U_{xx} < 0$. El costo social queda definido por:

$$(1) \quad C(X) + \sum_{h=1}^H c^h(X)$$

dónde: $C(X)$.- costo privado o costo de generación, y; $c^h(X)$.- afectación externa, debido a las emisiones de CO₂, al hogar h . Para garantizar una solución interior suponemos que $C_x > 0$, $C_{xx} < 0$, $c_x^h > 0$ y $c_{xx}^h < 0$.

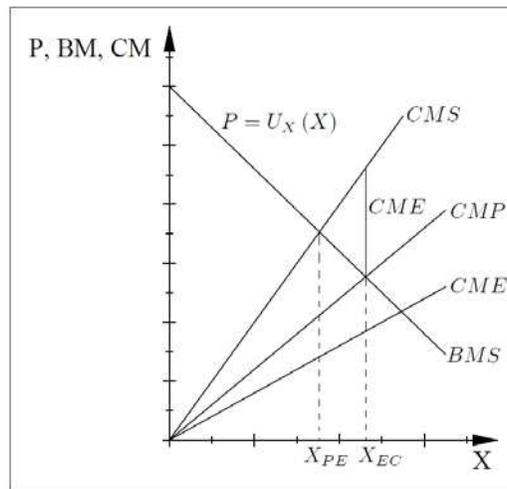
Como es habitual, el beneficio económico de la central de ciclo combinado se obtiene de la diferencia entre el Ingreso Total y el Costo Total.

El equilibrio competitivo se obtiene cuando la oferta o Costo Marginal Privado (CMP) iguala a la demanda o Beneficio Marginal Social (BMS). Es decir, si el equilibrio competitivo se da cuando la central de ciclo combinado genera la cantidad X_{EC} de Mega Watts, las condiciones de primer orden del beneficio implican que

$$(2) \quad U_x(X_{EC}) = C_x(X_{EC})$$

No obstante, generar X_{EC} no es eficiente debido a que, al no incluir el Costo Marginal Externo (CME) derivado de las emisiones de CO₂ provenientes de la generación de electricidad, se tiende a generar demasiados Mega Watts. La gráfica 1 ilustra este hecho.

Gráfica 1: Externalidad negativa: emisiones de CO₂



Fuente: Adaptada de (Leape, 2007).

Para generar la cantidad de Mega Watts que garantiza eficiencia en el sentido de Pareto, es necesario internalizar la externalidad al considerar el Costo Marginal Social (CMS) que se define por:

$$(3) \quad CMS = CMP + CME$$

De este modo, la cantidad de Mega Watts eficiente en el sentido de Pareto, X_{PE} , se obtiene cuando el Costo Marginal Social iguala al Beneficio Marginal Social (CMS=BMS). En este contexto, las condiciones de primer orden del beneficio cumplen que

$$(4) \quad U_x(X_{PE}) = C_x(X_{PE}) + \sum_{h=1}^H c_x^h(X_{PE})$$

Debido a que $U_{xx}(X) < 0$, $C_{xx} > 0$ y $c_{xx}^h > 0$, es evidente que la cantidad de Mega Watts generado por la central de ciclo combinado en equilibrio competitivo es mayor a la generada bajo eficiencia de Pareto, $X_{PE} < X_{EC}$. Lo que implica que el balance entre generación de electricidad y emisiones de CO₂ que garantice el óptimo social implica que la generación eléctrica vía ciclo combinado debe ser menor a X_{EC} . Concretamente, se esperaría que la generación eléctrica vía ciclo combinado debe ser X_{PE} . Lo que implica un aumento en el costo de generación eléctrica de la central de ciclo combinado y, en consecuencia, una disminución de sus beneficios económicos. Por consiguiente, la central de ciclo combinado tendrá incentivos para evitar generar una cantidad de Mega Watts menor a X_{EC} .

En general, existen diferentes mecanismos para alcanzar el nivel de generación eficiente en el sentido de Pareto, X_{PE} . Entre ellas se encuentran impuestos, subsidios y regulación directa.

En este contexto, el Teorema de Coase establece que, si los derechos de propiedad están bien definidos y los costos de transacción son insignificantes, se puede lograr generar la cantidad X_{PE} de Mega Watts, a través de la negociación privada. Debido a que los acuerdos internacionales apuntan a reducir las emisiones de CO₂, se podría argumentar que los derechos de propiedad los tienen los hogares.⁷ No obstante, no se ha logrado una reducción significativa de las emisiones de CO₂ provenientes de la generación eléctrica. De hecho, las emisiones de CO₂ aumentaron anualmente en promedio 2.2% entre los años 2000 y 2010 (IPCC

⁷ El 14 de septiembre de 2016, el senado de México, ratificó el Acuerdo de París sobre cambio climático (ONU, México, (14/Sept/2016)). En junio de 2016, México firmó la Declaración de Líderes de América del Norte sobre la Alianza del clima, energía limpia y medio ambiente (Presidencia de la República, (26/Jun/2016)).

(2015)).⁸ Lo que apunta hacia la implementación de una regulación por parte del gobierno con un doble objetivo: por un lado, reducir la generación eléctrica a través de centrales de ciclo combinado; por otro lado, aumentar la generación eléctrica a través de fuentes renovables.

Es de destacar que el análisis en el presente apartado asume que los costos privados y sociales están definidos por funciones convexas. El contexto cambia cuando los costos de generación y de las emisiones del CO₂ son estocásticos y se describen de acuerdo a distribuciones de probabilidad.

En el siguiente apartado generamos las distribuciones de probabilidad del Costo Total Nivelado de Generación y del Costo Total Nivelado de Generación con Externalidades de la central de ciclo combinado.

3. Costo Total Nivelado de Generación (con Externalidades)

En esta sección se generan variables aleatorias cuyas densidades de probabilidad describen el CTNG y CTNGE. Particularmente, se emplean el Método de simulación Monte Carlo y el método de transformada inversa (ver Ross (1999) para mayor detalle).

3.1. Metodología del CTNGE

El Costo Total Nivelado de Generación (CTNG) indica el costo por MWh generado (NEA/IEA (2015); CFE (2014)). El CTNG que incorpora el precio de las emisiones de CO₂ se denomina Costo Total Nivelado de Generación con Externalidades (CTNGE) (NEA/IEA (2015)). En lo sucesivo nos enfocaremos en la metodología del CTNGE que es más amplia e incluye a la metodología del CTNG. Se hará la correspondiente diferenciación cuando el análisis así lo requiera.

⁸ Grupo Intergubernamental de expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés).

El CTNGE se obtiene del cociente del valor presente de los egresos que ocasionan el diseño, construcción, los costos de las emisiones de CO₂ y los costos de combustible, de operación y mantenimiento, durante la vida útil de la central, entre el valor presente de la energía que se generará en dicho periodo. El CTNGE se compone de cuatro elementos: 1) Costo Nivelado de Inversión (CNI), indica la cantidad monetaria que debe invertirse en una central para generar un MWh de energía eléctrica; 2) Costo Nivelado del Combustible (CNC), indica la cantidad monetaria que debe destinarse a la compra del combustible necesario para generar un MWh de energía eléctrica; 3) El Costo Nivelado de las Externalidades por CO₂ (CNCO₂) captura el costo de las emisiones de CO₂ por cada MWh generado, y; 4) Costo Nivelado de Operación y Mantenimiento (CNOM) indica la cantidad monetaria que tiene que destinarse a la central para cubrir los costos de la operación y mantenimiento por cada MWh generado.⁹ Así, el CTNGE se expresa como sigue:

$$(5) \quad \text{CTNGE} = \text{CNI} + \text{CNC} + \text{CNCO}_2 + \text{CNOM}$$

A continuación, se presentan los datos de entrada necesarios para calcular el CTNGE de una central de ciclo combinado.

3.1.1. Costo Nivelado de Inversión

El CNI se obtiene del cociente del valor futuro de los costos de inversión en la construcción de la central, entre el valor presente de la generación neta anual de energía eléctrica de la central, durante su vida útil. Los parámetros de entrada se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 2. Parámetros de entrada para calcular el CNI

Concepto	Unidades	CC
Capacidad	MW	551
Factor de planta	%	85%
Usos propios	%	3.0%
Costo unitario de inversión	Dólares/kW	Estocástico
Vida económica	años	30
Tasa anual de descuento	%	Estocástica

Fuente: Elaboración propia con datos de NEA/IEA (2015)

⁹ Una descripción más detallada del cálculo del CTNG, así como de sus componentes, se encuentra en Gómez-Ríos, 2008 y Gómez-Ríos, 2016.

La construcción de una central de ciclo combinado toma alrededor de tres años. La tabla 3 muestra el resumen del programa de inversión, que se encuentra detallado en (CFE, 2014).

Tabla 3. Programa de Inversión del Ciclo Combinado

	CC
Año	%Inversión
-3	9.4%
-2	72.1%
-1	18.5%
0	100.0%

Fuente: Elaboración propia con datos de CFE (2014)

3.1.2. Costo Nivelado del Combustible

El cálculo del CNC se obtiene del cociente del valor presente del costo del combustible, dividido entre el valor presente de la generación neta anual de energía eléctrica. Los parámetros de entrada requeridos para calcular el CNC son: 1) eficiencia de la central; 2) precio del gas natural, y; 3) tasa de descuento.

La Perspectiva Anual de Energía de 2017 (AEO, por sus siglas en inglés), brinda proyecciones de los precios del gas natural, los cuales van de \$3.61 dólares/mmbtu en 2017 a \$12.41 dólares/mmbtu para 2050. En el presente análisis se asume que el precio del gas natural seguirá esta tendencia.

Para calcular el CNC se considera que tanto la tasa de descuento como la eficiencia de la central de ciclo combinado son estocásticas.

3.1.3. Costo Nivelado de las Emisiones de CO₂ (Externalidades)

La central de ciclo combinado genera 376.9 kilogramos de CO₂ por MWh (CFE, 2014). Los parámetros que se necesitan para calcular el CNC_{CO₂} son la tasa de descuento y el precio del CO₂. Se asume que la tasa de descuento sigue un comportamiento estocástico. Con la finalidad de capturar el papel de las emisiones del CO₂ en la generación eléctrica a través de centrales de ciclo combinado, se consideran dos escenarios para estimar el costo nivelado de las emisiones de CO₂:

1) supone que el precio por las emisiones de CO₂ es cero, y; 2) considera que el precio de las emisiones de CO₂ sigue un comportamiento estocástico.

3.1.4. Costo Nivelado del Operación y Mantenimiento

El CNOM se obtiene al dividir el valor presente de los costos de operación y mantenimiento entre el valor presente de la generación neta anual de energía eléctrica de la central. Su cálculo requiere de la tasa de descuento, así como de la capacidad de la central. Para estimar el CNOM se empleó información de NEA/IEA (2015), siendo de a \$4.79 dólares/MWh.

En la siguiente sección se captura el comportamiento estocástico de los parámetros de entrada para estimar la densidad de probabilidad que describen el CTNGE de la central de ciclo combinado

3.2. Variables Aleatorias que Describen a los Parámetros de Entrada

En este apartado se emplea simulación Monte Carlo para generar las variables aleatorias X_1, X_2, X_3, X_4 , correspondientes a los parámetros de entrada que se asumieron estocásticos: 1) costo unitario de inversión; 2) nivel de eficiencia de las centrales de ciclo combinado; 3) precio de las emisiones de CO₂, y; 3) tasa de descuento. Las densidades de probabilidad de dichas variables aleatorias son $f_i(x_i)$ para $i = 1, 2, 3, 4$.

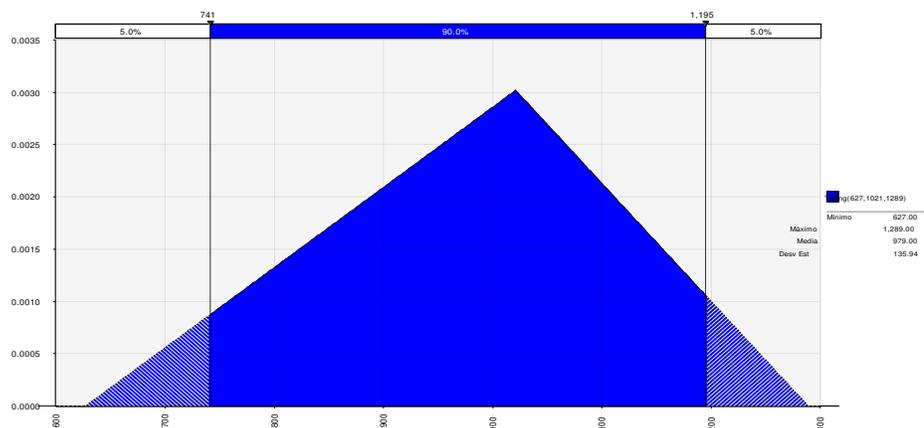
La simulación Monte Carlo se lleva a cabo realizando 100,000 iteraciones. Para ello, se emplea el software especializado @Risk versión 7.5 de la empresa Palisade.

3.2.4. Costo Unitario de Inversión

Se dispone de pocos datos sobre los costos unitarios de inversión, solo se cuenta con los valores máximo, mínimo y la media (NEA/IEA (2015)). La variable aleatoria que describe al costo unitario de inversión tiene una densidad de probabilidad

triangular,¹⁰ con valor máximo de \$1,289 dólares/kW instalado; valor mínimo de \$627, media de \$979 y desviación estándar de \$136 dólares/kW instalado.

Gráfica 4. Costo unitario de Inversión



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de NEA/IEA (2015).

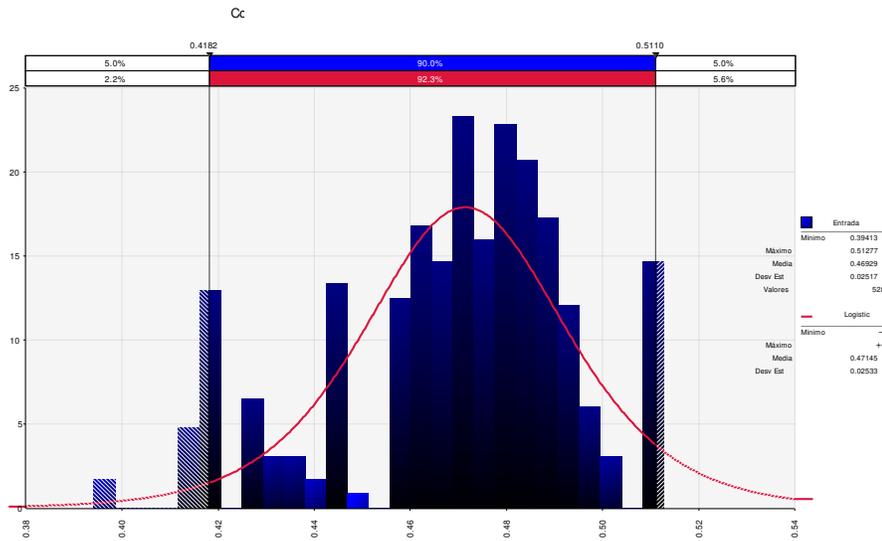
3.2.2. Eficiencia de las Centrales

La información estadística del nivel de eficiencia de las centrales de ciclo combinado en México, para el período 2010-2012, se toma de la información estadística del CENACE. La variable aleatoria que mejor describe la eficiencia de las centrales de ciclo combinado tiene una densidad de probabilidad Logística,¹¹ que se encuentra en un rango, con valor mínimo de 39.413% y máximo de 51.277%, siendo el valor medio de 47.145% y la desviación estándar de 2.5334%.

¹⁰ Ver el capítulo 44 de Forbes et al (2011) para los detalles de la distribución Triangular.

¹¹ Ver el capítulo 28 de Forbes et al (2011) para los detalles de la distribución Logística.

Gráfica 5. Eficiencia de las Centrales de CC



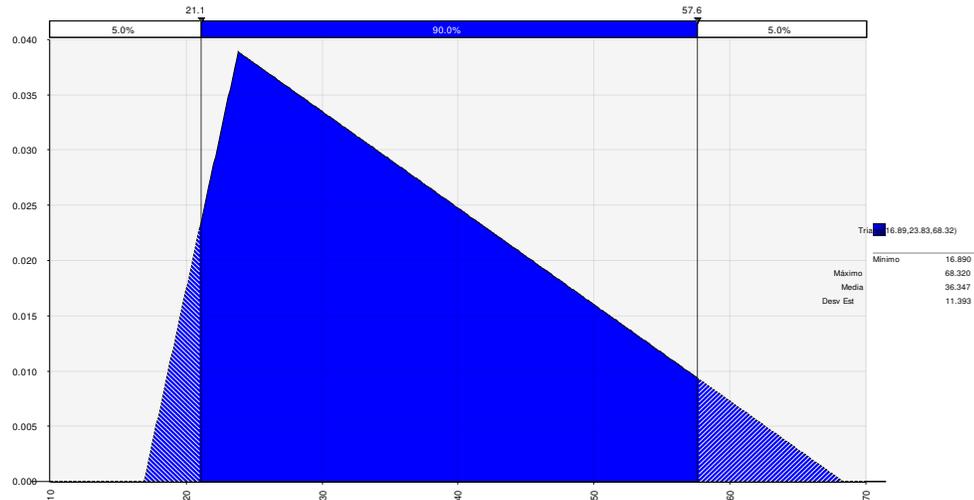
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del CENACE.

3.2.3. Precio de las Emisiones de CO₂

En esta sección se consideran dos escenarios para calcular el costo nivelado de las emisiones de CO₂. En el primero, se asume que el precio de las emisiones de CO₂ es cero. Siguiendo el hecho de que no existen un consenso sobre el precio que deben tener las emisiones de CO₂, en el segundo escenario se asume que el precio de las emisiones de CO₂ es descrito por una variable aleatoria. Para simularla, se empleó la proyección del precio de las emisiones de CO₂ para el período 2018-2028 emitidas por el ICF Consulting Canada (2017). Debido a que se cuenta con los valores máximo, mínimo y la media, el precio de las emisiones de CO₂ se distribuyen de acuerdo con una densidad de probabilidad triangular. El valor máximo es \$68.32 dólares/tonelada; el valor mínimo es \$16.89. La media de \$36.3467 y la correspondiente desviación estándar de \$11.39 dólares/tonelada.¹²

¹² Se utilizó un tipo de cambio promedio de 0.795 dólares americanos por dólar canadiense. <https://mx.investing.com/currencies/cad-usd-historical-data>

Gráfica 6. Precio de las emisiones del CO₂

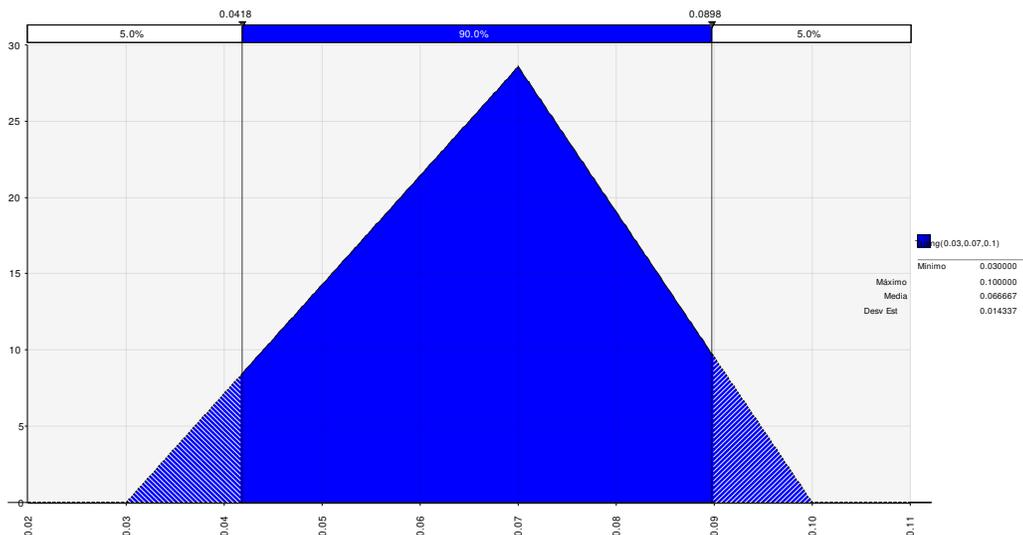


Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de ICF Consulting Canada (2017).

3.2.4. La Tasa de Descuento

Se consideran tres valores para estimar la tasa de descuento, máximo, mínimo y la media (OECD/IEA (2015)). La variable aleatoria que mejor describe a la tasa de descuento se distribuye de acuerdo con una densidad de probabilidad triangular. Su valor máximo es de 10%; valor mínimo de 3%, media de 6.67% y desviación estándar de 1.43%.

Gráfica 7. La tasa de descuento



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de (NEA/IEA (2015)).

Ahora se cuenta con las variables aleatorias de los parámetros de entrada. Partiendo de ellos, en la siguiente subsección se emplea nuevamente la simulación Monte Carlo para estimar las variables aleatorias que mejor describen a los CTNGE del ciclo combinado.

3.3. Estimación de las densidades de probabilidad del CTNG y CTNGE

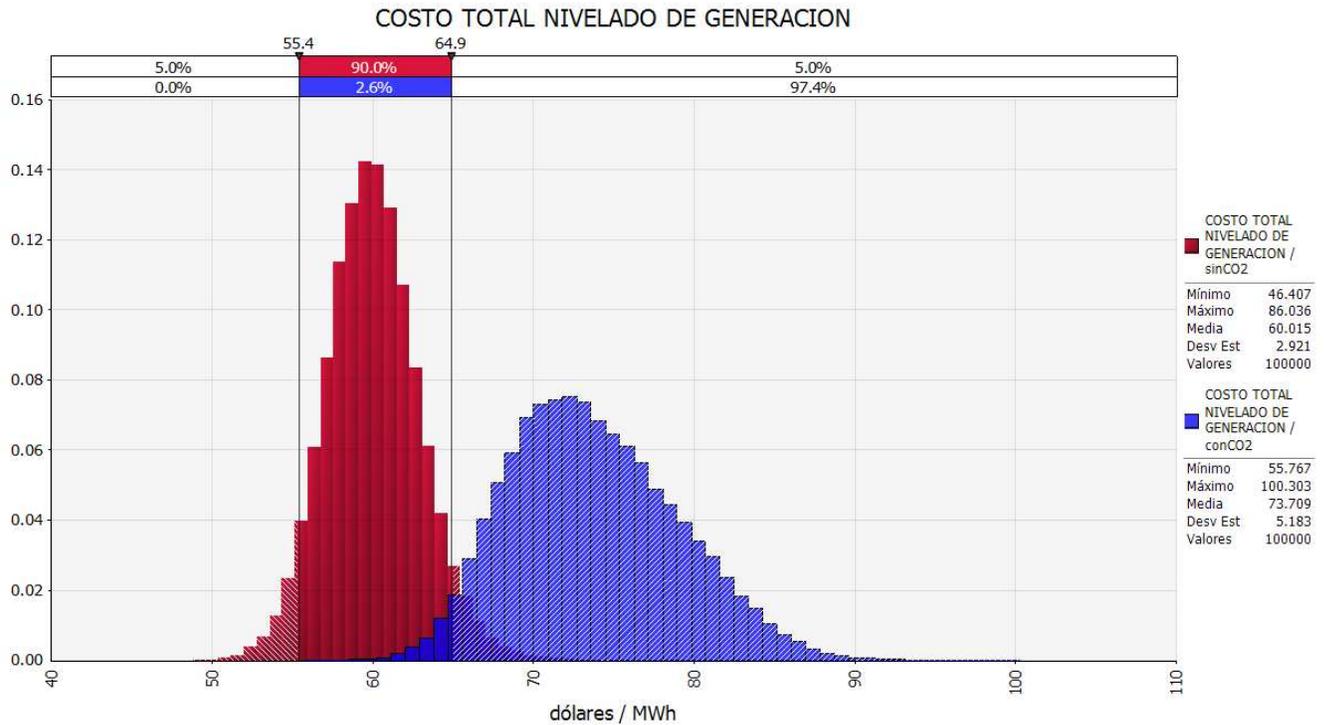
En este apartado se emplea simulación Monte Carlo para generar la variable aleatoria X_{cc} correspondiente al CTNGE de la central de ciclo combinado. El CTNGE es una función de las variables aleatorias de los parámetros de entrada. Esto es

$$(6) \quad X_{cc} = \pi_{cc}(X_1, X_2, X_3, X_4)$$

Nuevamente se emplea el software @Risk versión 7.5 de la empresa Palisade para realizar la simulación Monte Carlo. Para generar las variables aleatorias de los CTNGE se realizaron 100,000 iteraciones.

La gráfica 8 muestra las densidades de probabilidad del CTNG (cuando el precio de las emisiones de CO₂ es cero) y del CTNGE (cuando el precio de las emisiones de CO₂ es estocástico). La pirámide roja representa el CTNG. La pirámide azul representa el CTNGE.

Gráfica 8. Densidades de probabilidad de los CTNGE



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la simulación.

La tabla 9 resume las características de las densidades de probabilidad de los CTNGE.

Tabla 9. CTNGE (Dólares/MWh)

	Precio CO ₂ =0	Precio CO ₂ estocástico
Valor máximo	\$86.03	\$100.30
Valor mínimo	\$46.40	\$55.76
Media	\$60.01	\$73.7
Desviación estándar	\$2.92	\$5.18

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la simulación.

De la gráfica 8 es evidente que cuando se incorpora el precio de las emisiones de CO₂, la densidad de probabilidad del CTNGE se encuentra a la derecha de la densidad del CTNG. La media del CTNG es de \$60.01 y la del CTNGE es de \$73.7, lo que sugiere que el incluir el precio de las emisiones de CO₂ implica que el CTNGE es mayor al CTNG. Adicionalmente, la desviación estándar del CTNG es de \$2.92

mientras que la del CTNGE es de \$5.18, lo que implica que el CTNGE sea más riesgoso que el CTNG.

Dicho de otro modo, la gráfica 8 sugiere que incorporar el precio de las emisiones de CO₂ tiene como consecuencia que la densidad de probabilidad del CTNGE sea más costosa y más riesgosa que la densidad de probabilidad del CTNG. Para un análisis más detallado sobre el efecto de las emisiones de CO₂ en el CTNG en la siguiente sección se emplean los conceptos de dominancia estocástica.

4. Efecto del precio del CO₂ en el CTNG de la central de ciclo combinado.

Suponga que la variable aleatoria X_{cc} , correspondiente al CTNG (E), toma valores en $x_{cc} \in [a, b]$. Cuando el precio de las emisiones de CO₂ es cero, la densidad de probabilidad del CTNG es g con la correspondiente distribución acumulada G . Cuando el precio de las emisiones de CO₂ se describe por una variable aleatoria que toma valores mayores a cero, la densidad de probabilidad del CTNGE es f con la correspondiente distribución acumulada (DA) F .¹³

Queremos verificar los efectos de incluir el precio de las emisiones de CO₂ en el CTNG de la central de ciclo combinado. Las siguientes definiciones brindan las herramientas necesarias para ello.

Definición 2 (Tomada del libro de Mas-Colell *et al* (1995), pp 195): La distribución

$F(\cdot)$ muestra **dominancia estocástica de primer orden** sobre la distribución

$G(\cdot)$ si, para cada función no decreciente $u: \mathbb{R} \rightarrow \mathbb{R}$, se cumple que:

$$(7) \quad \int u(x)dF(x) \geq \int u(x)dG(x)$$

En otras palabras, se dice que “la función F muestra dominancia estocástica de primer orden sobre la función G si la DA F produce, sin ambigüedades, CTNGE mayores que los CTNG producidos por la DA G ”.

¹³ Los resultados del presente análisis se extienden directamente al caso cuando el precio de las emisiones de CO₂ es fijo y mayor a cero.

Definición 3 (Tomada del libro de Mas-Colell *et al.* (1995), pp 197): Para cualesquiera dos distribuciones $G(x)$ y $F(\cdot)$ con la misma media, $G(x)$ muestra **dominancia estocástica de segundo orden** sobre la distribución $F(\cdot)$ si, para cada función cóncava no decreciente $u: \mathbb{R} \rightarrow \mathbb{R}$, se cumple que:

$$(8) \quad \int u(x)dG(x) \geq \int u(x)dF(x)$$

Es decir, “la función G muestra dominancia estocástica de segundo orden sobre la función F si la DA G es menos riesgosa que la DA F ”.

Proposición 1: La DA F produce CTNGE mayores y más riesgosos que los CTNGE producidos por la DA G .

Demostración: Ver apéndice.

El resultado anterior indica que incorporar el precio de las emisiones de CO₂ tiene como consecuencia que el CTNGE de la central de ciclo combinado será mayor y más riesgoso que el correspondiente CTNGE.

Las densidades de probabilidad y las correspondientes DA del CTNGE y del CTNGE pueden variar en su forma o desplazarse si se modifica la distribución de probabilidad de alguno de los parámetros de entrada. Particularmente, estamos interesados en verificar el grado en el que el precio de las emisiones de CO₂ afectan a la densidad de probabilidad de los CTNGE. Con esta finalidad, en el siguiente apartado se realiza el análisis de sensibilidad de Tornado.

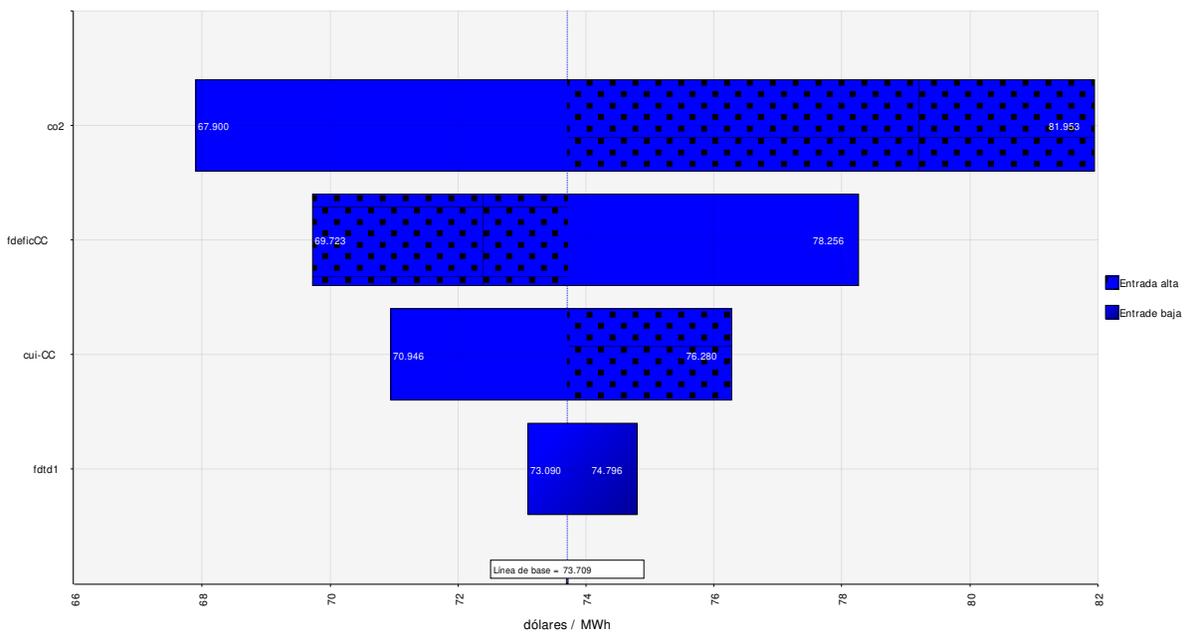
4.1. Análisis de Tornado

El diagrama de tornado constituye un análisis de sensibilidad que resume el impacto de cada parámetro de entrada. Típicamente este análisis asume que dichos parámetros son estadísticamente independientes.

El análisis de tornado requiere definir un rango de prueba, por lo que para este análisis se toma el rango del percentil 5% al 95%.¹⁴

En la Grafica 10 se muestra el diagrama de tornado cuando el CTNGE considera que el precio de las emisiones de CO₂ tiene un comportamiento estocástico. El análisis de sensibilidad considera cuatro variables: a) precio de las emisiones de CO₂ (co2); b) la eficiencia de las centrales (fdeficCC); c) el costo unitario de inversión (cui-CC), y; d) la tasa de descuento (fddd1).

Gráfica 10. Análisis de Tornado



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la simulación.

Es notable el hecho de que el precio de las emisiones de CO₂ es el parámetro que tiene mayor impacto sobre el CTNGE. Si éste aumenta, el CTNGE pasa de \$73.70 dólares/MWh a \$81.95. Que significa un incremento del 11.19%.

Este resultado contribuye a enfatizar el importante papel que juega el precio de las emisiones de CO₂ en el CTNGE de la central de ciclo combinado. Por un lado,

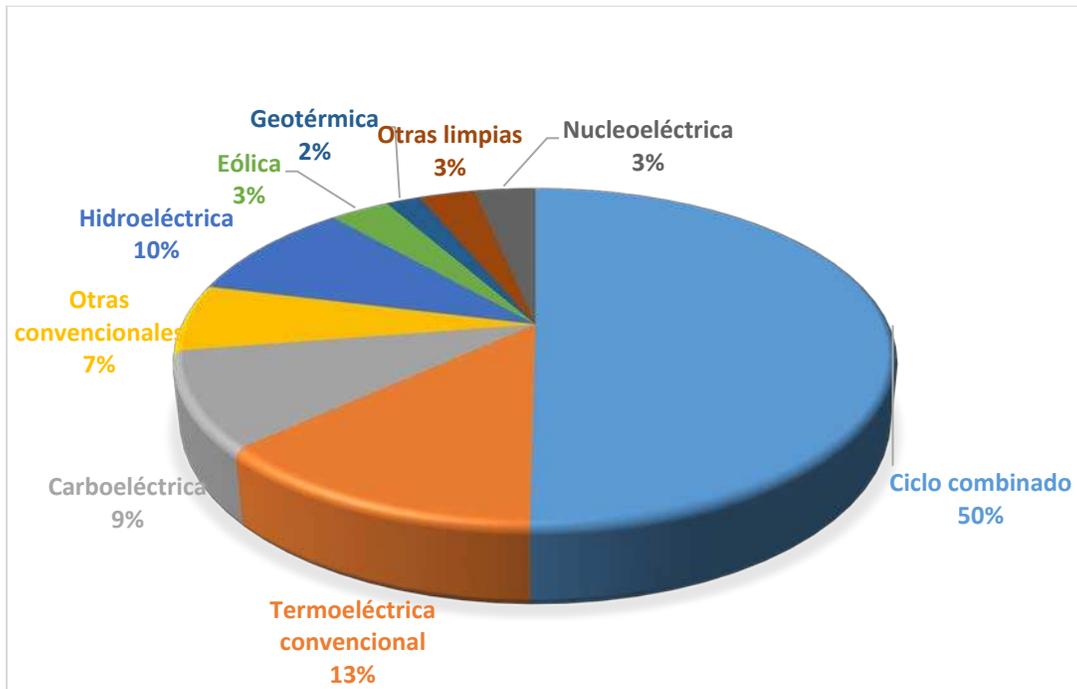
¹⁴ Ver Eschenbach (2006) para mayor detalle sobre el diagrama tornado.

incorporar el precio de las emisiones de CO₂ tiene como consecuencia que el CTNGE de la central de ciclo combinado será mayor y más riesgoso que el CTNG. Por otro lado, el CTNGE de la central de ciclo combinado es muy sensible a cambios en el precio de las emisiones de CO₂.

5. Implicaciones de Política Pública

Los resultados del presente análisis implican que el precio de las emisiones de CO₂ juega un papel muy importante en el CTNGE de las centrales de ciclo combinado. Este hecho es muy relevante, debido a que en México predomina la generación eléctrica a través de centrales de ciclo combinado. En 2017, existían 83 centrales con una capacidad instalada de 28,084 MW. Su capacidad de generación ascendía a 165,245 GWh, que representó el 50% de la generación de energía eléctrica (Secretaría de Energía (2018)). No obstante, contrario a lo que pudiera esperarse, en México el impuesto a las emisiones de CO₂ provenientes del gas natural, que es el combustible empleado en las centrales de ciclo combinado, es de \$0.0 dólares por tonelada de CO₂ ((SHCP, 2016) (SEMARNAT, 2014) citados en Barragán-Beaud *et al* (2018)).

Gráfica 11: Generación eléctrica por tipo de tecnología, 2017 (GWH)



Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía (2018).

Adicionalmente, actualmente se está reduciendo la participación de la generación eléctrica vía tecnologías convencionales (carboeléctricas, termoeléctricas, turbogas y combustión interna) para ser sustituidas por centrales de ciclo combinado (Secretaría de Energía (2018)).

Partiendo de lo anterior y del análisis realizado en la sección 2, para generar la cantidad de Mega Watts que garanticen el óptimo de Pareto se tendría que reducir el monto de Mega Watts generados a través de centrales de ciclo combinado. Lo que tendría como consecuencia directa aumentar la generación eléctrica a través de tecnologías limpias. Este hecho tendría dos implicaciones importantes.

Primero, al producir menos electricidad a través de centrales de ciclo combinado impactaría al CTNGE de dichas centrales, pues tendría que cubrir los costos de las emisiones de CO₂, que hoy en día no paga, y perdería competitividad respecto a otro tipo de tecnologías, como la hidroeléctrica, las renovables y la nuclear. Es de

destacar que, por normatividad internacional, a las centrales nucleares se les exige internalizar los costos externos que ocasionan en su proceso de generación de electricidad, tales como, el tratamiento y disposición del combustible gastado (NEA/IEA (2015), Ramírez *et al* (2006)).¹⁵ Por tal, cuando las centrales de ciclo combinado incluyen el costo de las emisiones de CO₂, ambas tecnologías, central nuclear y de ciclo combinado, estarían internalizando sus externalidades. Lo que permitiría una comparación en igualdad de circunstancias, dejando ver claramente que la central de ciclo combinado es menos competitiva por tener costos de generación más elevados.

Segundo, aumentar la generación eléctrica a través de tecnologías limpias coadyuvará a alcanzar la meta plasmada en la Ley General de Cambio Climático (DOF, 6 de junio de 2012) que indica que hay que generar por lo menos el 35% de electricidad a base de energías limpias para el año 2024. Al cierre de 2017, la generación eléctrica a partir de tecnologías limpias correspondió al 21.1%. Por lo que, para alcanzar dicha meta se tendrá que hacer un esfuerzo considerable ya que, en solo 6 años se tendría que generar 45,800 GWh más de lo que ahora se genera, lo que representa incrementar la participación de las tecnologías limpias en aproximadamente 65% respecto a lo generado en 2017.

Por tal, la sugerencia consiste en reducir la participación de la generación eléctrica de tecnologías convencionales, como se está haciendo actualmente, para sustituirlas por tecnologías limpias [y no por centrales de ciclo combinado], con el objetivo de alcanzar la meta de generar el 35% de electricidad a través de estas tecnologías para el año 2024. La opción más viable consiste en construir más centrales nucleares, hidroeléctricas, eólicas y solares. Dos posibles alternativas concretas para lograrlo son: 1) construir tres centrales nucleares, ó; 2) cuadruplicar la generación eólica.

¹⁵ Ciclo cerrado del combustible nuclear (Ver Ramírez *et al* (2006) para mayor detalle)

Dado el contexto actual, es poco probable que se alcance la meta establecida para el año 2024. No obstante, se debe reducir la generación a través de centrales de ciclo combinado y sustituirla por tecnologías limpias cuanto antes. Con ello, se diversificará el portafolio energético del país al no depender de una sola tecnología y de un solo combustible, se disminuirá la afectación social ocasionada por las emisiones de CO₂, a la vez que se promoverá el desarrollo de tecnologías limpias.

6. Conclusiones

El presente análisis muestra que el precio de las emisiones de CO₂ juega un papel muy importante en el CTNGE de la central de ciclo combinado. Por un lado, incorporar el precio de las emisiones de CO₂ tiene como consecuencia que el CTNGE de la central de ciclo combinado será mayor y más riesgoso que el CTNG. Por otro lado, el CTNGE de la central de ciclo combinado es muy sensible a cambios en el precio de las emisiones de CO₂.

El presente análisis sugiere que se debe reducir la participación de la generación eléctrica a través de centrales de ciclo combinado para sustituirlas por tecnologías limpias. Con el objetivo de alcanzar la meta de generar el 35% de electricidad a través de estas tecnologías para el año 2024, dos posibles alternativas concretas para lograrlo son: 1) construir tres centrales nucleares, ó; 2) cuadruplicar la generación eólica. Con lo que se diversificará el portafolio energético del país al no depender de una sola tecnología y de un solo combustible, se disminuirá la afectación social ocasionada por las emisiones de CO₂, a la vez que se promoverá el desarrollo de tecnologías limpias.

Apéndice

Demostración de la Proposición 1: Suponga que la variable aleatoria X_{cc} , correspondiente al CTNGE, toma valores en $x_{cc} \in [a, b]$. Cuando el precio de las emisiones de CO₂ es cero, la densidad de probabilidad del CTNG es g con la correspondiente distribución acumulada G . Cuando el precio de las emisiones de CO₂ se describe por una variable aleatoria que toma valores mayores a cero, la

densidad de probabilidad del CTNGE es f con la correspondiente distribución acumulada (DA) F . Por demostrar que la DA F produce CTNGE mayores y más riesgosos que los CTNG producidos por la DA G .

Considere que el CTNGE es producto de una lotería compuesta: en la primera etapa, se tiene una lotería sobre x , el CTNG se distribuye de acuerdo a $G(\cdot)$. En la segunda etapa, cada posible resultado del CTNG, x , se aleatoriza aún más al incorporarle el precio de las emisiones de CO₂, de modo que el resultado final es $x + z$, donde z tiene una función de distribución $H_x(z)$ con $H_x(0) = 0$ y media $w \geq 0$ [es decir, $\int z dH_x(z) = w \geq 0$]. Por lo tanto, la media de $x + z$ es $x + w$. Suponga que la lotería final compuesta se denota por el la DA del CTNGE dada por $F(\cdot)$.

- a) Primero mostraremos que la DA $G(x)$ es menos riesgosa que la DA $F(\cdot)$. Se tiene que

$$\begin{aligned} \int u(x) dF(x) &= \int \left(\int u(x+z) dH_x(z) \right) dG(x) \\ &\leq \int u \left(\int (x+z) dH_x(z) \right) = \int u(x+w) dG(x) \end{aligned}$$

Lo que implica que

$$\int u(x) dF(x) \leq \int u(x+w) dG(x) \text{ para } w \geq 0.$$

Si $w = 0$, entonces $\int u(x) dF(x) \leq \int u(x) dG(x)$. Es decir, $G(x)$ muestra **dominancia estocástica de segundo orden** sobre la distribución $F(\cdot)$. En este caso, si la distribución de los precios del CO₂ tuviera media cero, incluir el costo de las emisiones del CO₂ tendría como resultado que la distribución del CTNGE sería más riesgosa que la distribución del CTNG, aunque ambas tendrían la misma media. Pero en nuestro caso, $w > 0$, lo que implicaría que la DA $F(\cdot)$ es más riesgosa que la DA $G(x)$ y posiblemente $G(x) > F(x)$, lo que lleva al siguiente resultado.

- b) Demostramos que la DA F produce CTNGE mayores que los CTNG producidos por la DA G . Se tiene que

$$\int u(x) dF(x) = \int \left(\int u(x+z) dH_x(z) \right) dG(x) \geq \int u(x) dG(x)$$

Lo que implica que la DA $F(\cdot)$ muestra **dominancia estocástica de primer orden** sobre la distribución $G(\cdot)$.

Lo que completa la demostración.

Bibliografía

1. Annual Energy Outlook. (2017) [AEO (2017)]. Editado por la U.S. Energy Information Administration.
2. Camila Barragán-Beaud, C., Pizarro-Alonso, A., Xylia, M., Syri, S., and Semida S. (2018). "Carbon tax or emissions trading? An analysis of economic and political feasibility of policy mechanisms for greenhouse gas emissions reduction in the Mexican power sector". *Energy Policy* 122, 287-299.
3. 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.
4. 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. pp220 - 260.*
5. Gómez-Ríos, M. d. C. (2008). La Energía Nuclear: una alternativa de generación de energía eléctrica de carga base en México. Tesis Doctoral.
6. Hrafnkelsson, B., Oddsson, V., and R. Unnthorsson. (2016). "A Method for Estimating Annual Energy Production Using Monte Carlo Wind Speed Simulation." *Energies* 9, no. 4: 286.
7. ICF Consulting Canada, Inc. (2017). Long-Term Carbon Price Forecast Report.
8. International Energy Agency. (2017a) [IEA, 2017a]. CO2 emissions from fuel combustion: Overview.
9. International Energy Agency. (2017b) [IEA, 2017b]. Natural gas information: Overview.
10. Forbes C., Evans, M., Hastings, N., and Peacock, B. (2011). *Statistical Distributions*, 4th ed. New York: Wiley.

11. Grupo Intergubernamental de expertos sobre el Cambio Climático (2015) [IPCC, 2015]. Cambio Climático 2014, Mitigación del cambio climático. Unidad de apoyo técnico del Grupo de trabajo III.
12. Hrafnkelsson, B., Oddsson, V., and R. Unnthorsson. (2016). "A Method for Estimating Annual Energy Production Using Monte Carlo Wind Speed Simulation." *Energies* 9, no. 4: 286.
13. Jesse D. Jenkins, J. D. (2014). Political economy constraints on carbon pricing policies: What are the implications for economic efficiency, environmental efficacy, and climate policy design?, *Energy Policy*, Volume 69, 467-777.
14. Karkhov, A. (2002). Economic evaluation of bids for nuclear power plants. *Atomnaya Tekhnika za Rubezhom*, 23 - 26.
15. Khindanova, I. (2013). A Monte Carlo Model of a Wind Power Generation Investment. *The Journal of Applied Business and Economics*, 15(1), 94.
16. Leape, J. (2007). Ec270 Public Finance Lecture notes, LSE.
17. Ley General del Cambio Climático. (2012). Diario Oficial de la Federación. Miércoles 6 de junio de 2012.
18. Mochón M. F., y Carreón, R. V. G. (2011). *Microeconomía con aplicaciones a América Latina*. 1ª. Edición. Ed. Mc Graw Hill, 2011.
19. Nuclear Energy Agency (NEA) e International Energy Agency (IEA). (2015). Projected Costs of Generating Electricity.
20. Mas-Colell, A., Whinston, M. D. y Green, J. R. (1995). *Microeconomic theory*. Oxford University Press.
21. Nuclear Energy Agency (NEA) e International Energy Agency (IEA). (2015). Projected Costs of Generating Electricity.
22. Organisation for Economic Co-operation and Development. (2014). *International Energy Agency 2013 Annual Report*. International Energy Agency.
23. ONU, México. (14/Sept/2016). Senado de México ratifica el Acuerdo de París sobre cambio climático. Recuperado de <http://www.onu.org.mx/senado-de-mexico-ratifica-el-acuerdo-de-paris-sobre-cambio-climatico/>.
24. Presidencia de la República, (26/Jun/2016). Declaración de Líderes de América del Norte sobre la Alianza del clima, energía limpia y medio ambiente.

Recuperado de <https://www.gob.mx/presidencia/documentos/declaracion-de-lideres-de-america-del-norte-sobre-la-alianza-del-clima-energia-limpia-y-medio-ambiente>.

25. Ramirez, J. R., Alonso, G., Perry, R. y Ortiz, J. (2006). Assessment of MOX fuel assembly design for a BWR mixed reload. *Nuclear Technology*. Vol. 156.
26. Rausch, S., Metcalf, G. E., and Reilly, J. M. (2011). Distributional impacts of carbon pricing: A general equilibrium approach with micro-data for households, *Energy Economics*, Vol. 33 (1), pp. S20-S33.
27. Rode, D., Fishbeck, P., and Dean, S. (2001), "Monte Carlo Methods for Appraisal and valuation: A Case Study of a Nuclear Power Plant", *Journal of Structured and Project Finance*, 7:3. p. 38-48.
28. Roques, F. (2006). Power generation investments in liberalised markets: methodologies to capture risk, flexibility, and portfolio diversity. *Économies et Sociétés*, 40(10/11), 1563.
29. Ross, S., (1999). *Simulación*. Prentice Hall.
30. Secretaría de Energía (2018). Programa del Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032.
31. Tvinnereim, E. and Mehling, M. (2018). Carbon pricing and deep decarbonisation, *Energy Policy*, Vol. 121, 185-189.
32. Zakeri, A., Dehghanian, F., Fahimnia, B., and Sarkis, J. (2015) Carbon pricing versus emissions trading: A supply chain planning perspective, *International Journal of Production Economics*, Vol. 164, 197-205.