

Valuación económica de proyectos energéticos mediante opciones reales: el caso de energía nuclear en México

Francisco Álvarez Echeverría*
Pablo López Sarabia**
Francisco Venegas-Martínez***

Fecha de recepción: 03 XII 2010

Fecha de aceptación: 23 III 2011

Resumen

En este trabajo, se compara la viabilidad financiera de distintas tecnologías para la generación de electricidad, utilizando la metodología de opciones reales. El análisis muestra que la generación de energía eléctrica a partir de plantas nucleares resulta más atractiva económica y ambientalmente que otras energías renovables y limpias. Asimismo se destaca que una alternativa viable para que México alcance su independencia energética en el mediano y largo plazo podría ser la generación de energía a través de plantas nucleares, con lo cual se mitigaría la volatilidad extrema en los precios de los combustibles fósiles proveniente de saltos en la demanda y el agotamiento de los yacimientos en aguas someras.

Palabras Clave: Energía nuclear, opciones reales, valuación de proyectos y combustibles fósiles.

Clasificación JEL: G1, G13, G31 y O32.

Abstract

This paper, based on the methodology of real options, compares the financial viability of various technologies for generating electricity. It is shown that the generation of electricity from nuclear plants is economically and environmentally more attractive than other renewable and clean energy. It is also emphasized that a viable alternative for Mexico to reach energy independence in the medium and long term could be electricity generation

* Profesor de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, UNAM. Correo electrónico: franlve@yahoo.com.mx

**Área de Estudios Económicos de Banamex. Correo electrónico: lopez_sarabia@hotmail.com

***Escuela Superior de Economía, Instituto Politécnico Nacional. Correo electrónico: fvenegas@ipn.mx

with nuclear power plants in order to mitigate the extreme price volatility of fossil fuels from jumps in demand and the depletion of shallow-water fields.

Keywords: Nuclear energy, real options, valuation of projects, and fossil fuels.

JEL Classification: G1, G13, G31 and O32.

Introducción

En los últimos años, la política energética ha resultado ser un tema prioritario dentro del panorama estratégico mundial. La infraestructura energética de muchos países se basa en el consumo masivo de combustibles fósiles no renovables, cuyo agotamiento obliga a la búsqueda de alternativas energéticas viables económica y ambientalmente sustentables a fin de alcanzar una independencia energética a través de tecnologías limpias y bajas en consumo de carbón. La utilización de los combustibles fósiles (hidrocarburos y gas principalmente) ha provocado la degradación y alteración de diversos ecosistemas, debido a las emisiones contaminantes que son generadas durante el proceso de producción o utilización de energía. La independencia energética implica la planeación y evaluación de fuentes alternas de energía que permitan un desarrollo sustentable en todos los sectores de la economía, así como una mayor diversificación de la matriz energética de nuestro país que impulse las energías renovables y limpias en los procesos productivos.

Si se considera que la infraestructura energética de la gran mayoría de los países se basa en el consumo masivo de combustibles fósiles que son recursos no renovables, entonces, se hace necesario la búsqueda de tecnologías alternativas viables y limpias con el objeto de obtener una independencia energética que permita suplir la demanda, sin comprometer sectores económicos estratégicos. La discusión sobre la viabilidad económica, ambiental y social de la energía nuclear ha cobrado actualidad en México, ya que en 2010 se cumplieron 21 años de la puesta en operación de la planta núcleo-eléctrica de Laguna Verde en el Estado de Veracruz. Además de que los precios alcanzados por los combustibles fósiles en el 2010, como resultado de especulaciones y conflictos armados, muestran lo vulnerable que son las economías (desarrolladas y en vías de desarrollo) a estas fluctuaciones tan severas. También es importante destacar que el tsunami que afectó a Japón en el primer trimestre del 2011, provocando una falla en la planta nuclear de Fukushima Daiichi, ha puesto en tela de juicio la seguridad de las plantas núcleo-eléctricas, y mucho se espera en cuanto a cambios técnicos en el manejo del riesgo operativo.

Diversos hechos han impactado la apreciación del valor de los hidrocarburos. Por ejemplo: el embargo petrolero por parte de la OPEP en 1973; la crisis del precio de los hidrocarburos en 2009, que disparó el precio del barril de petróleo por arriba de los 150 dólares; el derrame petrolero en las costas del Golfo de México, uno de los peores accidentes ambientales de la historia y que sin lugar a dudas comprometerá las exploraciones de crudo en aguas profundas; y, por último, los recientes conflictos armados y políticos en Medio Oriente.

En el caso de México, uno de los aspectos más importantes, que explican el incremento de los precios de los combustibles, es la caída de la producción de petróleo por parte de la paraestatal Petróleos Mexicanos (PEMEX) con el agotamiento de Cantarell, uno de los principales yacimientos en aguas someras del país, situación que explica la caída en la producción de los últimos años. Por lo anterior, México debería contemplar el desarrollo de energías alternas como: biomasa, energía solar, energía eólica, energía geotérmica, energía nuclear, entre otras. La primera requiere de consumos altos de productos básicos alimenticios o de grandes cantidades de insumos de origen vegetal (que no necesariamente pueden ser fuentes alimenticias primarias para el ser humano) que están experimentando un alza en su precio, debido al incremento de la población y al efecto sustitución que se da entre el mercado agrícola y energético.

La energía solar se presenta como una alternativa viable, con el inconveniente de que la eficiencia de captación no supera el 20% y la fragilidad de las fotoceldas encarecen dichos proyectos. En ese sentido, resulta importante mencionar que actualmente se consideran algunos proyectos bajo dicha tecnología; no obstante, Comisión Federal de Electricidad (2007) apunta que “No se espera que durante los próximos años los precios de la energía eléctrica generada con celdas fotovoltaicas pueda ser completamente competitiva con los precios de la energía generada con tecnologías convencionales; sin embargo, sí podría serlo con los precios de la electricidad al menudeo en regiones cálidas y con alta incidencia solar, o bien en zonas aisladas y en aquellas donde el costo de transmisión y distribución de energía eléctrica impide proporcionar el servicio...”, cabe señalar que en México existe la superficie necesaria para la implementación de este tipo de tecnología; sin embargo, no se ha incursionado en la producción de este tipo de alternativas a gran escala, ya que solo se cuenta con una capacidad instalada de generación de 25 megawatts (MW), cantidad poco significativa en la matriz energética del país.

Tabla 1
Niveles de afectaciones de las tecnologías de generación eléctrica al ambiente y a la salud humana

Tecnología de generación	Calentamiento global	Sustancias carcinógenas	Acidificación
Carbón mineral	55%	13%	48%
Petróleo	22%	83%	47%
Gas natural	22%	3%	5%
Hidráulica	0%	0%	0%
Eólica	1%	0%	0%
Nuclear	0%	0%	0%

Fuente: Bazán-Perkins (2005) y APPA (2002).

Nota: se considera solamente la producción de emisiones y no los residuos generados.

La energía eólica presenta diversos beneficios como son: tecnologías no contaminantes y fuentes seguras; sin embargo, ambas están sujetas a un tipo específico de condiciones atmosféricas, además de influir en la mortandad de aves e insectos dentro de los ecosistemas, y esto sin considerar que en algunos lugares, como en España, este tipo de tecnologías no ha resultado ser rentable a largo plazo ni a gran escala.

A pesar de que se espera que en México la energía eólica tenga una tasa de crecimiento del 4.4% en los próximos años, a raíz de las inversiones de Iberdrola y Siemens en los parques eólicos en Tamaulipas, Oaxaca y Guanajuato, ello es insuficiente para las necesidades del país, ya que toda la energía eólica solo aportó el 0.15% de la capacidad instalada en 2010.

La energía geotérmica, al igual que la eólica, requiere de la existencia de condiciones geológicas particulares (aguas termales entre 150 y 400°C a poca profundidad). Además, es relevante mencionar que dicha tecnología puede generar contaminación por arsénico y amoníaco, principalmente en mantos acuíferos. En suma, la contribución de la energía geotérmica es del 1.66% de la capacidad eléctrica instalada en 2010.

Asimismo, es importante señalar que la aportación de tecnológicas limpias como la eólica, minihidráulica, geotérmica y biomasa suman 3.31% de la matriz energética en 2010, muy alejado de la meta propuesta para 2025, que contempla el que las energías limpias representen un 35% de la generación eléctrica; por lo que se llega a concluir que, la única posibilidad real de alcanzar dicha meta es utilizando la energía nuclear; esto es así, con mayor razón, si se tiene en cuenta que a lo largo de 2010 la inversión privada en

energías renovables fue de solo 1,503 millones de pesos, para un total de 6 proyectos.

En lo referente a la energía nuclear, esta se puede vislumbrar como una alternativa viable económicamente, y que está encaminada a lograr una mayor independencia energética en relación con los combustibles fósiles. Usualmente, a la generación de energía mediante el uso de reactores nucleares se le atribuyen efectos perjudiciales, tanto para el ser humano como para el equilibrio de los ecosistemas; como ocurrió recientemente en la planta nuclear de Fukushima Daiichi, en Japón. Sin embargo, todo tipo de fuente alterna de energía conlleva e implica un impacto directo o indirecto en el entorno. La núcleo-electricidad no es ajena al impacto ambiental, ya que elimina algunas de las externalidades de las otras alternativas energéticas pero introduce otras diferentes. En particular, esta no emite dióxido de azufre, partículas, óxidos de nitrógeno, compuestos orgánicos volátiles o gases que contribuyen al efecto invernadero. La cadena completa de la energía núcleo-eléctrica, desde la extracción de los recursos hasta la disposición final de los desechos, incluida la construcción del reactor y de la instalación, emite de 2 a 6 gramos de carbono equivalente por kilovatio-hora (gCeq/kWh); esto representa casi lo generado por la energía eólica y solar, incluida la construcción y la fabricación de componentes.

Es importante señalar que los reactores de tercera generación tienen mayores medidas de seguridad y mejor confinamiento de materiales radioactivos, ya que se cuenta con procesos de tratamiento de residuos denominados “reprocesamiento”, que permiten la recuperación de plutonio, del uranio que se usa en los reactores comerciales, para volverlo a utilizar como combustible (óxidos mixtos de plutonio), aunque se debe advertir que esta tecnología requiere de una mejor infraestructura y recursos humanos altamente capacitados como es el caso del Japón, aunque es claro que la crisis en la planta nuclear de Fukushima Daiichi pone en duda la capacidad técnica y operativa, y esto será coyuntural en el futuro, ya que el director del máximo órgano rector de la energía nuclear en el nivel mundial, es japonés.

Con respecto a los costos de producción de energía a base de núcleo-eléctricas, Bazán-Perkins (2005) y el US Nuclear Energy Institute¹ muestran que, en los Estados Unidos, la energía nuclear se presenta como una opción viable en la generación de energía eléctrica en contra de los altos costos de producción, en donde se involucran gas e hidrocarburos. En México, la inversión para la expansión de la capacidad de generación eléctrica instalada requerirá en los próximos años una gran cantidad de recursos económicos, con el objeto de cubrir la creciente demanda del servicio en el nivel nacional.

¹ <http://www.nei.org/resourcesandstats/graphicsandcharts/generationstatistics/>

En el ámbito mundial, en octubre de 2009, según la Secretaría de Energía (2008) se encontraban en construcción 53 reactores con capacidad total de 47,223 megawatts eléctrico (MWe). Sobresale Rusia, en donde se construyen 9 reactores presurizados con una capacidad conjunta de 6,894 MWe; en China se construyen 16 con 15,200 MWe y en Corea del Sur e India, 6 reactores con capacidad de 6,520 MWe y 2,910 MWe, respectivamente. La mayoría de los reactores que están en construcción (26 unidades), son del tipo de reactor de agua presurizado (PWR). El resto corresponde a reactores de agua pesada presurizado (PHWR), reactores de agua hirviendo (BWR), reactores de agua hirviendo avanzados (ABWR) y reactores rápidos de cría (FBR).

En el caso de México, actualmente se cuenta con la núcleo-eléctrica de Laguna Verde, la cual tiene dos reactores, cada uno con capacidad de 682.5 megavattios que representan el 2.3% de la capacidad nacional de generación eléctrica; de acuerdo con la Secretaría de Energía (2008), las proyecciones de la Comisión Federal de Electricidad sugieren la necesidad de construir 10 plantas nucleares en 20 años, para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y ampliar la oferta de energía renovables. Mientras que según las cifras que proporciona la Estrategia Nacional de Energía, la inversión requerida por una planta núcleo-eléctrica (con una vida útil de de 35 años) consiste en poco más de 5,000 millones de dólares; por lo que otras tecnologías, en principio, parecen ser más económicas: ciclo combinado, de 973 millones de dólares; hidroeléctrica, de 2,000 millones de dólares; carboeléctrica, de 2,323 millones de dólares; geotermoeeléctrica, de 2,169 millones de dólares; eoleoeléctrica, de 2,360 millones de dólares y turbotas, de 650 millones de dólares. En la elección de la mejor tecnología para la generación de electricidad, no solo deben ser considerados los costos de instalación, sino también la flexibilidad de los proyectos en el largo plazo, por lo que se propone su valuación mediante el uso de las opciones reales, las cuales consideran la flexibilidad (opcionalidad) de expansión a través del tiempo. Por lo cual, el objetivo del presente trabajo es desarrollar una metodología alterna a la valuación tradicional de proyectos de inversión, incorporando una opción financiera que permita valorar la expansión o el abandono de un proyecto (técnica de opciones reales) y, con base en ello, determinar la viabilidad económica de las diversas tecnologías energéticas que utilizan combustibles fósiles, versus las tecnologías limpias y bajas en carbón.

1. Valuación de proyectos con opciones reales

La metodología de valuación financiera de proyectos de inversión, mediante la utilización de opciones reales, se ha convertido en una herramienta importante para la toma de decisiones en proyectos de inversión o estrategias de negocios, cuando existe la flexibilidad (opcionalidad) de tomar hacia el futuro nuevas decisiones, que estarían relacionadas con dichos proyectos o estrategias, como pueden ser: la extensión o el abandono de un proyecto. Lo que significa que la metodología de opciones reales, en términos generales, es la aplicación de las técnicas de valuación de opciones financieras a la valuación de proyectos de inversión y estrategias de negocios, cuando existe la flexibilidad de tomar en el futuro nuevas decisiones relacionadas con dichos proyectos y estrategias. De igual manera que en las opciones financieras, el valor de una opción real aumenta con el tiempo de maduración y con la volatilidad subyacente. Esto implica que la flexibilidad de tomar nuevas decisiones en un futuro próximo o lejano, tiene un valor mayor cuando el horizonte de planeación aumenta o cuando hay mayor incertidumbre sobre los resultados esperados. En consecuencia, es imprescindible utilizar métodos más eficaces que permitan la flexibilidad en el manejo futuro de las inversiones. Mediante el criterio del valor presente neto (VPN), un proyecto nuevo o una nueva estrategia se acepta o se rechaza hoy, si $VPN > 0$ o $VPN < 0$, respectivamente, y no existe otra posibilidad. Una vez que un proyecto es aceptado con este criterio, rígido y estático, los planes de inversión no se modifican, es decir, la inversión es irreversible. Por otro lado, bajo el criterio del VPN no se puede valorar hoy la posibilidad (opcionalidad) de que, si el entorno de negocios y el ambiente económico son favorables dentro de un cierto número de años, un proyecto o estrategia pueda expandirse.

Las metodologías tradicionales de valuación de proyectos como el VPN (Valor Presente Neto), el FED (Flujos de Efectivo Descontados) y la TIR (Tasa interna de Retorno), no contemplan flexibilidad en el proyecto. En la actualidad, existen muchas empresas que utilizan prácticas y sistemas sofisticados de presupuesto de capital, en donde el método del FED ha dejado de ser exclusivo para el cálculo y análisis de la incertidumbre financiera (véase, Miller y Waller, 2003 y Chatterjee, Wiseman, Fiegenbaum y Devers, 2003); dado que dicho análisis resulta ser lineal y estático por naturaleza, según Duku-Kaakyire y Nanang (2004). También en el método VPN subyace la idea de que un proyecto es factible si la empresa puede explotar una ventaja competitiva temporalmente, en ausencia de arbitraje (Lander y Pinches, 1998). De igual manera, el VPN presenta la desventaja de que algunas opciones posibles de inversión futura podrían quedar latentes, sin tomar en cuenta su valor estratégico a través del tiempo (MacDougall y Pike, 2003). Cuando se utilizan las técnicas tradicionales de valuación de

proyectos antes mencionadas, estas son incapaces de administrar decisiones futuras en los planes de inversión (Lander y Pinches, 1998); y por ello, algunos autores consideran que el tiempo óptimo de la adopción tecnológica puede ser representado mediante un modelo de irreversibilidad en la inversión, en donde el VPN resulta ser una solución subóptima (Doraszelsky, 2001).

1.1. Opciones financieras e inversión

Una opción es un contrato entre dos partes en donde una de ellas adquiere sobre la otra el derecho, más no la obligación, de comprar o de vender una cantidad determinada de un activo a un cierto precio y en un momento futuro. Las opciones negociadas son habitualmente sobre contratos de futuros o sobre acciones, y tienen, en general, la característica de ser de tipo americano, es decir, se pueden ejercer desde cualquier momento hasta la fecha de vencimiento, utilizando el precio de cierre del subyacente, futuro o acción, para realizar la liquidación de las opciones. Al igual que los contratos de futuros, las opciones se negocian sobre tasas de interés, divisas e índices bursátiles, pero adicionalmente se negocian opciones sobre acciones y opciones sobre contratos de futuros. Existen dos tipos básicos de opciones: opción de compra (*call*) y opción de venta (*put*). Así como en los contratos futuros se observa la existencia de dos estrategias elementales, que son la compra y la venta de contratos, en opciones existen cuatro estrategias elementales: 1) compra de opción de compra (*long call*), 2) venta de opción de compra (*short call*), 3) compra de opción de venta (*long put*) y 4) venta de opción de venta (*short put*).

Cabe precisar que una opción tiene cinco características fundamentales que la definen, y estas son: 1) el tipo de opción (compra o venta); 2) el activo subyacente o de referencia; 3) la cantidad de subyacente, que permite comprar o vender el contrato; 4) La fecha de vencimiento y 5) el precio de ejercicio de la opción. Las opciones pueden ser ejercidas desde cualquier momento hasta su vencimiento (opciones americanas), o solamente en la fecha de vencimiento (opciones europeas). La comparación entre el precio de ejercicio y la cotización del activo subyacente sirve para determinar la situación de la opción y la conveniencia de ejercerla o, de dejarla expirar, sin ejercer el derecho otorgado. Se dice que una opción está dentro del dinero si al ejercerla de manera inmediata se obtiene un beneficio. Una opción está fuera del dinero, si ejerciéndola inmediatamente, no se obtiene ningún beneficio. Por último, una opción está en el dinero, cuando se encuentra en la frontera del beneficio y la pérdida.

1.1.1 Prima de la opción

La prima es la cantidad de dinero que el comprador de una opción paga a su contraparte por adquirir el derecho de compra (opción *call*) o de venta (opción *put*). A su vez, esta cantidad pecuniaria (prima) es la que recibe el vendedor de la opción, misma que lo obliga, en caso de ejercicio, a vender (opción *call*) o comprar (opción *put*) el activo subyacente al precio preestablecido (precio de ejercicio).

1.1.2 Inversión, irreversibilidad e incertidumbre

La inversión se define como el acto de incurrir en un costo inmediato con la expectativa de obtener rendimientos en un futuro. Las inversiones presentan al menos tres características en común, en diversos niveles. La primera consiste en que las inversiones son completa o parcialmente irreversibles; la segunda descansa en que la incertidumbre sobre la recuperación de la inversión en el futuro se encuentra presente en todo momento de la inversión, y a la tercera, la identifica la preocupación sobre el momento más adecuado para ejercer la inversión. Estas características están interrelacionadas de manera decisiva con el objeto de determinar la viabilidad y la mejor decisión. La teoría tradicional no reconoce la importancia de las implicaciones cualitativas de las interacciones entre la irreversibilidad e incertidumbre, así como tampoco la importancia de determinar el momento justo para la realización de la inversión.

1.2. Características de las opciones reales

El valor de una opción real aumenta con el tiempo de maduración y con la volatilidad subyacente. En la tabla 2, se presenta la correspondencia entre los parámetros de una opción financiera y los de una opción real. De esta manera, una empresa, a partir de un tiempo t , posee una oportunidad de invertir en un proyecto subyacente hasta el tiempo T , lo cual podría verse como una opción para adquirir un cierto valor presente de los flujos esperados, S_T , a cambio una inversión, K , en la fecha de vencimiento. En este caso, S_T tiene asociado un factor de incertidumbre, a saber, la volatilidad de los flujos de efectivo del proyecto. Por supuesto que la opción solamente será ejercida cuando $S_T > K$, en cuyo caso el inversionista permanece en el proyecto subyacente, de lo contrario será conveniente abandonarlo. Esto lleva a inferir que mientras las opciones financieras tratan con activos financieros, las opciones reales tratan con activos reales como pueden ser: unidades de negocio, obras e infraestructura, nuevas tecnologías, etc., que son generados a través de proyectos de inversión (Venegas-Martínez, 2006).

Tabla 2.
Similitudes entre opciones financieras y reales

Parámetro	Opción real	Opción financiera
S_t	Valor presente de los flujos esperados en t	Subyacente
K	Costo de inversión en T	Precio de ejercicio
R	Tasa de interés libre de riesgo	Tasa libre de riesgo
σ	Volatilidad de los flujos de efectivo del proyecto	Volatilidad subyacente

Fuente: adaptado a partir de Venegas-Martínez, F. (2006).

Cuando la opción se encuentra dentro del flujo de efectivo en el tiempo de maduración, la regla es invertir; por lo tanto, la regla de inversión en la maduración de la opción depende del valor del subyacente, siendo irrelevante lo que pudiera ocurrir alrededor de este (Pennings y Lint, 1997).

1.3 Tipos de opciones reales

Para la valuación de proyectos de inversión (mediante la consideración de diversas variables y escenarios), se pueden utilizar diversas clases de opciones reales existentes en la literatura (Lander y Pinches, 1998; Venegas-Martínez, 2006). Es importante destacar que, en el caso de valuación con opciones reales, la tasa de descuento es una tasa libre de riesgo de incumplimiento. Una oportunidad corporativa de inversión se puede valorar como una opción (europea o americana) de compra, ya que la empresa obtiene el derecho, más no la obligación, de llevar a cabo cierta estrategia de inversión. La correspondencia entre las características del proyecto (extensión, contracción, posposición, corrección, abandono, etc.), y los parámetros que determinan el valor de la opción en cuestión, se especifican a continuación.

Considere un movimiento Browniano $(W_t)_{t \in [0, T]}$, definido en un espacio fijo de probabilidad equipado con una filtración aumentada, $(\Omega, F, (F_t)_{t \in [0, T]}, P)$, esto es, W_t es una variable aleatoria normal con media cero y varianza t ; Ω es un espacio muestral (el conjunto de todos los posibles resultados, los números reales); F es una σ -álgebra (un conjunto de eventos relevantes, subconjuntos de números reales); F_t representa toda la información disponible al tiempo t y, por último, P es una medida de probabilidad. Se supone que el valor presente de los flujos de efectivo esperados en t , S_t , es conducido por una ecuación diferencial estocástica:

$$dS_t = \mu(S_t, t) dt + \sigma(S_t, t) dW_t \quad (1)$$

donde $\mu(S_t, t)$ y $\sigma(S_t, t) > 0$ son funciones conocidas que se especificarán posteriormente.

1.3.1 Opción real de expansión

Una empresa podría expandir un proyecto en una proporción α , para lo cual se requiere invertir una cantidad adicional K' en un tiempo T . Esta posibilidad estratégica tiene una opción asociada con el proyecto subyacente existente. Si $(1 + \alpha)S_T - K'$ es el valor presente neto, aumentado en la proporción α menos el costo de la inversión adicional K' al tiempo T , el valor intrínseco (valor en la fecha de vencimiento) de esta opción está dado por:

$$c_e(S_T, T; \alpha, K') = \max((1 + \alpha)S_T - K', S_T) \quad (2)$$

donde $K = K'/\alpha$. En particular, si el valor presente de los flujos de efectivo esperados es conducido por un movimiento geométrico browniano neutral al riesgo, es decir:

$$dS_t = rS_t dt + \sigma S_t dW_t \quad (3)$$

donde r es la tasa de interés libre de riesgo (de incumplimiento) y $\sigma > 0$ es la volatilidad instantánea de S_t , entonces se tiene que el valor de la opción real de expansión en t está dado por:

$$c_{BS}(S_t, t) = S_t \Phi(d_1) - Ke^{-r(T-t)} \Phi(d_2) \quad (4)$$

$$\Phi(d) = P_\varepsilon(\varepsilon \leq d) = \int_{-\infty}^d \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{\varepsilon^2}{2}} d\varepsilon = 1 - \Phi(-d), \quad (5)$$

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S_t}{K}\right) + \left(r + \frac{1}{2}\sigma^2\right)(T-t)}{\sigma\sqrt{T-t}} \quad (6)$$

$$d_2 = \frac{\ln\left(\frac{S_t}{K}\right) + \left(r - \frac{1}{2}\sigma^2\right)(T-t)}{\sigma\sqrt{T-t}} = d_1 - \sigma\sqrt{T-t} \quad (7)$$

Es decir, $c_{BS}(S_t, t)$ es la fórmula de Black-Scholes (1973) para valuar una opción de compra. Es importante destacar que los flujos de efectivo esperados no son un activo que se compre o venda en un mercado, lo que genera una situación de mercados incompletos.

1.3.2 Opción real de contracción

Cuando una empresa introduce al mercado un nuevo producto (bien o servicio), usualmente se tiene un plan de inversión en dos etapas. En la primera etapa, la empresa invierte una cantidad inicial, generalmente pequeña, para conducir estudios de mercado. La inversión subsiguiente depende de los resultados de dichos estudios. Si en la segunda etapa, el producto no presenta la aceptación esperada, la empresa puede ejercer la opción real de contraer la producción con el recorte de inversiones futuras. Sea entonces M el costo de la inversión inicial en t , si el producto no tiene la aceptación esperada, la empresa puede invertir en la segunda etapa, una cantidad más pequeña N , $N < M$, lo que traerá como consecuencia una contracción en la producción β , en el valor presente de los flujos de efectivo esperados del producto subyacente esperado. En este caso, el valor intrínseco de esta opción de contracción satisface la ecuación siguiente:

$$c_c(S_T, T, K, N) = \max((1 - \beta)S_T - N, S_T - K) \quad (8)$$

donde $K = Me^{r(T-t)}$. Es decir, se invierte K o se invierte N , lo cual trae como consecuencia una contracción de los flujos esperados. Si se supone que los flujos de efectivo esperados son conducidos por un proceso browniano, se puede expresar de la forma siguiente:

$$c_c(S_t, t) = S_t e^{r(T-t)} - \alpha E\left[S_T \mathbf{1}_{\{0 \leq S_T \leq L\}} \mid S_t\right] - \alpha \Phi(d) - N \quad (9)$$

donde:

$$d = \frac{\ln\left(\frac{S_t}{L}\right) + \left(r - \frac{1}{2}\sigma^2\right)(T-t)}{\sigma\sqrt{T-t}} \quad (10)$$

y

$$L = \frac{K - N}{\alpha} \quad (11)$$

1.3.3 Opción real de cierre temporal

Suponga que el mercado para cierto producto depende del ambiente económico o del entorno financiero. El costo variable anual, X_T , de la empresa puede ser definido como el precio de ejercicio de una opción real de cierre temporal en T . Se supone que el costo de cierre es C , el cual es una proporción fija δ , del valor presente de los flujos de efectivo esperados del proyecto subyacente, S_T , es decir $C = \delta S_T$. Así mismo, suponga que dicha opción expira en el tiempo T . Si los flujos de efectivo previstos son menores que los costos variables, entonces, las operaciones se suspenden, lo cual genera un ahorro en los costos variables. En este caso, el valor intrínseco en la opción y los flujos de efectivo esperados son conducidos por un movimiento geométrico browniano neutral al riesgo, por lo que se tiene que:

$$c_c(S_t, t) = S_t e^{r(T-t)} - \delta \left[E \left[S_T 1_{\{0 \leq S_T \leq L\}} \mid S_t \right] - \Phi(D_T) \right] - N \quad (12)$$

donde:

$$D_T = \frac{\ln\left(\frac{S_t}{Y_t}\right) + \left(r - \frac{1}{2}\sigma^2\right)(T-t)}{\sigma\sqrt{T-t}} \quad (13)$$

y

$$Y_t = \frac{X_t}{\delta} \quad (14)$$

1.3.4 Opción real de permanencia

En los proyectos de inversión de etapas múltiples, se pasa de una etapa a otra solamente si el beneficio esperado resulta positivo. En caso contrario, no se invierte en la siguiente etapa y probablemente ni en las etapas subsecuentes. De esta forma, en cada etapa en la que se invierte también se adquiere una opción para permanecer en el proyecto en la próxima etapa. En esta opción, se permanece en el proyecto si el valor presente de los flujos esperados del proyecto subyacente, S_T , es mayor que el costo de inversión, K . El valor intrínseco corresponde a:

$$c_p(S_T, T; K) = \max(S_T - K, 0). \quad (15)$$

Si la dinámica del valor presente de los flujos de efectivo esperados (FE) es conducida por la ecuación diferencial estocástica (11), entonces, se tiene que $c_p(S_t, t) = c_{BS}(S_t, t)$.

1.3.5 Opción real de abandono

El valor de mercado de los títulos (de capital y deuda), V_T , de una empresa puede, en algunos casos, exceder el valor presente de los flujos esperados en T , S_T . En este caso, surge la opción de vender la empresa, ya que su valor de mercado excede el valor presente de los flujos de efectivo esperados. Suponga que la organización se encuentra operando con pérdidas, en un ambiente económico adverso, y que podría tomar la decisión de abandonar un proyecto, en el tiempo T , si el valor presente de los flujos de efectivo esperados en S_T es menor que cierto valor de recuperación V_T . En consecuencia, el valor intrínseco de esta opción real es:

$$c_a(S_T, T) = \max(S_T, V_T) \quad (16)$$

Si $V_T > S_T$, la opción se ejerce. Si V_T es constante, $V_T = K$, y la opción solo puede ser ejercida en T , entonces:

$$c_a(S_t, t) = \int_0^{\infty} [\max(s - K, K) + K] f_{S_T|S_t}(s | S_t) ds = c_{BS}(S_t, t) + K \quad (17)$$

2.3.6 Opción real de cambio tecnológico

Las opciones de cambio tecnológico surgen cuando una empresa puede producir un mismo bien o servicio con diferentes conjuntos de insumos. Se supone que el tiempo y costo de cambiar un conjunto de insumos a otro no representan obstáculos para la empresa, aunque en la realidad se ven inmersos otros factores como: el aprendizaje, el tipo de tecnología, R&D, los costos de operación y mantenimiento, entre otros. El valor intrínseco de esta opción real de cambio es:

$$c_s(S_T, T) = \max(S_{2T} - S_{1T} - K, 0) \quad (18)$$

donde S_{1T} es el valor presente de los flujos de efectivo esperados en T , en la forma de producción actual; S_{2T} es el valor presente de los flujos de efectivo esperados en T , en el modo alternativo de producción, y K es el costo del cambio. Si $S_{2T} > S_{1T} + K$, entonces se ejerce la opción de cambio.

2. Valuación de proyectos energéticos con opciones reales: el caso de México

La valuación de proyectos energéticos en México se realizó con base en los datos reportados dentro de los Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico, Comisión Federal de Electricidad (2007), los cuales presentan la actualización de los principales parámetros técnico-económicos, que intervienen en el cálculo del costo nivelado del kWh generado, para los diversos procesos de producción de energía eléctrica.

La capacidad nacional instalada para la generación de electricidad en diciembre de 2007, incluyendo exportación, se ubicó en 59,008 MW, lo que muestra un incremento de 4.7% con respecto al año anterior. De esta capacidad, la Comisión Federal de Electricidad concentra el 67.1% y los productores independientes, el 19.4%; mientras que el restante 13.5% está distribuido entre las diferentes modalidades, para la generación de electricidad vigente. Destaca el hecho que, de un total de 51,029 MW instalados en el servicio público en diciembre de 2007, la participación de la tecnología de ciclo combinado representó el 32.7%, mientras que el ciclo convencional aportó el 25.2% y las hidroeléctricas, el 22.2%. Asimismo, las centrales que utilizan carbón concentran el 9.2% del total. En 2007, la generación bruta del servicio público se ubicó en 232,552 GWh, lo cual significó un incremento de 3.3% con respecto al año anterior. Las centrales que utilizan gas natural (ciclo combinado y turbo-gas) aportaron el 45.8% de esta energía, mientras que las termoeléctricas convencionales e hidroeléctricas lo hicieron con el 21.3% y 11.6%, respectivamente. Esto repercute en una mayor utilización del gas natural en la generación eléctrica, específicamente, en lo que se refiere a la tecnología de ciclo combinado, al pasar de 7.0% en 1997 a 44.2% de la generación total del servicio público en 2007 (Secretaría de Energía, 2008).

En la tabla 3, se presenta la evolución de las tarifas eléctricas de 1999 al 2007; mientras que en la tabla 4, se muestran los costos unitarios de generación de energía por tipo de tecnología.

Ahora bien, antes de realizar la valuación se deben efectuar ciertas consideraciones para el cálculo, a fin de comparar de manera adecuada cada una de las tecnologías involucradas. Primero, se considerará que las fuentes generadoras de energía solamente pueden generar, en todo el año, el equivalente a su capacidad nominal. Segundo, los costos reportados en la tabla 4, corresponden al año 0, por cada MW generado (considerando que la producción total anual es equivalente a la capacidad nominal de las fuentes de generación). Tercero, el costo de venta de la energía eléctrica será el

promedio reportado en la tabla 3. Cuarto, la tasa libre de riesgo para el proyecto se calculó mediante la estructura de plazos de Vasicek (1977), debido a que se considera que los rendimientos se encuentran en función del tiempo de manera estocástica y no lineal; lo anterior se realizó mediante los rendimientos observados por CETES entre el periodo de 22 de marzo de 2007 a 10 de noviembre de 2007, y la volatilidad de los flujos de efectivo será de 20% (se calculó con base en el método logarítmico de los retornos de los flujos de efectivo). Quinto, el costo de mantenimiento y operación se considera como la suma algebraica entre los costos fijos y los variables. Sexto, el valor de la inversión se considera como el costo de capital. Séptimo, el horizonte de proyección será de 10 años (tiempo en el cual se considera que la infraestructura utilizada para la generación eléctrica mediante energía solar y eólica llegue al final de su vida útil). Octavo, en vista de la gran cantidad de opciones a evaluar, se tomará el elemento más representativo de cada una de las categorías (mayor capacidad nominal de generación). Noveno, los flujos de efectivo considerados para la valuación son los reportados en la tabla 5, y su construcción se basa en las tablas 3 y 4.

Tabla 3
Evolución de tarifas eléctricas a través del tiempo

Años	Doméstico*	Comercial*	Servicios*	Agrícola*	Empresa mediana*	Gran industria*	Total
1999	49.27	118.32	93.16	25.73	52.38	35.36	52.27
2000	55.90	126.03	104.68	28.68	61.20	43.37	60.21
2001	60.74	130.37	113.05	31.33	62.67	44.25	63.35
2002	77.44	137.76	125.14	33.58	70.16	48.08	72.15
2003	84.59	161.48	134.05	36.41	84.86	60.23	84.85
2004	88.31	186.72	140.91	39.26	97.81	70.89	95.46
2005	92.01	205.44	148.02	43.60	106.45	77.84	102.64
2006	98.35	231.58	157.04	44.39	119.14	88.63	113.79
2007	101.65	239.27	166.02	47.75	123.55	90.68	117.83

Fuente: Elaboración propia a partir de la información vertida en el portal de la Secretaría de Energía (<http://www.sener.gob.mx/>). * Precios medios de energía eléctrica en centavos por kWh, a precios corrientes; dentro del estudio comparativo, se realizará la conversión a MWh.

Tabla 4
Costos unitarios de generación tiempo*

Central	Potencia Bruta	Inversión	Combustible (1)	Operación y Mtto. (2)	Costo (combustible, operación y Mtto.)
Térmica convencional	2 x 350	245	516	71	587
Térmica convencional	2 x 160	342	537	107	644
Térmica convencional	2 x 84	404	603	140	743
Térmica convencional	2 x 37.5	489	650	191	841
Turbogas aeroderivada gas	1 x 43.4	809	669	278	947
Turbogas industrial gas	1 x 85	761	846	144	990
Turbogas industrial gas "F"	1 x 190	593	756	88	844
Turbo Gas Ind."G"	1 x 267	577	715	65	780
Turbogás aeroderiv. Diesel	1 x 41.3	805	1030	304	1334
(3) Ciclo combinado gas 1 x 1 "F"	1 x 291	128	499	66	565
2 x 1 "F"	1 x 583	124	497	53	550
1 x 1 "G"	1 x 400	123	494	58	552
2 x 1 "G"	1 x 802	117	492	47	539
(4) Diesel	2 x 18.4	456	431	233	664
(5) Carboeléctrica	2 x 350	377	226	96	322
(5) Carb. supercrítica s/desulfurador	1 x 700	327	242	73	315
(5) Carb. supercrítica c/desulfurador	1 x 700	369	237	88	325
(6) Nuclear (ABWR)	1 x 1,356	476	74	106	180
(7) Geotermia Cerro Prieto	4 x 26.95	320	266	92	358
(7) Geotermia Los Azufres	4 x 26.60	333	230	87	317
Eólica (Clase 6)	67 x 1.5	657		102	102
Eólica (Clase 7)	67 x 1.5	589		92	92
** Aguamilpa	3 x 320	1,372	10	37	47
** Agua Prieta	2 x 120	1,911	3	75	78
** La Amistad	2 x 33	652	24	121	145
** Caracol	3 x 200	1,209	15	41	56
** Chicoasén	5 x 300	801	8	23	31
** Zimapán	2 x 146	1,744	2	27	29

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Comisión Federal de Electricidad (2007). * Cantidades en pesos por MWh a precios corrientes y con una tasa de descuento del 12%. ** Hidroeléctricas. (1) El costo se deriva del escenario medio de evolución de los precios de los combustibles (2007). (2) El costo de operación y mantenimiento incluye el correspondiente al agua, excepto para hidroeléctricas en las que se considera el combustible. (3) Número de turbinas de gas por cada turbina de vapor (1x1 o 2x1) y modelo de turbina de gas (F o G). (4) Los motores de combustión interna son de cuatro tiempos. (5) La central carboeléctrica opera con carbón doméstico, las restantes con carbón importado. Para integrar al costo de inversión el correspondiente a la terminal de recibo y manejo de carbón deberán sumarse 41.07 pesos/MWh. (6) El costo unitario de inversión incluye un cargo por desmantelamiento de 1.01 pesos/MWh. El costo del combustible incluye un cargo por manejo de combustible irradiado de 11.65 pesos/MWh. (7) El costo del combustible se refiere a la inversión, operación y mantenimiento del campo geotérmico.

Para el desarrollo del cálculo de cada una de las opciones de inversión se utilizará la fórmula de Black-Scholes (1973); esto es, debido a que el proyecto existente podría considerarse como una planeación futura para la expansión del negocio, por ello se empleará el precio de un *Call* (ecuación 4):

donde:

$$Call = S\Phi\left(\frac{\ln(S/X) + (r + \sigma^2/2)T}{\sigma\sqrt{T}}\right) - Xe^{-rT}\Phi\left(\frac{\ln(S/X) + (r - \sigma^2/2)T}{\sigma\sqrt{T}}\right)$$

S : Valor presente de los flujos de efectivo futuros (capacidad nominal x precio de venta).

X : Costos de operación (costo de operación y mantenimiento).

R : Tasa libre de riesgo (estructura de plazos de Vasicek).

T : Tiempo de expiración (10 años).

σ : Volatilidad (20%) de los flujos.

Φ : Distribución acumulada de una variable normal estándar.

I_0 : Inversión inicial

Una vez determinados los valores iniciales y los parámetros, entonces, se procede al cálculo de resultados, los cuales se presentan en la tabla 5. En dicha tabla, se observa cómo evoluciona el valor de la opción $c(0, T)$ a través del tiempo, T , en un horizonte de 10 años. Así mismo, se calcula el valor de las ganancias netas obtenidas en dichos periodos de tiempo mediante: $I_0 - c(0, T)$.

Es importante aclarar que, los valores reportados en la tabla 5 pueden no ser comparables, debido a que cada una de las fuentes produce una cantidad distinta de energía. Por ello, es necesario obtener la utilidad futura por MW (valor presente de los flujos de efectivo/capacidad de generación en MW), para lo cual, el resultado de cada fila correspondiente a $I_0 - c(0, T)$ se dividirá entre la capacidad de generación MW, esto con el objeto de cuantificar la utilidad obtenida por cada unidad de potencia generada, a fin de lograr una comparación adecuada sobre la factibilidad económica de las diferentes tecnologías en el largo plazo.

En la gráfica 1 se observa que: Primero, la tecnología que posee un mejor desempeño financiero resulta ser la de ciclo combinado, con la salvedad que esta depende fuertemente de las fluctuaciones del precio del combustible, lo cual la supedita al comportamiento de los insumos dentro del mercado. En la segunda opción, referente a la viabilidad económica, se encuentra la energía geotérmica; las plantas geotérmicas tienen la gran ventaja de ser constantes

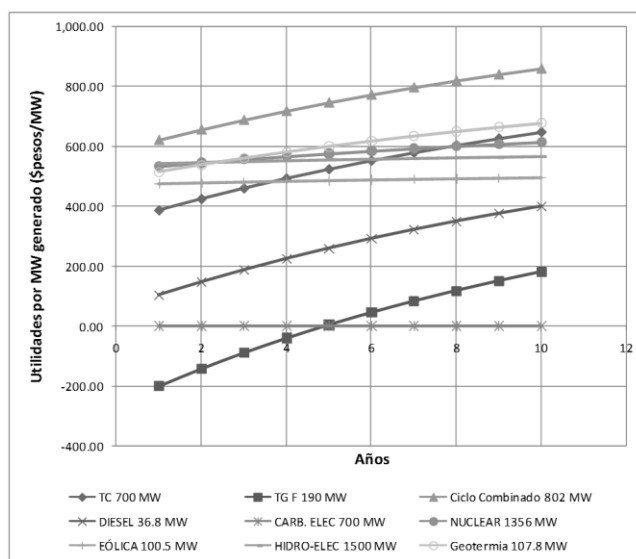
en su producción en el tiempo, ya que su producción energética no sufre variaciones estacionarias como las plantas hidroeléctricas, y su costo es casi la mitad de las plantas térmicas más eficientes debido a que trabajan con energía natural almacenada en forma de calor bajo la superficie de la tierra, resultando ser una fuente de energía eficiente; sin embargo, depende de la ubicación geográfica. En la tercera, está la energía nuclear, la cual ofrece diversas ventajas dentro del contexto actual en lo que a inversión y rentabilidad se refiere. Posteriormente, se tiene la energía hidroeléctrica, en cuyo caso los depósitos de centrales hidroeléctricas en regiones tropicales pueden producir cantidades sustanciales de metano y dióxido de carbono, sin contar con los cambios que se producen en los ecosistemas durante y después de su construcción. Este tipo de tecnología conlleva inversiones iniciales y tiempos de construcción considerables.

Tabla 5
Cálculo de la opción en un horizonte de 10 años †

Año	c(0,T) * I ₀ - c(0,T) **	TÉRMIC A CONV. 700 MW	TURBO GAS IND. F 190 MW	CICLO COMB. G 802 MW	DIESEL 36.8 MW	CARBO- ELÉCTRICA 700 MW (S/DESULF.)	NUCLEAR 1386 MW	EÓLICA 100.5 MW	HIDRO- ELÉCTRICA 1500 MW	GEO- TÉRMICA 107.8 MW
1	c(0,T)	442	74	592	20	588	1,370	113	1,724	90
	I ₀ - c(0,T)	270	-37	498	3	359	725	47	522	55
2	c(0,T)	468	85	620	22	604	1,386	114	1,727	92
	I ₀ - c(0,T)	297	-26	526	5	375	740	48	525	58
3	c(0,T)	493	95	646	23	619	1,400	114	1,729	95
	I ₀ - c(0,T)	322	-16	552	6	390	755	48	528	60
4	c(0,T)	516	105	670	25	634	1,414	114	1,732	97
	I ₀ - c(0,T)	345	-7	576	8	405	769	48	531	62
5	c(0,T)	538	113	693	26	647	1,427	115	1,734	99
	I ₀ - c(0,T)	366	0.973	620	9	418	781	49	533	64
6	c(0,T)	558	121	714	27	659	1,439	115	1,737	101
	I ₀ - c(0,T)	386	8	620	10	430	793	49	535	66
7	c(0,T)	576	128	733	28	670	1,449	115	1,739	103
	I ₀ - c(0,T)	405	15	639	11	442	804	49	537	68
8	c(0,T)	594	135	751	29	681	1,460	115	1,741	104
	I ₀ - c(0,T)	422	22	658	12	452	814	49	539	70
9	c(0,T)	610	141	768	30	691	1,469	115	1,743	106
	I ₀ - c(0,T)	438	28	674	13	462	824	49	541	71
10	c(0,T)	625	147	784	31	700	1,478	116	1,744	107
	I ₀ - c(0,T)	453	34	690	14	471	833	50	543	73

Fuente: Elaboración propia. *c(0,T) = valor de la opción (prima). ** I₀ - c(0,T) = valor presente de las ganancias netas. Se considera que las plantas generadoras de energía trabajan a toda su capacidad y poseen una eficiencia del 100%. † Valores en miles de pesos.

Gráfica 1
Comparación de rendimientos entre cada una de las tecnologías de generación de energía mediante opciones reales



Fuente: Elaboración propia, con base en la simulación con opciones reales.

La energía térmica convencional presenta una capacidad aceptable a través del tiempo. Aunque, en los primeros años, muestra un desempeño bajo, posteriormente se observa un comportamiento notable; sin embargo, la generación de energía se realiza a partir de combustibles fósiles. De igual manera, la energía eólica resulta ser una energía alterna con grandes capacidades, con la salvedad de que su implementación depende de ciertas condiciones climáticas que limitan su eficacia y empleo. Por último, se observa que las tecnologías que presentan el desempeño más bajo, son: el diesel, la turbo generación y las carboeléctricas; para el caso de estas últimas, en la práctica, tanto el carbón como los residuos de su combustión requieren de un manejo más complejo que los combustibles líquidos o gaseosos que son utilizados en termoeléctricas convencionales.

En la tabla 6, se pueden observar las utilidades obtenidas al año por cada una de las tecnologías utilizadas durante 10 años. En este sentido, la generación de energía eléctrica más rentable se presenta en el ciclo combinado; sin embargo, sus beneficios se ven drásticamente afectados a partir de una variación del 10% arriba del precio de los energéticos utilizados para la operación. La generación de energía a través de geotérmicas se presenta como una opción viable, aunque no es factible su implementación en todo el país. A la fecha, la CFE ha establecido la existencia de más de mil

manifestaciones termales en México, de las cuales solo una minoría corresponde a sistemas capaces de generar energía eléctrica comercialmente (aunque, la mayoría de estos puntos localizados han sido utilizados como balnearios). De igual manera, la generación de energía eléctrica a través de sistemas térmicos combinados resulta viable en cuanto a la generación de utilidades, pero posee las mismas desventajas que el ciclo combinado.

En la cuarta posición de la tabla 6, se observa a la energía nuclear, la cual resulta una opción confiable y factible desde el punto de vista económico y ambiental, para alcanzar la meta del 35% en generación de electricidad con energías limpias, que contempla la matriz energética de México para el 2025; la inclusión de este tipo de energía permite combatir la dependencia energética de los combustibles fósiles, dando lugar a una mezcla balanceada de fuentes energéticas ante las variaciones en precios de los combustibles tradicionales, eliminando también la generación de emisiones de gases de efecto invernadero en la atmósfera, sobre todo con los cambios tecnológicos implementados en los reactores de cuarta generación, los cuales pretenden mejorar la seguridad, minimizar el uso de los recursos naturales, reutilizar el combustible y reducir la generación de residuos nucleares de alta actividad, todo ello con la finalidad de la reducir los costos operativos y de construcción.

Tabla 6
Utilidades derivadas de cada tecnología por MW generadas en el año 1, 5 y 10

Años	Año 1	Año 5	Año 10
Ciclo Combinado*	621.93	747.34	861.22
Geotérmica	516.43	601.67	665.71
Térmica convencional*	386.90	524.03	648.19
Nuclear	534.75	576.51	614.40
Hidroeléctrica	544.44	555.68	555.88
Eólica	476.62	487.76	497.86
Diesel*	104.27	225.52	400.90
Turbo gas industrial F*	-	-	181.66
Carboeléctrica*	1.64	1.72	1.16

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la gráfica 1.

* Utilizan combustibles fósiles.

Las hidroeléctricas presentan un desempeño financiero aceptable, con la salvedad de que este tipo de obras requieren un tiempo considerable de construcción e inversión, sin tomar en cuenta los conflictos sociales que se generan a partir de dichos proyectos. En el caso de la energía eólica, no solo

es una energía limpia sino también, en algunos casos, rentable (bajo ciertas condiciones); sin embargo, su problema deriva en la afectación de la flora y la fauna del entorno en que son instalados los parques eólicos, al mismo tiempo de que no todas las regiones cuentan con las condiciones de velocidad y dirección que se requieren. Aunque las fuentes renovables tienen beneficios en cuanto al medio ambiente y la seguridad energética, sus costos de inversión son altos. La mayor parte de las tecnologías disponibles para aprovechar dichas fuentes pueden presentar una menor competitividad en comparación con la generación basada en combustibles fósiles; durante 2010, solamente el 3.3% de la energía producida fue generada por tecnologías limpias. Ante este hecho, la generación de electricidad a partir de fuentes renovables puede ser una alternativa viable si se generan políticas públicas que incentiven el desarrollo de dichas fuentes; como fue el caso de España con la energía solar, situación que explica el éxito de Iberdrola. En este sentido, el crecimiento observado en la construcción de centrales eólicas en muchos países ha sido resultado de la implementación de políticas e incentivos específicamente diseñados para estimular la construcción de centrales basadas en energías renovables (Comisión Federal de Electricidad, 2007). En el caso de México, los proyectos de autogeneración desarrollados por empresas privadas como Cemex y Walmart-México explican el acelerado crecimiento de este sector que para el 2012 será de 4.4%. En los últimos lugares de la tabla 6, se encuentran las tecnologías de generación de turbo gas, diesel y las carboeléctricas, donde se observa que estas últimas apenas alcanzan a cubrir los costos de operación.

4. Conclusiones y recomendaciones

Las opciones reales, en general, pueden mejorar la capacidad del proceso de toma de decisiones concernientes a la inversión de activos, por las siguientes razones: 1) representan una herramienta flexible para la toma de decisiones; 2) proporcionan modelos sencillos que arrojan valores razonables en oportunidades de inversión complejas; 3) administran activamente el proyecto; 4) permiten utilizar probabilidades de riesgo en la inversión; 5) introducen asimetrías dentro de la distribución en los valores de oportunidad de la inversión; 6) muestran de forma explícita los factores que afectan e intervienen en la valuación; 7) arrojan resultados consistentes en condiciones reales de operación.

El potencial de las energías renovables es vasto y mucho mayor que el de los combustibles fósiles. Sin embargo, en la actualidad, la generación de energía mediante la utilización de dichas fuentes resulta onerosa, debido a que la tecnología utilizada para tal fin no ha alcanzado costos competitivos que permitan hacer uso de estas a gran escala, aunado a que su utilización se

encuentra condicionada, en muchas situaciones, a factores geográficos o climáticos. De modo que, las núcleo-eléctricas representan una opción viable a largo plazo en la generación de energía a bajo costo. En diversas ocasiones, se ha mitificado la utilización de este tipo de generación. La seguridad involucrada tanto en el diseño como en la operación de esta clase de plantas, en la actualidad, resulta ser adecuada; y lo es, no solo por la gran cantidad de sistemas redundantes que posee, sino también por las mejoras desarrolladas dentro de los campos de los procedimientos operacionales, el apoyo técnico, la gestión estratégica, el suministro de combustible y la disposición final del combustible gastado. Cabe señalar que a diferencia de los desechos sólidos y tóxicos producidos por otro tipo de combustible, los residuos generados por las centrales nucleares son de volumen reducido, los cuales si son confinados de manera confiable y controlados en forma estricta no deben representar un riesgo para el entorno, en comparación con las grandes cantidades de contaminantes emitidos hacia la atmósfera, por aquellas fuentes que producen la energía a partir de combustibles fósiles y que, además de causar un deterioro notable en el entorno, propician un cambio en los ecosistemas a gran escala.

En síntesis, la energía nuclear es una opción confiable y factible desde el punto de vista económico, ya que muestra rentabilidad en relación con la inversión realizada, además de que ambientalmente no genera gases de efecto invernadero que intensifiquen el calentamiento global. Sin embargo, debe reconocerse que la nueva tecnología de reactores requiere de una infraestructura científica y física que permita garantizar los estándares de seguridad y operación, algunos investigadores señalan que por cada planta nuclear se requeriría al menos de 400 especialistas de alta calificación en el área nuclear. Adicionalmente, se deben tener en cuenta los riesgos que implica el terrorismo en las plantas de reprocesamiento de óxidos mixtos de plutonio, así como las externalidades negativas en su manejo y el impacto ambiental y social que –en muchos casos– no es del todo claro. Finalmente, es necesario advertir que la construcción de una planta núcleo-eléctrica puede extenderse al menos a 8 años, lo que implica que muchas de las proyecciones financieras puedan tener cambios significativos que incrementen los costos, más aún si se considera el entorno de alta volatilidad financiera y vulnerabilidad macroeconómica que registran varios países, entre ellos, México.

Referencias

Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA) (2002). El impacto ambiental de las distintas fuentes energéticas de generación eléctrica. Tomado de la hoja Web de la Asociación de Productores de Energías Renovables: <http://www.appa.es/>

- Bazán-Perkins, S. D. (2005). La energía nuclear, una alternativa de sustentabilidad para resolver la demanda eléctrica de México (Primera parte). *Ingeniería Investigación y Tecnología*, VI. 3, 187–205.
- Black, F. and M. Scholes (1973). The Pricing of Options and Corporate Liabilities. *Journal of Political Economy*, Vol. 81, No. 3, 637–654.
- Chatterjee, S., R. M. Wiseman, A. Fiegenbaum and C. E. Devers (2003). Integrating Behavioral and Economic Concepts of Risk into Strategic Management: The Taiwan Shall Meet. *Long Range Planning*, Vol. 36, 61–79.
- Comisión Federal de Electricidad (CFE) (2007). Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR). México: Subdirección de Programación, Coordinación de Evaluación.
- Doraszelsky, U. (2001). The Net Present Value Method versus the Option Value of Waiting: A Note on Farzin, Huisman and Kort. *Journal of Economic Dynamics and Control*, Vol. 25, No. 8, 1109–1115.
- Duku-Kaakyire, A. and D. M. Nanang (2004). Applications of Real Options to Forest Investment Analysis. *Forest Policy and Economics*, Vol. 6, No. 6, 539–552.
- Lander, D. M. and G. Pinches (1998). Challenges to the Practical Implementation of Modeling and Valuing Real Options, *Quarterly Review of Economics and Finance*, Vol. 38, Special Issue, 537–567.
- MacDougall, S. L. and R. H. Pike (2003). Consider Your Options: Changes to Strategic Value During Implementation of Advanced Manufacturing Technology. *OMEGA The International Journal of Management Science*, Vol. 31, No. 1, 1–15.
- Miller, K. D. and H. G. Waller (2003). Scenarios, Real Options, and Integrated Risk Management. *Long Range Planning*, Vol. 36, 93–107.
- Secretaría de Energía (SENER) (2008). Prospectiva del Sector Eléctrico 2008–2017. México.
- Pennings, E. and O. Lint (1997). The Option Value of Advanced R&D. *European Journal of Operational Research*, Vol. 103, No. 1, 83–94.
- US Nuclear Energy Institute (NEI) (nd). Tomado de la hoja Web del NEI: <http://www.nei.org/resourcesandstats/graphicsandcharts/generationstatistics/>
- Vasicek, O. (1977). An Equilibrium Characterization of the Term Structure. *Journal of Financial Economics*, Vol. 5, No. 2, 177–188.
- Venegas-Martínez, F. (2006). Riesgos financieros y económicos: Productos derivados y decisiones económicas bajo incertidumbre. México: Internacional Thomson Editors, Thomson Learning.