



EL COLEGIO DE MÉXICO

CENTRO DE ESTUDIOS ECONÓMICOS

MAESTRÍA EN ECONOMÍA

TRABAJO DE INVESTIGACIÓN PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN ECONOMÍA

**VALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS EN ENERGÍAS
RENOVABLES BAJO EL NUEVO ESQUEMA DE INCENTIVOS
EN MÉXICO UTILIZANDO OPCIONES REALES**

IVETTE SUHEID AGUNDEZ GARCÍA

PROMOCIÓN 2016-2018

ASESOR:

DRA. DIANA TERRAZAS

JULIO DE 2018

Dedicatoria

*Dedicada a
mis padres y hermanas,
gracias por brindarme su apoyo incondicional.*

Agradecimientos

Agradezco a El Colegio de México y a todo y cada uno de mis maestros por las enseñanzas brindadas en estos dos últimos años. En particular, quiero agradecer a mi asesora la Dra. Diana Terrazas por introducirme al mundo de la opciones y reales y apoyarme con cada una de mis dudas e inquietudes académicas y profesionales.

También un agradecimiento especial a mi profesor de Valuación de Activos el M. en C. Humberto Del Castillo, por darme herramientas matemáticas valiosas para poder entender el transfondo de las opciones y asesorarme con estimaciones de parámetros importantes para poder concluir mi

Quiero agradecer a mi novio Jorge Sosa por estar conmigo en todo el trayecto y por apoyarme en mis momentos de mayor frustración, gracias por todo compita.

Por último, a mis amigos Marco Gómez y Samuel Hernández por volver la experiencia de la maestría algo divertido, aprendí mucho de ustedes y gracias Marco por revisar mi tesis y ayudarme a mejorar mi redacción, tus consejos fueron muy valiosos.

Resumen

En México, bajo la Reforma energética de 2013, se implementó un mercado de Certificados de Energía Limpia (CEL). Los CEL son instrumentos de mercado que determinan su precio por un proceso de oferta y demanda por lo que su valor en el futuro es incierto. Ellos representan un ingreso adicional al que obtendría una planta de generación de electricidad de fuentes limpias por vender únicamente su electricidad en el mercado. Actualmente existe compra-venta de CEL, sin embargo, el mercado spot aún no se encuentra en funcionamiento, por lo que es incierto como se comportará el precio de los certificados.

El principal propósito de este trabajo es analizar la incertidumbre en ese nuevo mercado y cómo puede afectar la decisión de desarrollar una planta que genere energía a través de fuentes limpias. El presente trabajo adopta un modelo de opciones reales para el caso particular de energía eólica y se considera que las únicas fuentes de incertidumbre en el proyecto son los precios de la electricidad y los precios de los CEL. Se presentan diferentes escenarios para el mercado del CEL utilizando como caso base el mercado noruego-sueco de certificados.

Entre las principales conclusiones, se encuentra que un aumento en la volatilidad del precio del CEL del 2.42% al 25% semanal, genera un retraso de 2 años para el comienzo del desarrollo de una planta. La tendencia en el mercado juega un papel menos importante. Además, el modelo puede ser utilizado tanto desde la perspectiva del inversionistas así como desde la de los reguladores energéticos para medir como deberían ser diseñadas e implementadas políticas y normativas en el mercado de CEL de manera que se obtengan los resultados de inversión deseados por el gobierno en el sector de energías renovables.

Índice general

Resumen	1
Lista de figuras	5
Lista de tablas	7
1. Introducción	9
2. Revisión de literatura	13
3. Los Mercados de Certificados de Energía Verde	17
3.1. Certificado de Energía Verde o Energía Limpia	18
3.2. Experiencia internacional	20
4. Los Certificados de Energía Limpia en México	25
4.1. La Ley de la Industria Eléctrica	25
4.1.1. Sumistradores de la red eléctrica	26
4.1.2. Generadores de Electricidad	27
4.1.3. Transmisión, Distribución Y Comercialización	27
4.2. Certificados de Energía Limpia (CEL)	28
4.2.1. Intercambio de Certificados de Energía Limpia	29
5. Modelo. Opciones Reales	31
5.1. Flujos de efectivo de una empresa generadora de energía eólica	32
5.2. Incertidumbre	34

5.3. Valor de la Opción a Invertir	37
5.4. Aproximación a la solución y tiempo óptimo de paro	39
6. Datos	41
6.1. Precios de la Electricidad	41
6.2. Costos de Producción	42
6.3. Inversión Inicial	42
6.4. Tasa Libre de Riesgo	43
6.5. Precio del CEL	43
6.6. Retorno de Capital	43
7. Resultados	45
7.1. Volatilidad en el precio del CEL	46
7.2. Tendencia en el precio del CEL	48
7.2.1. Tendencia a la baja	49
7.2.2. Tendencia al alza	50
8. Conclusión	55
Bibliografía	57

Índice de figuras

5.1. Precio de la electricidad, mercado ERCOT (Texas), 2014-2018	35
5.2. Precio de los TREC, mercado Noruega-Suecia, 2004-2018	36
7.1. Varianza (2.42 % - 25 %) y tiempo óptimo de inversión	47
7.2. Varianza (2.42 % - 25 %) y valor de la opción	48
7.3. Varianza (2.42 % - 25 %) y VPN-valor de la opción	49
7.4. Tendencia (-0.003 % -0 %) y tiempo óptimo de inversión	50
7.5. Tendencia (-0.003 % -0 %) y tiempo óptimo de inversión	51
7.6. Tendencia (0 %-0.003 %) y valor de la opción	52
7.7. Tendencia (0 %-0.003 %) y tiempo óptimo de inversión	53

Índice de cuadros

4.1. Estructura de la Industria Eléctrica.	26
6.1. Datos-caso inicial	44
7.1. Varianza (2.42% - 25%) y valor agregado de la opción a invertir	48
7.2. Tendencia (-0.003% -0%) y valor agregado de la opción a invertir	50
7.3. Tendencia (0%-0.003%) y valor agregado de la opción a invertir	52

Capítulo 1

Introducción

El continuo deterioro de las reservas de energías fósiles, así como la volatilidad de los precios de los energéticos, aunado al crecimiento de la protección del medio ambiente y el cambio climático, han resaltado la importancia del rol de las energías renovables, posicionándolas estratégicamente en el panorama del futuro de la energía.

El objetivo en el ámbito internacional ha sido implementar instrumentos y políticas para atraer inversión al sector de energías renovables. Los incentivos a energías renovables se han dividido en dos esquemas. El primero, conocido como Feed in Tariff (FIT), consiste en tarifas especiales previamente pactadas a las que una dependencia gubernamental se obliga a comprar una unidad de electricidad producida a partir de energías limpias, funciona como un límite inferior al que puede vender su electricidad una planta de energía limpia. Segundo los Tradable Renewable Energy Certificates (TREC) son instrumentos otorgados a los generadores de energía limpia por la producción de cierta cantidad de electricidad el cual determinan su precio bajo un proceso de libre mercado por medio de ejercer una obligación de compra sobre los usuarios del mercado eléctrico (Ritzenhofen & Spinler, 2016).

En México la Reforma Energética implementada en 2013 tiene como uno de sus objetivos pasar de un modelo basado en energías fósiles a un modelo con un mayor uso de energías limpias y una mejor gestión de consumo energético. Para lograrlo se creó un mercado energético más competitivo y se desarrollaron diversos instrumentos financieros y técnicos, entre los

cuales están los Certificados de Energías Limpias (CEL).¹

Los CEL pertenecen al esquema TREC y acreditan la producción de 1 megawatt por hora (MWh) de electricidad proveniente de energías limpias. El objetivo del CEL es generar un ingreso adicional al que se obtiene de vender electricidad. Su precio depende de la oferta y la demanda del mercado.

Actualmente existe compraventa de CEL ², sin embargo, el libre mercado todavía no se encuentra en funcionamiento debido a que existe incertidumbre sobre si los precios de los instrumentos subirán sustancialmente por falta de oferta.³ Se espera que con las políticas implementadas aumenten la proporción de energía que proviene de fuentes limpias de un 15.3 % en la actualidad a un 35 % para 2024, según el documento de *Prospectivas en Energías Renovables 2016-2030* de la Secretaría de Energía.

Los beneficios de una planta eléctrica que utiliza fuentes renovables dependen de un número considerable de procesos inciertos como el precio de la electricidad, demanda o costos de producción. Un proceso que juega un papel fundamental en la decisión para invertir, son el desarrollo e implementación de incentivos públicos.

El presente trabajo analiza el papel de los incentivos públicos a la inversión en el sector de energías renovables implementados con la Reforma Energética de 2013, particularmente el mercado de CEL en México. En particular ¿cómo la incertidumbre en el mercado de CEL puede afectar la decisión de cuándo invertir en el desarrollo de una planta de energía renovable y en qué momento es óptimo invertir bajo diferentes escenarios del mercado de CEL?.

La investigación está realizada para el caso particular de plantas de generación de energía eólica, aunque la metodología puede ser extendida a cualquier tipo de energía limpia. Una de las principales razones para estudiar la inversión en energía eólica es que los costos de producción han disminuido en los últimos años, permitiendo que puedan competir en costos con la electricidad generada con fuentes fósiles. Además, México cuenta con un alto potencial

¹Prospectivas de Energías Renovables 2016-2030, SENER.

²Diario Oficial, ACUERDO Núm. A/067/2017.

³García Karol, Triplican obligación de energías limpias al 2022 (03 de abril de 2017), *El Economista*

eólico, por lo que es una opción viable para cumplir con las políticas energéticas sustentables y diversificadas que plantea el plan de gobierno.⁴

En principio es necesario definir la técnica con la cual se evalúa la decisión de invertir en un proyecto. El método clásico es utilizar el Valor Presente Neto (VPN) de los flujos de inversión. Sin embargo, esta regla se basa en algunos supuestos implícitos, principalmente en que la inversión es irreversible, es decir, la decisión es una proposición de ahora o nunca por lo cual no será posible tomarla en el futuro.

Aunque algunas inversiones cumplen con este supuesto, la mayoría de los proyectos tiene cierta flexibilidad en la toma de decisiones. Dixit & Pindyck (1994) argumentan que el VPN suele subestimar el valor de la inversión y que la flexibilidad suele aportar un valor significativo a un proyecto de inversión cuando los costos hundidos son grandes.

Una vez que se tiene la licitación o concesión para el desarrollo y operación de una planta eólica, se adquiere el derecho pero no la obligación de realizar una inversión. Una vez que el proyecto de la planta inicia se ejerce la *opción* a invertir. El inversionista puede decidir retrasar la construcción de la planta hasta que las condiciones de mercado sean favorables o cancelar el proyecto si el mercado no mejora. Este concepto es análogo al de las opciones financieras, donde existe una opción a comprar un activo en determinado tiempo a un precio previamente pactado (Call largo).

En el ejemplo anterior el bien que se adquiere una vez que se ejerce la opción de invertir, es un flujo de beneficios futuros derivados de la producción de la planta eléctrica, provenientes tanto de la venta de electricidad como de la adquisición de CEL.

Este tipo de inversiones tienen como característica particular que constan de un elemento que permite a los inversionistas tomar una decisión en el futuro y costos hundidos grandes.

En la literatura estas decisiones son conocidas como opciones reales y tienen la ventaja que al implementarlas en la valuación económica de un proyecto reflejan adecuadamente la flexibilidad de una inversión cuando tenemos elementos de incertidumbre y se tiene exclusividad para realizar una determinada acción. Además, al usar opciones reales para valorar

⁴Prospectivas de Energías Renovable 2016-2030, SENER.

una inversión es posible implementar las herramientas diseñadas para el cálculo de precios de opciones financieras.

El presente trabajo utiliza como principal herramienta opciones reales en la valuación económica de decisiones de inversión en el sector de energías renovables para el caso de México donde todavía es incierto cómo se comportará el mercado de CEL.

La experiencia internacional ha mostrado implementaciones exitosas de los TREC, así como casos donde la volatilidad de precios ha llevado al cierre de estos mercados.⁵

Hasta el momento, en México no se ha realizado un estudio que implemente las opciones reales para valorar las inversiones en el sector de energía renovable y aún se desconoce el comportamiento de los precios de los certificados una vez que el mercado se encuentre en funcionamiento.

El presente trabajo es un acercamiento para entender qué podría ocurrir con la decisión de inversión bajo distintos escenarios del mercado de CEL y, por otra parte, obtener resultados que nos permitan medir como deberían ser diseñadas e implementadas políticas y normativas en el mercado de CEL de manera que se obtengan los resultados de inversión deseados por el gobierno en el sector de energías renovables.

El trabajo se encuentra estructurado de la siguiente manera. En el segundo capítulo se detalla la revisión de literatura. En el tercero y cuarto se analiza la experiencia internacional en materia de implementación de mercados de certificados. En el quinto capítulo se describe el modelo de opciones reales utilizado para valorar la inversión. En el sexto y séptimo se describen las aproximaciones de los parámetros para calibrar el modelo y se discuten los resultados encontrados. Por último, se muestran las conclusiones de la investigación.

⁵Instituto Mexicano para la Competitividad, CEL Consideraciones para Promover su Inversión,2013

Capítulo 2

Revisión de literatura

La teoría clásica de la valuación económica de inversiones comienza con Fisher quien propuso en 1930 el método *discount cash flows*. Este método consiste en construir los flujos de efectivo esperados de la inversión en cada periodo. Cada flujo es descontado a valor presente (PV) a una tasa de descuento que refleje el valor del riesgo tomado. El valor inicial de la inversión se sustrae del PV , y se obtiene el VPN . La regla de decisión es simple, si el $VPN \geq 0$ se invierte en el proyecto, de lo contrario el proyecto no es rentable y es mejor abandonarlo. De acuerdo con Dixit & Pindyck (1994), este método no es apropiado para proyectos que se desarrollan en ambientes cambiantes y en muchas ocasiones suele subestimar el valor de la inversión.

La teoría de opciones reales se ha desarrollado a partir de sus análogos financieros. Dixit & Pindyck (1994) discuten modelos de opciones reales, principalmente bajo métodos de optimización estocástica y soluciones a problemas de momento óptimo de paro. Mientras que Copeland & Antikarov (2003), introducen diferentes técnicas computacionales para valuar opciones reales entre las cuales se encuentra, aproximaciones por medio de árboles binomiales, y analizan casos donde la incertidumbre proviene de más de dos procesos estocásticos y argumentan utilizando el teorema de Samuelson que es posible resumir toda esa información en un solo proceso el PV de la inversión. Parte de ese razonamiento es utilizado para el desarrollo del modelo propuesto en el capítulo 5.

Por otro lado, las opciones reales han sido utilizadas para valuar plantas de generación eléctrica tradicionales (Thompson, Davidson & Ramussen, 2004).

Asimismo, Siddiqui, Marnay & Wiser (2005), desarrollan un modelo de opciones reales para medir la inversión R & D en el sector energético renovable en Estados Unidos, suponen que la incertidumbre proviene del diferencial de costos entre energías de fuentes fósiles contra fuentes renovables, encuentra que el valor de invertir en un proyecto en energías renovables esta subestimado.

Entre otras investigaciones relacionadas con las opciones reales y las energías renovables se encuentran aquellas que cuestionan si efectivamente el comportamiento que tienen los inversionistas en el sector renovable es el que predice un modelo de opciones reales. Fleten, Linnerud, Monlár & Nygard (2016) utilizan datos de 214 hidroeléctricas en Noruega para corroborar si el comportamiento de los inversionistas es efectivamente el que describe un modelo de opciones reales. Encuentran que los modelos de opciones reales describen una parte significativa del comportamiento de los inversionistas frente a la incertidumbre.

Un estudio que considera la inversión en energía eólica es el realizado por Lee & Shih (2010), en el cual se presenta un modelo de beneficios que integra curva de costos de eficiencia en un modelo de opciones reales, considerando que la incertidumbre proviene de el diferencial de costos entre la energía generada de fuentes fósiles y la generada apartir de recursos renovables. Apartir de resolver un modelo binomial, Lee & Shih encuentran cuales son los valores óptimo de tarifas FIT necesarios para lograr objetivos de inversión esperados por los reguladores energéticos.

Del mismo modo, Zhang, Zhou & Liu (2016), analizan el sistema de incentivos FIT para energía solar utilizado en las provincias de China. Resolviendo un modelo de opciones reales utilizando el método de mínimos cuadrado de monte carlo, encuentran que los niveles de tarifa FIT implementados por el gobierno chino no son los adecuados y que deberían variar por regiones, específicamente donde los costos de producción se elevan.

Por otra parte, se encuentras aquellos estudios que incorporan los dos esuqemas de incentivos utilizados, los FIT y los TRCE. Ritzenhofen & Spinler (2014), modelan el impacto de

los ajustes en los esquemas FIT, cuantifican el impacto de la incertidumbre inducida por la regulación de las tarifas y modelan un posible movimiento de un sistema FIT a uno TRCE. Utilizan un modelo de opciones reales y resuelven analíticamente mediante aproximaciones por árboles binomiales. Encuentran que la incertidumbre en la futura regulación retrasa la inversión o incluso reduce el incentivo a invertir, además esquemas FIT cercanos a precios de electricidad de mercado induce a menor inversión.

En el mismo sentido, Boomsma & Linnerud (2015) examinan como los inversionistas en proyectos de energía renovable responden a políticas de mercado y riesgo originada por los incentivos gubernamentales. Suponen que la incertidumbre proviene solamente de dos procesos los precios de electricidad y los precios de los certificados y suponen correlación entre ambos procesos. Encuentran que la incertidumbre sobre los incentivos implementados agrega un riesgo sustancial a la inversión.

Por último, Boomsma, Meade & Fleten (2012) utilizan un modelo de opciones reales que incorpora la decisión de capacidad instalada para comparar incentivos FIT y TRCE. Además, consideran incertidumbre en el precio del acero para estimar el valor de la inversión inicial. Encuentran que los mercados de certificados incentivan proyectos con mayor capacidad instalada.

En resumen, gran parte de la investigación de esquemas de incentivos en energías renovables se enfocan en evaluar cuál de los esquemas cumple mejor con el objetivo de generar ambientes más atractivos para la inversión.

Capítulo 3

Los Mercados de Certificados de Energía Verde

En años recientes las fuentes de energía renovable no solamente se han convertido en alternativas a las energías provenientes de combustibles fósiles, sino en fuentes de energía básicas e indispensables para enfrentar las problemáticas mundiales en materia de crisis energéticas y de contaminación. Sin embargo, en cuestiones de costos de producción, la mayoría de las energías provenientes de fuentes renovables no se encuentran en condiciones de competir contra sus rivales fósiles. En la actualidad, los proyectos en energías renovables tienen un soporte de producción para garantizar su competitividad en el mercado eléctrico (Boomsma & Linnerud, 2016)

Los esquemas de apoyo otorgados a este sector se dividen en dos. Primero, aquellos que garantizan una cantidad impulsada, es decir, el gobierno determina la cantidad de energía generada proveniente de energías renovables y deja que el mercado determine el nivel de subsidio y por otro lado, están aquellos que garantizan un precio, el gobierno determina el nivel de subsidio y el mercado la cantidad, (Boomsma & Linnerud, 2016, Lee & Shih, 2010).

Un ejemplo de esquema de precios son los “Feed in Tariff”, los cuales pueden remplazar el precio de mercado de electricidad por una tarifa fija o funcionar como una prima si se rebasa dicho precio. Por otra parte, un ejemplo de esquema con cantidad impulsada es un

sistema de cuotas en el cual certificados verdes (TREC) son otorgados a productores de electricidad de fuentes limpias en proporción a la energía que generaron y los cuales pueden ser intercambiados para satisfacer la cuota de energía renovable fijada por el plan de gobierno (Boomsma & Linnerud, 2016, Lee & Shih, 2010).

Dependiendo del diseño de los esquemas de apoyo, los flujos futuros de una empresa que desea invertir en el sector de energías renovables estarían en mayor o menor medida expuestos a las fluctuaciones en precios de electricidad o subsidios.

3.1. Certificado de Energía Verde o Energía Limpia

Un TREC es un instrumento de mercado que representa los derechos de propiedad sobre los atributos ambientales, sociales y aquellos no asociados propiamente con la generación de electricidad. Los certificados se emiten cuando se genera 1 MWh de electricidad proveniente de un recurso de energía limpia y esta es entregada a la red eléctrica.¹

La electricidad física que se recibe en la red pública no especifica el origen ni de qué fuente de generación proviene, por lo que los certificados desempeñan un papel importante en la contabilidad, seguimiento y asignación de propiedad a la generación y uso de electricidad proveniente de fuentes limpias (United States Environmental Agency).

De acuerdo con el Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO, 2013), hay dos razones por las que existen dichos instrumentos:

- La primera consiste en diversificar las fuentes de energía de un país y reducir las externalidades. Muchos gobiernos desean promover la inversión en tecnologías limpias para reducir los efectos de las emisiones de gases de efecto invernadero, así como para disminuir las emisiones de dióxido de azufre y nitrato, las cuales pueden afectar la salud humana. Otros gobiernos buscan diversificar sus fuentes de energía eléctrica a través del uso de los certificados y asignan distintos valores o cantidades de certificados por tecnología de generación.

¹United States Environmental Agency, <https://www.epa.gov/>

3.1. CERTIFICADO DE ENERGÍA VERDE O ENERGÍA LIMPIA

- La segunda es para nivelar la competencia de costos entre energías limpias y fósiles. A nivel mundial la producción de electricidad a través de fuentes limpias es más costosa que la proveniente de fuentes fósiles, lo que no permite competir a ambas bajo las mismas condiciones.

La manera como se logra la inversión en tecnologías limpias a través de la creación de un mercado de certificados es estableciendo una obligación para generar un porcentaje mínimo de energía eléctrica provenientes de fuentes limpias para todos los suministradores del sistema eléctrico. Los certificados son un instrumento que permite transferir recursos de los suministradores que no cumplen con el porcentaje de energía limpia establecido a aquellos generadores que producen más energía limpia a la que se estipula en la meta. De esta manera, los suministradores de energía tienen tres opciones (IMCO,2013) :

1. Adecuar su producción para producir al menos el porcentaje de energía limpia que se establezca en cada periodo.
2. Comprar certificado para cubrir dicha obligación.
3. Pagar una multa al gobierno. El dinero que se obtiene de las multas se coloca en un fondo de electrificación que se reparte entre los generadores de energía limpia y acreedores de certificados.

La implementación de mercados de certificados verdes tiene la ventaja de que los actores del mercado energético son los que financian los proyectos en energías renovables, evitando que el gobierno participe otorgando subsidios a este sector. Además, el sistema se actualiza automáticamente a las condiciones de competitividad en el mercado eléctrico. La principal desventaja del uso de este tipo de instrumentos es que existe incertidumbre sobre cuál será su precio en el futuro. El precio futuro de la electricidad puede variar y los costos de generación también, propiciando que el precio de los certificados también varíe en el tiempo (IMCO, 2013).

De acuerdo con la experiencia internacional el precio de los certificados de energía verde puede ser inestable. Por ejemplo, si el costo de la generación de electricidad limpia disminuye,

entonces el valor de mercado del CEL disminuirá y los nuevos proyectos quedarían con costos de transacción que no podrán ser financiados. Ahora, si el costo de producción aumenta, los precios de los certificados también subirán de precio, generando ganancias extraordinarias para algunos generadores (IMCO, 2013). Poputoaia y Fripp (2008) muestran que la principal debilidad de este sistema es la cuota o porcentaje de energía renovable establecida para los suministradores de la red eléctrica, ya que funciona como un límite máximo para no instalar mayor capacidad una vez que se ha cubierto la demanda de certificados.

3.2. Experiencia internacional

En Europa, la implementación de esquemas de incentivos se encuentra dividida en tarifas fijas (FIT) y mercado de certificados (TREC). Países como Alemania y España han implementado esquemas de tarifas, mientras que Noruega, Suecia, Gran Bretaña, Polonia y Bélgica desarrollaron mercados de certificados, los cuales no se encuentran unificados, aunque se tienen objetivos comunes de generación.²

Un caso particular es el de Noruega y Suecia que comparten su mercado de certificados verdes (Kitzing, Juul, Drud, Boomsma, 2017). Por otra parte, en Estados Unidos el instrumento más común son los certificados de energía verde utilizados en 26 estados (IMCO,2013).

China, Taiwán e Indonesia han optado por implementar esquemas de incentivos FIT (Zhan, Zhou & Liu, 2016), mientras que Australia es un caso de éxito en la implementación de mercado de certificados verdes en aumento de capacidad instalada (IMCO,2013) .

Reino Unido

El mercado de TREC de Gran Bretaña fue de los primeros en implementarse a nivel mundial en 2002. El objetivo específico del mercado era impulsar la inversión en el sector de energías renovables, por lo que se excluyeron del mercado a hidroeléctricas grandes y cualquier industria que utilizara combustibles fósiles. Es uno de los mercados de certificados

²International Markets for Renewable Energy, Sustainable Real Estate Roundtable, 2012

más relevantes debido al número de reformas que ha sufrido y porque, aunque durante su implementación se logró incrementar la capacidad instalada un 10 % debido a la alta volatilidad de los precios, el mercado de certificados decidió cerrar. Por ejemplo, en 2013, en algunas ocasiones el precio de los certificados rebasaba la multa establecida, lo que es paradójico pues al suministrador le era más beneficioso pagar el castigo que entrar al mercado de certificados verdes.³

El gobierno decidió cambiar el sistema de mercado por uno esquema de contratos por diferencias. Los contratos funcionan de tal forma que los generadores de energías renovables con altos costos reciben un monto de compensación por unidad de energía que producen, el cual se calcula como la diferencia de su costo de producción y el costo promedio de generación eléctrica de todas las fuentes que suministran la red (IMCO, 2013) .

Es importante mencionar que los certificados previamente otorgados seguirán funcionando hasta 2037 debido a los compromisos adquiridos con los inversionistas.⁴

Noruega y Suecia

El mercado conjunto de TREC de Noruega y Suecia ha estado en funcionamiento desde 2012. Está basado en el mercado de certificados sueco el cual existe desde 2003. El mercado conjunto es ejemplo de un mecanismo de colaboración bajo la Dirección de Energías Renovables de la Unión Europea. Este mercado es un caso de éxito en la implementación de certificados verdes como esquema para atraer la inversión en el sector renovable (Boomsma & Linnerud, 2015).

Hasta el 2015, el mercado ha contribuido en 13.9 terawatt por hora (TWh) de electricidad generado de fuentes renovables. Durante el 2015 0.5 TWh de capacidad instalada fueron construidas en Noruega, mientras que en Suecia fue de 3.1 TWh. En Suecia la energía eólica es la que domina el desarrollo de capacidad instalada, mientras que para Noruega se trata de la energía hidroeléctrica.⁵

³Department of Energy and Climate Change, 2013. UK RenewableEnergyRoadmap

⁴Energy Act: Renewables Obligation Transitional Arrangements, 2013.

⁵www.energimyndigheten.se

Australia

Australia fue el primer país en implementar un mercado de certificados verdes el cual inicio operaciones en 2001. El objetivo de la implementación de este mercado fue reducir las emisiones de gases efecto invernadero en un 5 % . La generación de energías renovables como porcentaje del abastecimiento total pasó del 7.98 % en 2000 a 14.76 % en 2014. No sólo ha logrado alcanzar sus metas de capacidad instalada, sino que ha logrado rebasarlas (IMCO, 2013).

Pese a haber logrado objetivos de generación, una evaluación realizada por expertos sugirió que el mercado fuera cerrado debido a que no era la mejor estrategia para reducir emisiones de gases de efecto invernadero, el cual era el principal objetivo del uso de certificados. Los certificados implican un alto costo ya que no se enfocan directamente en la emisión de gases de efecto invernadero sino en la generación eléctrica proveniente de fuentes verdes. La demanda de electricidad en Australia ha cambiado desde la implementación del mercado de certificados. Según los expertos para 2020 habrá un superávit de generación de electricidad (Renewable Energy Target Scheme, Report of the Expert Panel, 2014).

En la actualidad, el mercado australiano pese a algunas modificaciones, sigue funcionando, aunque se ha puesto en duda si su implementación es la alternativa de menor costo para alcanzar objetivos de reducción en emisiones de gases de efecto invernadero (Renewable Energy Target Scheme, Report of the Expert Panel, 2014).

California, Estados Unidos

El mercado de California empezó su funcionamiento en 2002. A diferencia de otros mercados las energías nucleares y las grandes hidroeléctricas no entran en el grupo de energía limpia. El mercado ha aumentado la capacidad instalada de energías renovables alrededor del doble en 10 años de funcionamiento. Desde su comienzo en 2002, cerca de 200 proyectos de energía renovable se han desarrollado en el estado de California. ⁶

⁶Union of Concerned Scientists, <https://www.ucsusa.org>

Además de los certificados, California cuenta con la Iniciativa Solar de California (CSI, por sus siglas en inglés), la cual otorga subsidios a residentes y empresas locales para instalar sistemas de energía solar que permite vender la producción excedente a una compañía eléctrica. La principal característica de este mercado es que promueve certidumbre a los inversionistas, pactando metas de generación a largo plazo y con crecimiento anual del 2% (IMCO, 2013)

En resumen, la experiencia internacional en implementación de mercados de certificados verde es heterogénea. Dependiendo de las características propias del mercado eléctrico y del método de implementación los resultados no son siempre los esperados. Aprendiendo de la experiencia internacional un diseño del mercado de certificados verdes adaptado a las condiciones mexicanas puede promover la inversión, y alcanzar las metas de capacidad y generación proveniente de energías limpias.

Capítulo 4

Los Certificados de Energía Limpia en México

En diciembre de 2013 se estableció un nuevo marco regulatorio para el sector energético, siendo el cambio más importante la apertura del suministro eléctrico a la participación de otros actores estatales y privados. Derivado de dicha reforma se crearon varias leyes secundarias relevantes a la implementación de proyectos en energías renovables. ¹

Los CEL se crearon a partir de la Reforma Energética, pero no fue sino hasta la aprobación de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) en 2014 que se definieron las características de los mismo, así como las bases para otorgarlos, disposiciones sobre las reglas de mercado, y las obligaciones de los suministradores y autoridades. ²

Para poder entender el papel de los CEL en el mercado eléctrico mexicano es necesario conocer las modificaciones a la ley en materia de generación y suministro de energía eléctrica.

4.1. La Ley de la Industria Eléctrica

La Ley de la Industria Eléctrica tiene por objeto regular la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, el servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía

¹Marco Jurídico de las Energías Renovables en México, Centro Mexicano de Derecho Ambiental, 2017

²Instituto Mexicano para la Competencia, CEL Consideraciones para promover su inversión, 2013

Eléctrica y las demás actividades de la industria eléctrica.³

El Mercado Eléctrico Mayorista es un mercado operado por el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) en el que los participantes pueden vender y comprar energía eléctrica, potencia, CEL, servicios conexos, y cualquier otro productos asociado que se requiera para el funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional.⁴

4.1.1. Sumistradores de la red eléctrica

La Ley de la Industria Eléctrica define el suministro eléctrico como el conjunto de productos y servicios requeridos para satisfacer la demanda y consumo de energía eléctrica de los consumidores finales.⁵ El suministro eléctrico comprende la generación, transmisión, distribución y comercialización de energías, las cuales se complementan con la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como la operación del mercado eléctrico mayorista.

Los suministradores ayudan a los generadores a colocar su energía en el Mercado Eléctrico Mayorista. De esta manera, el suministrador queda como el vínculo entre los generadores y los usuarios finales.

Etapa	Característica
Generación	Es de libre competencia, ya no es de servicio público.
Transmisión y distribución	El Estado tiene la titularidad, pero puede celebrar contrato con particulares.
Comercialización	Es de libre competencia, ya no es de servicio público.
Planeación y control del Sistema Eléctrico Nacional	El Estado tiene la titularidad.
Operación del Mercado Eléctrico Mayorista	Operado por el Cenace, donde se realiza compraventa de Certificados de Energía Limpia.

Cuadro 4.1: Estructura de la Industria Eléctrica.

³Art. 1, LIE

⁴Art. 96, LIE

⁵Art. 18, LIE

4.1.2. Generadores de Electricidad

La generación comprende la actividad de producir electricidad. Se considera como un generador al titular de uno o varios servicios para generar electricidad en centrales eléctricas o al representante ante el mercado eléctrico mayorista.⁶

El permiso de generador lo otorga la Comisión Reguladora de Energía y tiene vigencia máxima de 30 años, En dicho permiso se establecen los derechos a recibir Certificados de Energías Limpias, y si se quiere generar más de 0.5 MWh es necesario el permiso. De no ser el caso estamos frente a un generador exento.⁷

Los generadores exentos llevan a cabo la generación distribuida. Bajo esto se pretende que micro generadores de energía renovable puedan vender su energía de una manera más sencilla sin estar restringidos por capacidad.

Tanto el generador como el generador exento pueden vender energía eléctrica, solo que los generadores exentos tienen la opción de hacerlo a través de un suministrador o mantener la producción para consumo propio.

4.1.3. Transmisión, Distribución Y Comercialización

La transmisión es la conducción de energía de eléctrica desde plantas de generación o puntos de interconexión (punto donde se entrega energía entre dos entidades) hasta los puntos de entrega para su distribución.⁸

La distribución es la conducción de electricidad desde los puntos de entrega e la transición hasta los puntos de transmisión de los usuarios.

Esta responsabilidad, como se mencionó anteriormente, pertenece al Estado y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es la encargada de interconectar las redes a todas aquellas centrales eléctricas y centros de carga que lo soliciten. Sin embargo, es posible la participación de terceros en el desarrollo de infraestructura para la transmisión y distribución eléctrica.

⁶Art. 3, LIE

⁷Art. 3,26, LIE

⁸Marco Jurídico de las Energías Renovables en México, CMDA, 2017

Es importante destacar que bajo esta Reforma se facilita la interconexión de proyectos de energías renovables a través del desarrollo de redes por terceros, pues no es necesario asumir dicha infraestructura como costo hundido.⁹

La comercialización implica varias actividades entre las cuales están prestar suministro eléctrico a los usuarios finales, representar a los generadores exentos, y realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista, como compraventa de electricidad, derechos de transmisión y distribución.¹⁰

Los usuarios finales se clasifican en usuario calificado cuando cuenta con registro y suministro básico cuando adquiere directamente este tipo de suministro.

4.2. Certificados de Energía Limpia (CEL)

La Ley de la Industria Eléctrica propone un esquema de obligaciones a los usuarios calificados y a las empresas de suministro eléctrico para la adquisición de Certificados de Energías Limpias. La misma ley define los Certificados de Energía Limpia, como el: “Título emitido por la CRE que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de Energías Limpias y que sirve para cumplir los requisitos asociados al consumo de los Centros de Carga”.

Por otra parte, la ley define Energías Limpias como “aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan”.

Entre las Energías Limpias consideradas en el marco legal mexicano se encuentran: el viento, la radiación solar, la energía oceánica, yacimientos geotérmicos, los bioenergéticos, la energía nucleoelectrica, centrales hidroeléctricas, entre otras.

En el Capítulo III de la Ley de la Industria Eléctrica se determina que los requisitos para adquirir CEL se establecieron como una proporción total de la energía consumida en los centros de carga. La encargada de modificar estos requisitos es la Secretaría de Energía

⁹Marco Jurídico de las Energías Renovables en México, CMDA, 2017

¹⁰Art.45, LIE

(Sener). Mientras que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) es quien tiene la facultad de otorgar los mismos. Una vez establecidos los requisitos éstos no podrán disminuirse.

Los Certificados de Energías Limpias serán negociables a través del Mercado Eléctrico Mayorista y podrán homologarse con instrumentos de otros mercados en términos de los convenios que en su caso celebre la Sener.

La multa establecida por la ley bajo el incumplimiento de la adquisición de energías limpias es de 6 a 50 salarios mínimos por cada MWh, es decir, por cada CEL no adquirido. El Requisito de CEL correspondiente al Periodo de Obligación 2019 será de 5.8% y en el 2018 de 5% de la energía total consumida por el suministrador o el usuario calificado.¹¹

4.2.1. Intercambio de Certificados de Energía Limpia

Inicialmente el intercambio de CEL es realizado a través de subastas centralizadas obligatorias, abiertas y de largo plazo. Al final de dichas subastas habrán contratos bilaterales de largo plazo con el precio pactado para cada certificado.¹²

En una segunda etapa habrá un mercado spot en donde se intercambiarán los certificados excedentes que ocurren por cambios climáticos o retrasos en obras en la planta, entre otras. De esta forma se espera que en el mercado se dé un porcentaje mínimo de intercambio de tal manera que no afecte de forma drástica los precios de los certificados (IMCO, 2013).

¹¹Resolución, Diario Oficial de la Nación: RES/248/2016. La ley no ha sido modificada, sin embargo, el cálculo de multas se establece con la Unidad de Medida y Actualización (UMA), <http://www.beta.inegi.org.mx/temas/uma/>

¹²Acuerdo, Diario Oficial de la Nación: A/067/2017

4.2. *CERTIFICADOS DE ENERGÍA LIMPIA (CEL)*

Capítulo 5

Modelo. Opciones Reales

El Valor Presente Neto es el método tradicional para valorar proyectos de inversión y consiste en descontar el valor esperado de los flujos futuros de la inversión menos el costo inicial del proyecto. Sin embargo, está basado en el supuesto de que no existe flexibilidad en la toma de decisiones por parte del inversionista. La posibilidad de retrasar un proyecto es una característica importante que no es considerada en este método. Dixit & Pindyck (1993) sugieren que la habilidad de retrasar un gasto irreversible puede afectar profundamente la decisión de invertir.

En el caso particular de los proyectos de energía renovable el valor de la inversión depende de la flexibilidad a la hora de tomar decisiones. Una vez que el proyecto se encuentra licitado, el inversionista tiene la opción de posponer el desarrollo de la planta y hundir el costo de su inversión hasta que las condiciones de mercado sean óptimas. Cuando el inversionista cuenta con la exclusividad para el desarrollo de la planta y la flexibilidad para tomar decisiones en el futuro se dice, en terminología de opciones reales, que tiene una opción a invertir o retrasar su inversión (*Deferral option*).

Copeland & Antikarov (2003) definen una opción real como el derecho, pero no la obligación de tomar una acción en el futuro (por ejemplo, retrasar, expandir, contratar o abandonar un proyecto), con un determinado costo llamado precio de ejercicio, y para un determinado periodo, el tiempo de vida de la opción.

De manera similar con sus análogos financieros el valor de una opción real depende de seis variables (Copeland & Antikarov, 2003):

1. *El valor del activo de riesgo o activo subyacente.* En el caso de las opciones reales es igual al valor del proyecto, inversión o adquisición.
2. *El precio de ejercicio.* Es la cantidad de dinero que se invierte para ejercer la opción. En el caso de la opción a invertir se trata del costo de construcción de la planta.
3. *El tiempo de expiración de la opción.* En el caso particular de la opción a invertir es el tiempo por el que se concede la licitación.
4. *La volatilidad del valor del activo de riesgo.*
5. *La tasa libre de riesgo* durante el tiempo de vida de la opción.
6. *La tasa de dividendos.* Los ingresos o salidas de efectivo del proyecto.

Una de las complicaciones de valuar opciones reales se encuentra en que no siempre es posible determinar de manera certera cuál es el valor de mercado del proyecto, debido a que no siempre es posible encontrar un activo en el mercado que se encuentre completamente correlacionado con los flujos de la inversión.

En el presente trabajo se utiliza el supuesto *Market Asset Disclaimer* (MAD), el cual sostiene que el mejor estimador insesgado del valor de mercado del proyecto es el valor presente neto del proyecto sin flexibilidad. Por lo que para estimar el valor de la opción es necesario conocer el comportamiento de los flujos de la inversión y determinar qué procesos generan incertidumbre en el valor presente neto del proyecto.

5.1. Flujos de efectivo de una empresa generadora de energía eólica

Una firma que produce energía eólica tiene como fuentes de ingreso únicamente la venta de electricidad en el mercado eléctrico mayorista y lo que recibe por intercambia CEL obtenidos

a partir de su producción. Para efectos de análisis suponemos que tanto los costos como la producción de electricidad son valores determinísticos. De esta manera, los precios de electricidad y el precio de los CEL son los únicos procesos estocásticos que afectan el valor de la inversión. Además, suponemos que los precios de ambos procesos son determinados en mercados competitivos.

Siguiendo a Boomsma, Meade & Flete (2012) denotamos el beneficio de la empresa como $\pi(S_1(t), S_2(t))$ en el tiempo t , el cual esta dado por:

$$\pi(S_1(t), S_2(t)) = Q(x)(S_1(t) + S_2(t) - C) \quad (5.1)$$

Donde

$Q(x)$: denota la producción de electricidad en un cierto periodo (semanas, días, años, etc).

$S_1(t)$: es el precio de 1 MWh de electricidad en el tiempo t .

$S_2(t)$: es el precio de un certificado de energía limpia en el tiempo t .

C : son los costos unitarios de producción.

A diferencia de las energías convencionales, la generación de energía eólica depende de las condiciones del clima, por lo que la producción es parcialmente predecible en el corto plazo. Sin embargo, en el largo plazo, la producción es menos variable. Por ejemplo, en horizontes de varios años. De acuerdo con Boomsma, Meade & Flete (2012) se puede pensar que la variabilidad en la producción no afecta la decisión de los inversionistas por otras fuentes que no sean los precios de la electricidad y CEL.

Suponemos independencia entre la producción y el precio y, por lo tanto, sin pérdida de generalidad, utilizamos una producción anual constante para el periodo de vida del proyecto. Por otra parte, suponemos que el proyecto es lo suficientemente pequeño como para no afectar los precios de la electricidad y los certificados de energía limpia en el largo plazo, es decir, la firma es tomadora de precios.

5.2. Incertidumbre

Como se mencionó en el apartado anterior, suponemos que la incertidumbre proviene únicamente de los procesos de los precios de los CEL y los precios de la electricidad. Ambos procesos afectan de manera estocástica los flujos de dinero que recibe la firma en cada periodo.

Se considera un modelo de mercado con un espacio de probabilidad filtrado que contiene una única medida de probabilidad. Como lo muestran Harrison y Kreps (1979), en ausencia de arbitraje en el mercado existe una única medida de probabilidad que nos permite realizar una valuación neutral al riesgo. En mercados suficientemente completos esta medida es única. La completitud del mercado se refiere a que existen activos que permiten cubrir cualquier contingencia. Ambos procesos se comportan como movimientos brownianos geométricos. Se supone que los precios de la electricidad y los precios de los CEL no pueden ser negativos.

Existen casos donde se han presentado precios negativos en los mercados eléctricos. Por ejemplo, Alemania en 2017, mantuvo precios negativos en sus mercados de electricidad en ciertos periodos. Sin embargo, este es un caso particular que se originó por la sobreproducción de electricidad y una baja demanda de consumo, la cual llevó a que los suministradores de energía pagaran a los consumidores por aumentar su consumo (Martin & Lantz, 2018). El exceso de producción se debió en una parte al mecanismo utilizado por el gobierno alemán (*FIT*) para incentivar la producción en energías limpias.¹

Tal fenómeno no ha sido observado bajo el incentivo de Certificados de Energía Limpia en el ámbito internacional, además en México la demanda de electricidad sigue siendo elevada y se espera un crecimiento en los próximos años.²

De acuerdo con Johansson (2010) empíricamente los precios de la electricidad tiene comportamientos brownianos geométricos sin tendencia pero con una alta volatilidad. En la figura 5.1, se muestra el precio de la electricidad en el mercado Day-Ahead de ERCOT en Texas. Como puede observarse el comportamiento de la electricidad es altamente volátil,

¹<https://www.cleanenergywire.org>

²Prospectivas de Energías Renovables, 2016-2030

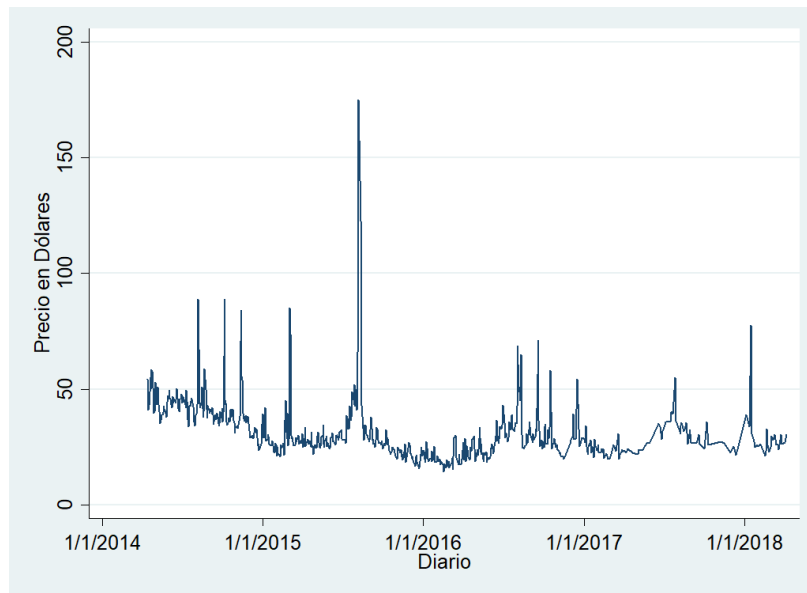


Figura 5.1: Precio de la electricidad, mercado ERCOT (Texas), 2014-2018

pero no muestra tendencia. Mientras que en el caso de los Certificados de Energía Limpia el comportamiento puede presentar diferentes tendencias y volatilidades altas y bajas, dependiendo del plan de implementación y de las condiciones del mercado eléctrico donde se implemente. En la figura 5.2, observamos el comportamiento de los precios de los certificados de energía para el caso del mercado Noruega-Sueco, donde se observa una tendencia a la baja a partir de enero de 2010.

Supondremos que no existe correlación entre ambos procesos. De acuerdo con Boomsma, Meade & Fleten (2012) la experiencia internacional, en particular, los mercados de Noruega y Suecia, muestran que este supuesto es válido en periodos cortos de tiempo. Además, la electricidad y los CEL son instrumentos con características distintas. Por una parte, la electricidad es un bien perecedero debido a que no es posible almacenarlo por largos periodos y los CEL pueden ser acumulados tanto por los generadores, suministradores y usuarios calificados hasta que su venta sea necesaria por lo que la correlación puede pensarse que es baja (Verbruggen, A, 2004).

Siguiendo a Boomsma, Meade & Fleten (2012), bajo la medida de probabilidad verdadera,



Figura 5.2: Precio de los TREC, mercado Noruega-Suecia, 2004-2018

podemos denotar los procesos como:

$$dS_i(t) = S_i(t)\mu_i^{\mathbb{P}} + S_i(t)\sigma_i dW_i^{\mathbb{P}} \quad \text{con } i = 1, 2 \quad (5.2)$$

Donde $S_1(t)$ y $S_2(t)$ denotan los precios de la electricidad y los certificados de energía limpia; respectivamente. $\mu_i^{\mathbb{P}}$ y σ_i denota la tendencia y la volatilidad de ambos procesos; y $dW_i^{\mathbb{P}}$ son incrementos independientes provenientes de movimientos brownianos estándar.

Dixit & Pindyck (1994) definen un movimiento browniano como un proceso estocástico continuo que cumple con tres propiedades importantes. La primera es que es un proceso de Markov, es decir, toda la información que se necesita para predecir el próximo valor del proceso esta contenida en la última observación. La segunda es que los incrementos son independientes. La tercera es que los cambios en el proceso en un determinado intervalo de tiempo se distribuyen de manera normal, con una varianza que aumenta con el intervalo de tiempo.

Un movimiento browniano geométrico, es una transformación de un proceso browniano que nos permite obtener solamente valores positivos, por lo que es útil para modelar precios. La ecuación 5.2, describe el comportamiento en el cambio del precio de tanto la electricidad

como los CEL de un periodo a otro en función únicamente de su tendencia y volatilidad real, la cual puede ser estimada a partir de datos históricos.

Siguiendo a Boomsma, Meade & Fleten (2012), en la teoría financiera la valuación de derivados se realiza bajo medidas donde no sea posible realizar arbitraje, para esto construimos la medida de riesgo neutral. Sea θ_i el precio de riesgo del mercado, con $i = 1, 2$. La cual se define de la siguiente manera:

$$\theta_i = \frac{\mu_i^{\mathbb{P}} + \delta_i - r}{\sigma_i} \quad \text{con } i = 1, 2 \quad (5.3)$$

Definiendo $dz_i^{\mathbb{Q}} = dW_i^{\mathbb{P}} + \theta_i dt$, obtenemos que:

$$dS_i(t) = S_i(t)(r - \delta_i) + S_i(t)\sigma_i dz_i^{\mathbb{Q}} \quad \text{con } i = 1, 2 \quad (5.4)$$

Finalmente definimos $d\mathbb{P}/d\mathbb{Q}$ y $dL(t) = \sum \theta_i dz_i^{\mathbb{Q}}$. Por lo que $dz_i^{\mathbb{Q}}$, siguen siendo incrementos brownianos independientes y por lo tanto, los procesos definidos en (5.4) permanecen como movimientos brownianos geométricos. Las tendencias de los procesos bajo la medida de riesgo neutral se definen como $\mu_i^{\mathbb{Q}} = r - \delta_i$.

5.3. Valor de la Opción a Invertir

En primera instancia plantearemos el problema como uno completamente continuo, es decir, el inversionista puede decidir en cualquier momento cuándo ejercer la opción. De la misma manera, partiremos del supuesto que la licencia o la concesión otorgada no tiene fecha de vencimiento. En la práctica este supuesto no se cumple, pues las licitaciones tiene vigencia de alrededor de 20 años, sin embargo, en la mayoría de los casos puede solicitarse una ampliación.

De acuerdo con Boomsma, Meade & Fleten (2012) este es un supuesto estándar en las opciones reales pues facilita la derivación de una solución analítica. El modelo no considera impuestos.

Podemos plantear la solución de acuerdo con Dixit & Pindyck (1993) y Boomsma, Meade & Fleten (2012) como un problema de programación dinámica estocástica. Denotamos el valor de la opción con F . Como el pago de invertir en el tiempo t es $V_t - I$, buscamos maximizar el valor presente esperado:

$$F(V) = \max(\mathbb{E}_{\mathbb{Q}}[(V_T - I)e^{-rT}]) \quad (5.5)$$

Donde T es el tiempo futuro cuando la inversión se realiza, el cual no es conocido.

La función V se construye pensando que el retorno está basado en la apreciación del proyecto y valor instantáneo del beneficio que se recibiría en ese tiempo durante dt .

$$\mathbb{E}_{\mathbb{Q}}[dV] + \pi(S_1, S_2)dt = rVdt \quad (5.6)$$

La ecuación 5.6 describe la tasa de retorno de la inversión r , que utilizando la medida de riesgo neutral, es igual a la tasa libre de riesgo (Boomsma, Meade & Fleten, 2012), como el valor esperado del rendimiento de la inversión más el beneficio que se obtiene al ejercer en ese momento. Cuando se cumple esta condición es óptimo invertir, pues los retornos hoy son mayores que los que se obtendrían si se espera un periodo de tiempo dt más.

Considerando que se cumplen la independencia entre procesos y costos de producción cero, Boomsma, Meade & Fleten (2012) encuentran la solución de V resolviendo una ecuación diferencial parcial.

Para obtener el valor de la opción mediante un problema de programación dinámica es necesario que se cumplan la condiciones de frontera que se especifican en Dixit & Pindyck (1993):

$$F(0) = 0 \quad (5.7)$$

$$F(V^*) = V^* - I \quad (5.8)$$

$$F'(V^*) = 1 \quad (5.9)$$

La ecuación 5.7 surge de que si V se va a cero, la opción no tendrá valor. La ecuación 5.8, dice que en el valor óptimo de ejercicio V^* , la firma recibe un pago neto de $V^* - I$. La ecuación 5.9 describe una condición *smooth-pasting* de la curva.

5.4. Aproximación a la solución y tiempo óptimo de paro

En la teoría de opciones financiera existen diferentes métodos para aproximar soluciones. Para calcular el valor de la opción utilizaremos el método de aproximación por medio de regresiones con Monte Carlo, planteado por primera vez por Longstaff & Schwartz (2001), el cual obtiene una cota mínima para la opción y permite determinar el momento óptimo de paro.

De acuerdo con Copeland & Antikarov (2003) para encontrar el valor de la opción a invertir basta con conocer la volatilidad de los retornos de inversión. La volatilidad de los retornos puede ser estimada a partir de conocer el comportamiento de los procesos que generan incertidumbre en el valor presente de la inversión.

Partiremos del supuesto de que el valor presente de los flujos de inversión sigue un cierto proceso el cual podemos estimar por la ecuación de Euler Muramaya, bajo una medida neutral al riesgo construida con el mismo procedimiento descrito en el apartado 5.2 (Zhemin Wu, 2012).

Suponemos que la opción tiene un tiempo finito de ejercicio T y consideramos una partición sobre e intervalo de ejercicio $0 \leq t_1 \leq \dots \leq t_L = T$

Bajo la medida neutral al riesgo y conociendo la volatilidad del proceso σ_{PV} , tenemos:

$$PV_{t_{i+1}} = PV_{t_i} + (r - q)\Delta t + \sigma_{PV}PV_{t_i}\Delta W_i \quad (5.10)$$

Donde PV_{t_i} representa el valor presente de los flujos en el periodo t_i el cual pertenece a la partición $[0, T]$, q representa la tasa de dividendos del proyecto.

Basado en la medida de riesgo neutral, el método consiste en simular un número de trayectorias para el Valor Presente del Proyecto utilizando el método de muestreo de Monte Carlo. En cada trayectoria evaluamos cuál sería el tiempo óptimo de paro, comparando el pago inmediato de ejercer en ese momento contra el valor esperado de continuar y ejercer la opción en el momento en que se cumpla la condición anterior.

Por lo tanto el pago en el momento t_l está dado por:

$$P(t_l, t_L) = \max(PV_{t_l} - I, 0) \quad (5.11)$$

La función de continuación define el momento óptimo de inversión y está dada por:

$$C(PV_{t_l}(S_1(t_l), S_2(t_l))) = \mathbb{E}_{\mathbb{Q}}\left[\sum_{t=t_{l+1}}^{t_L} e^{-r(t-t_l)} P(t_l, t_L)\right] \quad (5.12)$$

$P(t_l, t_L)$ denota la trayectoria ex-post del pago condicional a no ejercer la opción al tiempo t_l y las siguientes reglas de paro en los tiempos $t = t_{l+1}, \dots, t_L$.

Los valores de la función se estiman mediante una regresión de los valores de pago $P(t_l, t_L)$ contra el valor presente PV , para los valores $t = t_{l+1}, \dots, t_L$. Por lo que podemos estimar la función de continuación a partir de los β estimados de la siguiente manera:

$$\hat{C}(PV_{t_l}(S_1(t_l), S_2(t_l))) = \hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 PV(t_l) \quad (5.13)$$

Los β , son los coeficientes de las regresiones de los valores de pago contra los valores presentes de la inversión

Este método refleja que podemos estimar el momento óptimo de paro como una función lineal del valor presente de la inversión.

La aproximación de los coeficientes de regresión se calculó mediante la aproximación por polinomios ortogonales de Laguerre que como sugiere Wu, Z. (2012), reducen tiempo de computo. El algoritmo se implementó en la versión de Matlab 2017, y se generaron 10,000 simulaciones del método Monte Carlo para obtener el valor de la opción.

Capítulo 6

Datos

En los siguientes apartados se describen los datos utilizados para las estimaciones de los parámetros requeridos para la calibración del modelo.

6.1. Precios de la Electricidad

Siguiendo a Kitzing, Juul, Drud & Boomsma (2016) se utilizaron los precios Day-Ahead de electricidad del mercado CAISO (California) para estimar el comportamiento de los precios spot, en particular los del centro de actividad de Palo Verde. El mercado eléctrico mexicano comercializa con CAISO a través de Baja California y con ERCOT (Texas) en Nuevo León. Se puede pensar que existiría una convergencia al comportamiento en los precios.

En los mercados Day-Ahead se comercializa la entrega de 1MWh de electricidad para el día siguiente. Los datos de este mercados fueron obtenidos de EIA (por sus siglas en inglés, Energy Information Administration, US)¹. Los precios reflejados están ponderados por el número de transacciones realizadas en el día (Weighted Average Prices). Se tienen observaciones de 2000-2018.

Los datos se encuentran en dólares nominales, por lo que se realizó el cambio a pesos reales utilizando la serie de tipo de cambio histórica y se descontó utilizando la serie histórica

¹<https://www.eia.gov/electricity>

de los precios de los UDIS del Banco de México de 2000-2018.

Siguiendo a Copeland & Antikarov (2003), se calculó la volatilidad de ambos procesos mediante el rendimiento diario de los precios. Además, es importante mencionar que se supone que la volatilidad es proporcional en el tiempo. La volatilidad diaria obtenida fue de 1.005 %.

6.2. Costos de Producción

Los costos de producción se obtuvieron de los estudios realizados por IRENA (por sus siglas en inglés, International Renewable Energy Agency), la cual es una organización intergubernamental que apoya a los países en su transición a un futuro de energía sostenible². Se consideró los costos de fuentes eólicas on-shore, las cuales son plantas de producción en tierra.

Según datos de IRENA, la parte intensiva de costos en un proyecto on-shore se encuentra en el desarrollo de la planta y compra de turbinas, mientras que los costos de operación y mantenimiento se encuentran en un intervalo de 0.005 to 0.015 (USD/kWh), para el caso de Norte América.

6.3. Inversión Inicial

Se evaluó el proyecto de la construcción del Parque Eólico Dolores en Nuevo León con una capacidad instalada de 244 MW ganador de la licitación en la tercera Subasta Eléctrica en el Largo Plazo ³. La inversión inicial estimada que reporta el grupo Enel Rinnovabile, es de 5,612,000,000 pesos. Además, se reporta que la producción estimada por año es de 848,883 MWh/Año y un contrato para recibir CEL por 20 años.

²<http://www.irena.org>

³<http://www.proyectosmexico.gob.mx>

6.4. Tasa Libre de Riesgo

Para estimar la tasa libre de riesgo se utilizaron los Bonos de Desarrollo del Gobierno Federal de México a 20 años (Bonos M). De acuerdo con Lesniewski (2008), se puede realizar un bootstrapping sobre las tasas de descuento para obtener las tasas si cupones. Se obtuvo la curva de tasas y con una aproximación lineal aquellas tasas de descuento semanales que se encontraran dentro de los intervalos de valuación.

6.5. Precio del CEL

El mercado spot de CEL aún no se encuentra en funcionamiento por lo que se estimó la volatilidad del mercado utilizando los datos del mercado conjunto de certificados de Noruega y Suecia para los años 2005-2017.⁴ Se tomó como valor inicial del proceso el precio ganador de la segunda subasta eléctrica en México (2017) que corresponde a 20.57 dólares utilizando el tipo de cambio fijado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público de 18.4 pesos por dólar para el proyecto Parque Eólico Dolores.

6.6. Retorno de Capital

De acuerdo con Dixit & Pindyck (1993), el modelo de precios de activo de capital (CAPM, por sus siglas en inglés) permite determinar la tasa ajustada de descuentos de capital. Para esto se necesita que exista un activo que sea intercambiable o que se pueda construir un portafolio que ese perfectamente correlacionado con los flujos netos de capital. Los inversionistas mantendrán el proyecto o el activo perfectamente correlacionado con PV , si obtienen un una ganancia esperada μ .

Por simplicidad se supuso que el proyecto puede intercambiarse en el mercado y se tomó el rendimiento del Índice de Precios y Cotizaciones (IPC) como el rendimiento del portafolio de mercado para los años 2000-2018. Se consideró $\beta = 0,7$ como lo sugieren Fleten, Linnerud,

⁴SKM Elcertificate:SKM Elcertificate

6.6. RETORNO DE CAPITAL

Monlár & Nygaard (2016).

Los datos descritos en el apartado anterior se resumen en el cuadro 6.1. Para realizar las simulaciones descritas en el capítulo 7 se modificaron únicamente los valores de la tendencia y volatilidad en el mercado de CEL.

Parámetro	Valor
Duración Inversión (años)	20
Intervalos	52
Costo de Producción (pesos x MWh)	92
Producción (MWh)	16,325
Inversión Inicial (millones de pesos)	5,612
Requerimiento de capital	8.4 %
Precio inicial electricidad (pesos x MWh)	552
Precio inicial CEL (pesos x MWh)	378.5
σ electricidad	12.86 %
σ CEL	2.42 %
μ electricidad	0
μ CEL	0

Cuadro 6.1: Datos-caso inicial

Capítulo 7

Resultados

La volatilidad es el parámetro más importante al momento de modelar los mercados de certificados a nivel internacional. En México, la implementación del mercado de CEL ha puesto limitantes legales para evitar que el valor de CEL llegue a ser altamente volátil. Por ejemplo, en México el castigo exige que se liquide el CEL faltante junto con una multa, por lo que nunca es más beneficioso castigarse que adquirir el CEL (IMCO,2013), a diferencia de la implementación británica, en donde el mercado tuvo que cerrar porque en ocasiones el precio del CEL era mayor al castigo impuesto por los reguladores energéticos.

La tendencia de los mercados es un aspecto menos estudiado, sin embargo, los resultados muestran que la tendencia del mercado puede aumentar la volatilidad del proyecto y disminuir los incentivos de invertir. De acuerdo con Wedzik, Siewierski & Szypowski (2017), una tendencia a la baja llevó a una crisis en el mercado de certificados en Polonia. Por otra parte, los autores muestran que los precios de los certificados en los primeros años suele mostrar tendencias alcistas debido a que la oferta es baja. En ese sentido, los reguladores deben actuar anticipándose a los movimientos en los mercados eléctricos.

En los siguientes apartados se muestran los resultados de modificar la volatilidad y tendencia de los precios de los CEL en las simulaciones del método de monte carlo.

7.1. Volatilidad en el precio del CEL

Se tomó la volatilidad de los certificados del mercado noruego como caso base 2.42 % semanal, se aumentó la volatilidad hasta 25 % semanal, alrededor del doble del valor de la volatilidad de los precios de la electricidad del mercado CASIO. Los precios de la electricidad son considerados muy volátiles (Johansson,2010).

Se encontró que tal aumento puede representar una espera de alrededor de dos años para los inversionistas, es decir, sería óptimo esperar 2 años más antes de comenzar con la construcción de la planta y observar la condiciones de mercado, como puede observarse en la figura 7.1.

El tiempo óptimo para invertir crece de 11 años a 13 años. Es importante mencionar que la tasa de descuento juega un papel importante en el tiempo óptimo para invertir, pues si la tasa es mayor el tiempo en el que se invierte es menor (Dixit & Pindyck, 1994).

La tasa considerada para los descuentos es la correspondiente a los Bonos M (con fecha del 04 de mayo de 2018) emitida por el gobierno. Esta tasa no considera algunos aspectos importantes como el apalancamiento de la firma, como lo muestran Coopeland & Antikarov (2003). La tasa utilizada por las empresas que contiene esa información es el costo medio ponderado del capital (WACC, por sus siglas en inglés). De acuerdo con (IRENA,2017) para proyectos onshore la tasa WACC tiene un valor aproximado de 10 % en contraste con los Bonos M que tienen un valor aproximado de 7.5 % lo que podría generar una sobreestimación en el momento óptimo de paro. Sin embargo, como lo muestran Arnold & Falcon (2004) el precio de la opción dependen de estimar correctamente la volatilidad del mercado.

Por otra parte, el valor de la opción aumenta un 3.4 % ¹ debido a que es más beneficioso esperar y observar el comportamiento del mercado. En la figura 7.2 se muestra el valor de la opción contra la volatilidad en el mercado de CEL, como puede observarse el valor del opción a invertir cambia de 1814.83 a 1878.23 millones de pesos.

Cuando el VPN de la inversión sin flexibilidad es alto el valor agregado de la opción es

¹Este valor se obtiene del valor de la opción en el caso inicial menos el valor del opción en el caso final entre en valor inicial para obtener el porcentaje de crecimiento

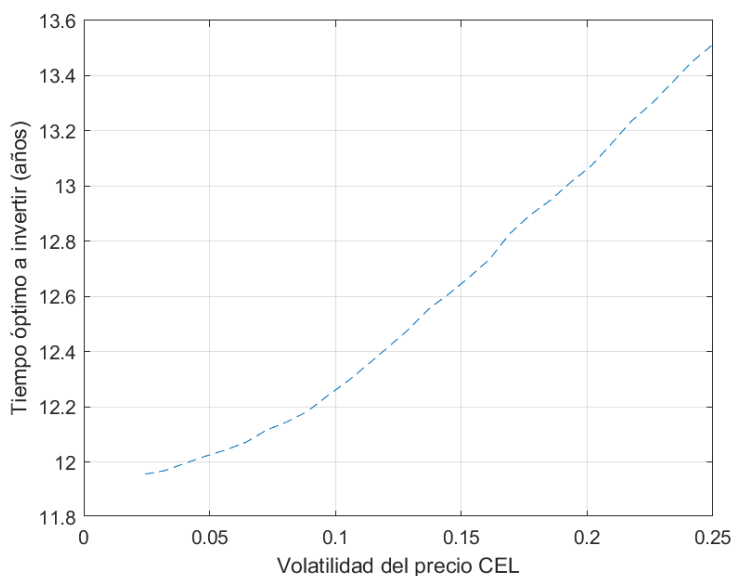


Figura 7.1: Varianza (2.42 % - 25 %) y tiempo óptimo de inversión

menor, debido a que el proyecto es rentable aún sin considerar la flexibilidad. En la figura 7.3 se muestra el comportamiento del VPN y el valor de la opción a invertir.

Utilizando el método de mínimos cuadrados de monte carlo el VPN disminuye cuando el precio del CEL es más volátil.

Como lo muestran Dixit & Pindyck (1994), la incertidumbre aumenta el valor de la opción a invertir. La volatilidad del proyecto es alta pues los precios de la electricidad representan un valor significativo en la volatilidad de los retornos del proyecto.

En México, el marco legal establece que los CEL pueden intercambiarse en tres mercados: i) el mercado spot, ii) a través de subastas de largo plazo y iii) por medio de contratos bilaterales. Hasta el momento los CEL se han intercambiado únicamente mediante las subastas a largo plazo, donde se fija un derecho a recibir una cantidad fija de CEL a un precio determinado,² con el fin de traspasar parte del riesgo a los suministradores y usuarios calificados, a partir de una obligación contractual de adquirir CEL a cierto precio.

Los reguladores energéticos han puesto énfasis en disminuir la volatilidad del mercado de CEL, para que en los primeros años de implementación esto no conlleve a una volatilidad y

²<http://www.cenace.gob.mx/paginas/publicas/MercadoOperacion/Subastas.aspx>

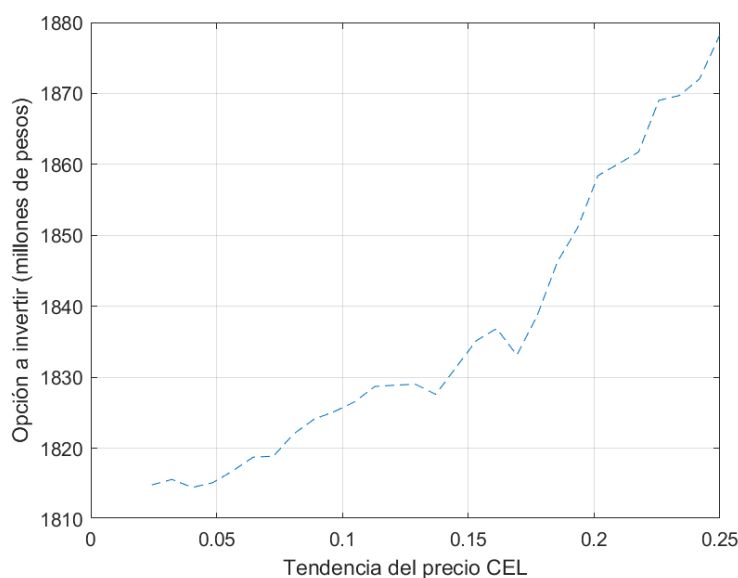


Figura 7.2: Varianza (2.42 % - 25 %) y valor de la opción

precio alto debido a la falta de oferta.

Wedzik, Siewierski & Szypowski (2017), argumentan que un precio alto de los certificados puede llevar a que un mayor número de empresas busque invertir pues los beneficios son mayores, sin embargo, una vez que se ha saturado el mercado esto lleva a una disminución en los precios lo cual puede generar una crisis en el sector de energía renovable.

σ_{CEL}	VPN (millones de pesos)	Opción (millones de pesos)	Tiempo	Valor agregado
2.42 %	1,707.82	1,814.82	11.96	51.52 %
7.26 %	1,705.15	1,818.87	12.12	51.61 %
12.86 %	1,701.28	1,829.01	12.48	51.81 %
17.74 %	1,697.14	1,838.67	12.89	52.00 %
22.57 %	1,692.00	1,869.03	13.24	52.37 %

Cuadro 7.1: Varianza (2.42 % - 25 %) y valor agregado de la opción a invertir

7.2. Tendencia en el precio del CEL

Se consideraron dos posibilidades que el precio mostrara tendencia a la baja y tendencia al alza, suponiendo la volatilidad del mercado noruego. Boomsma, Meade & Fleten (2012),

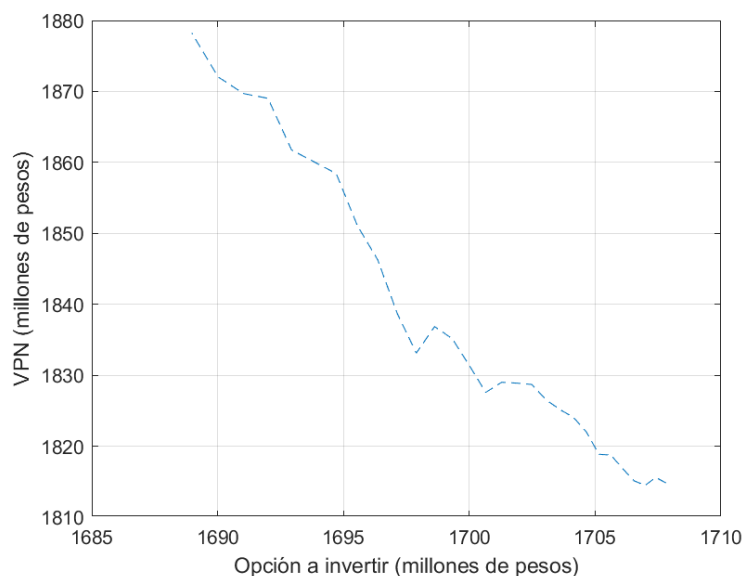


Figura 7.3: Varianza (2.42 % - 25 %) y VPN-valor de la opción

muestran que el mercado noruego ha mostrado una tendencia la baja de 4.66 % anual desde su implementación. La tendencia del precio refleja un cambio menos significativo en comparación con la volatilidad del precio del CEL.

7.2.1. Tendencia a la baja

La tendencia a la baja, si el proyecto es rentable aún sin tomar en cuenta la flexibilidad, representa una disminución en el tiempo de inversión. En la figura 7.4 se muestra el comportamiento del tiempo óptimo de inversión con respecto a una disminución en la tendencia. Se observa una reducción del 0.61 %. Esperar refleja un pérdida segura pues el precio del CEL disminuirá en el futuro.

Por consecuente, el precio de la opción a invertir disminuye debido a que resulta menos rentable esperar. En la figura 7.5 se muestra el valor de la opción a invertir en contraste con una tendencia a la baja en los precios de los CEL. La disminución en el precio de la opción resulta en mayor medida en la disminución en el tiempo óptimo de inversión, en este caso el valor de la opción disminuye en un 3.06 %, debido a que el proyecto es menos rentable.

En el cuadro 7.2, se muestra el valor agregado de la opción para cinco simulaciones

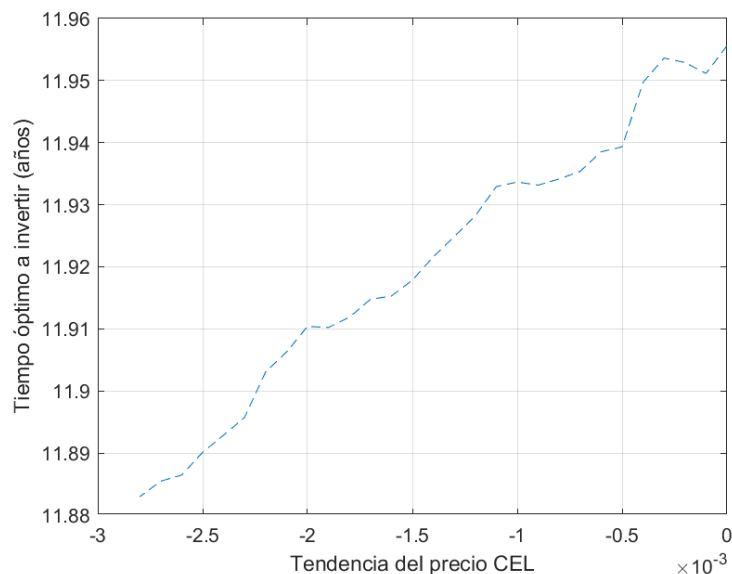


Figura 7.4: Tendencia (-0.003 % -0 %) y tiempo óptimo de inversión

particulares de la tendencia. El valor agregado de la opción representa alrededor de 50 % del valor de la inversión, es decir, si el inversionista espera obtiene un beneficio cerca del doble de lo que obtendría si invierte hoy. A pesar de que el valor de la opción disminuye, el valor agregado aumenta, es decir, tener en su poder la opción permite que la inversión se más rentable porque se puede retrasar el proyecto y ejercer en el momento óptimo.

$-\mu_{CEL}$	VPN (millones de pesos)	Opción (millones de pesos)	Tiempo	Valor agregado
0.01 %	1,812.87	1,705.31	11.95	51.53 %
0.05 %	1,805.28	1,695.32	11.94	51.57 %
0.10 %	1,794.50	1,682.89	11.93	51.60 %
0.15 %	1,784.92	1,670.53	11.92	51.66 %
0.20 %	1,775.02	1,658.24	11.91	51.70 %

Cuadro 7.2: Tendencia (-0.003 % -0 %) y valor agregado de la opción a invertir

7.2.2. Tendencia al alza

De acuerdo con Wedzik, Siewierski & Szykowski (2017), en los primeros años de implementación en los mercados de certificados los precios tienden a ser altos debido a la falta de oferta, lo cual incentiva a los inversionistas. Por otro lado, si no se controla la tendencia en

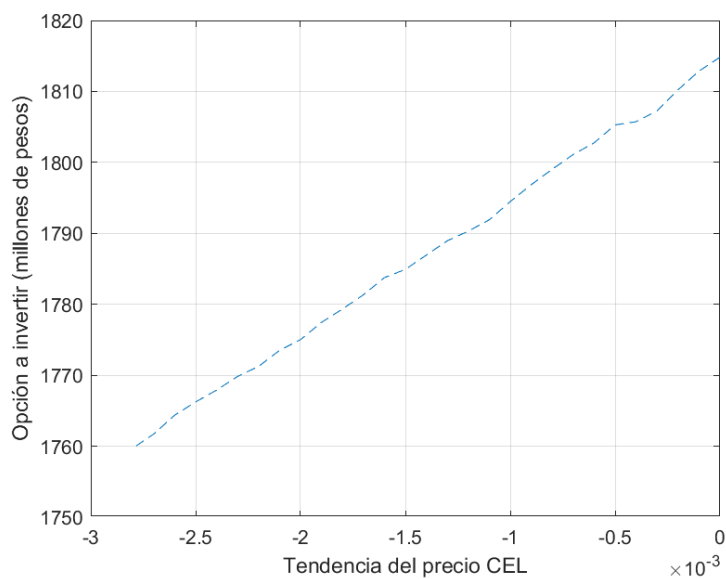


Figura 7.5: Tendencia (-0.003 % -0 %) y tiempo óptimo de inversión

los precios de esta, puede ocasionar a la larga una crisis en los mercados de certificados.

Se analizó un caso similar pero considerando una tendencia al alza. El comportamiento es el contrario al mostrado en el apartado anterior. Por una parte debido a que el precio del CEL muestra una tendencia al alza los inversionistas esperan más antes de invertir ya que un precio futuro mayor incentiva a esperar. En la figura 7.6 se observa el tiempo óptimo de inversión y la tendencia del precio del CEL cuando este muestra un comportamiento al alza. El cambio en la tendencia representa una disminución poco significativa en el tiempo óptimo de ejercicio de alrededor 0.54 %.

El valor de la opción a invertir aumenta un 3.48 %. Existe un incentivo alto a esperar a que el precio suba y volver la inversión más rentable. En la figura 7.7 se muestra el precio de la opción a invertir y la tendencia del certificado cuando el precio del CEL presenta tendencia al alza.

Como primera conclusión, el diseño del mercado del CEL debe de estar enfocado a controlar principalmente la volatilidad ya que como se muestra en los resultados es un factor importante en el tiempo óptimo de inversión. La tendencia afecta en menor medida el tiempo óptimo de ejercicio cuando el proyecto es rentable.

7.2. TENDENCIA EN EL PRECIO DEL CEL

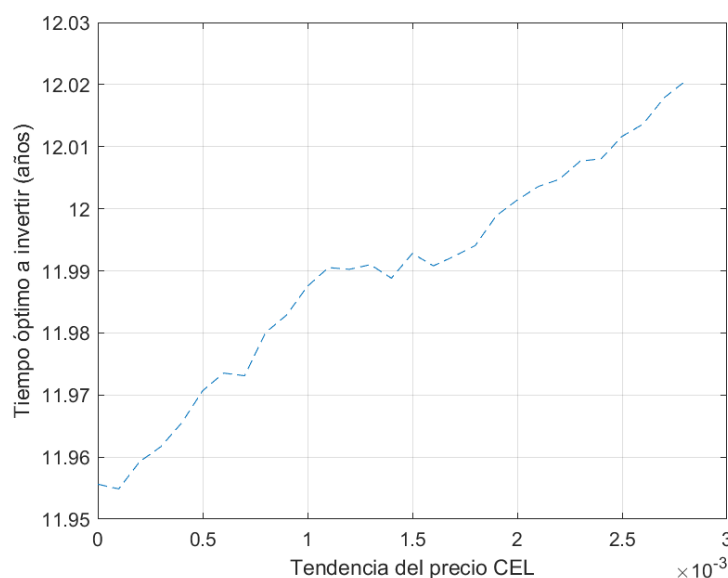


Figura 7.6: Tendencia (0 %-0.003 %) y valor de la opción

μ_{CEL}	VPN (millones de pesos)	Opción (millones de pesos)	Tiempo	Valor agregado
0.01 %	1,817.13	1,707.81	11.95	51.51 %
0.05 %	1,824.62	1720.39	11.97	51.47 %
0.10 %	1,835.32	1,733.04	11.98	51.43 %
0.15 %	1,847.50	1,745.75	11.99	51.42 %
0.20 %	1,859.70	1,758.54	12.00	51.40 %

Cuadro 7.3: Tendencia (0 %-0.003 %) y valor agregado de la opción a invertir

Para realizar las simulaciones se consideró un proyecto que es rentable aún sin considerar la flexibilidad, pues se tomaron los costos de producción menores reportados por IRENA (2017). Sin embargo, no todos los proyectos tienen las mismas características descritas en el caso inicial para las simulaciones. El modelo puede ser ajustado para cualquier tipo de inversión y pueden analizarse proyectos con costos mayores para encontrar como afecta una tendencia a la baja en los mercados.

Desde la perspectiva de los reguladores energéticos, si se desea disminuir el momento de inversión se debe controlar la volatilidad y mantener una tendencia a la baja en los primeros años para incentivar proyectos en energías renovables que sean más competitivos en cuestión de costos.

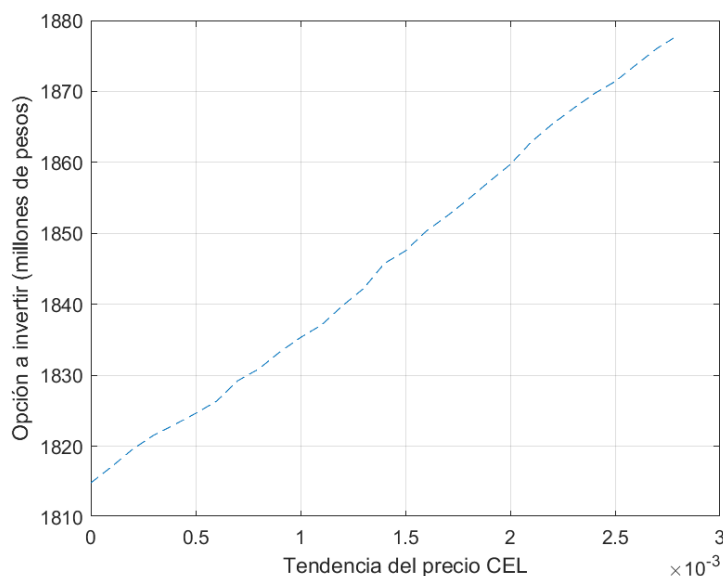


Figura 7.7: Tendencia (0 %-0.003 %) y tiempo óptimo de inversión

Actualmente se han tomado algunas medidas para disminuir la volatilidad, por ejemplo, los CEL se venden en tres mercados, mercado spot, subastas y por contratos bilaterales. En la subastas se pacta un precio fijo para una cantidad fija de producción anual, la cual es comprada por un suministrador y cuando la producción anual rebasa la cantidad pactada el sobrante puede ser comercializado en los otros dos mercados. Esta medida se implementó con el fin de reducir la incertidumbre de ingresos de los generadores y ser traspasada a los suministradores. El modelo puede ser modificado para captar cuáles serían los beneficios de una empresa que decide entrar a mercado eléctrico mexicano bajo esta modalidad. En la subasta de largo plazo de 2016 se pactó un precio del CEL más electricidad de 33.47 dólares en 2017 fue de 20.57 dólares ³, esta disminución puede no ser la adecuada para incentivar más proyectos de inversión en energías renovable.

Cuando el mercado spot de CEL empiece su funcionamiento el modelo puede ser adaptado a los nuevos parámetros de volatilidad y tendencia y reflejar las decisiones de los inversionistas, al mismo tiempo puede ser utilizado por los reguladores energéticos para medir en qué momento modificar políticas, así como para comparar los diferentes mecanismos con lo

³<https://www.gob.mx/cenace/prensa/con-precios-altamente-competitivos-se-anuncian-los-resultados-preliminares-de-subasta-de-largo-plazo-2016?idiom=es>

7.2. TENDENCIA EN EL PRECIO DEL CEL

cuales una empresa de energía limpia puede entrar al mercado eléctrico cuando no existe incertidumbre en el mercado del CEL.

Capítulo 8

Conclusión

El presente trabajo utiliza un modelo de opciones reales para valuar la inversión y tiempo óptimo de desarrollo de una planta de energía limpia bajo el mercado del CEL en México. En particular, se investigó el caso de una empresa de generación eólica y se consideraron como únicas fuentes de incertidumbre el precio de la electricidad y el precio del CEL. Se tomaron los Bonos M como tasas de descuento, los datos de la última subasta de largo plazo como base para la producción y los datos de costos de IRENA (2017). Cabe mencionar que México comercializa electricidad con California (CAISO) por lo que el comportamiento de los precios puede converger al comportamiento de este mercado. Además, se utilizaron los datos de los certificados del mercado noruego-sueco como caso base para las simulaciones.

Para medir cuál sería el impacto del mercado de CEL en la inversión, se modificó la tendencia y la volatilidad del mercado y se analizó como estos cambios pueden afectar el comportamiento del inversionista y como el regulador energético puede modificar políticas en el mercado para alcanzar objetivos de inversión.

Se encontró que la varianza afecta significativamente el tiempo de inversión. Un aumento del 2.42% al 25% semanal genera un retraso del desarrollo de la planta en dos años. La tendencia afecta en menor medida el tiempo de inversión. La tendencia a la baja disminuye el tiempo óptimo de inversión, y disminuye el precio de la opción, sin embargo, sigue representando un valor agregado en el valor del proyecto. Por otro lado, la tendencia al alza aumenta

el tiempo en que se ejerce la opción y en consecuencia aumenta el valor de la misma.

Una sugerencia sería que el principal objetivo de los reguladores energéticos debe ser controlar la volatilidad y mantener una tendencia a la baja para incentivar a que los proyectos con menores costos de producción sean los que entren a competir al mercado eléctrico mexicano.

Una vez que el mercado se encuentre en funcionamiento los parámetros del modelo pueden ser ajustados para reflejar el comportamiento de los inversionistas, además puede ser utilizado para comparar los beneficios de una empresa de energía limpia que entre a las subastas de largo plazo, contra una que no.

Extensiones del presente trabajo son posibles en diferentes direcciones. La primera se puede modelar la incertidumbre en la producción de una planta eólica y también en los costos iniciales de inversión para introducirla al modelo de opciones reales, o adaptar cualquier tipo de fuente de energía limpia. Segunda, los procesos no necesariamente deben ser modelados como movimiento brownianos geométricos, procesos más complejos pueden ser utilizados para modelar los precios de la electricidad y los CEL, por ejemplo, los precios de la electricidad muestran patrones estacionales. La tercera es que pueden ser introducidos otros esquemas de ingresos como en el caso de mexicano los contratos de potencia que también se comercializan en el mercado eléctrico mayorista. Finalmente, considerar impuestos en el modelo.

Bibliografía

- [1] Arnold, T., & Crack, T. F. (2004). Using the WACC to value real options. *Financial Analysts Journal*. <https://doi.org/10.2469/faj.v60.n6.1909>
- [2] Boomsma, T. K., & Linnerud, K. (2015). Market and policy risk under different renewable electricity support schemes. *Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.05.114>
- [3] Boomsma, T. K., Meade, N., & Fleten, S. E. (2012). Renewable energy investments under different support schemes: A real options approach. *European Journal of Operational Research*. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2012.01.017>
- [4] CEMDA. Marco jurídico de las energías renovables en México. (2017). <http://www.cemda.org.mx>
- [5] Clena Energy Wire. <https://www.cleanenergywire.org/>
- [6] Copeland, T. & Antikarov, V. (2001). *Real Options: A Practitioner's Guide*.
- [7] Department of Energy and Climate and Change. (2013). UK RenewableEnergyRoadmap. <https://assets.publishing.service.gov.uk/>
- [8] Department of Energy and Climate and Change. (2013). Energy Act: Renewables Obligation Transitional Arrangements. <https://assets.publishing.service.gov.uk/>
- [9] Diario Oficial. Acuerdo Núm. A/067/2017. <http://dof.gob.mx/>
- [10] Dixit, A., & Pindyck, R. (1994). *Investment under Uncertainty*. Princeton University Press. Retrieved from <http://www.jstor.org/stable/j.ctt7sncv>

- [11] Felder, F. A. (1996). Integrating financial theory and methods in electricity resource planning. *Energy Policy*. [https://doi.org/10.1016/0301-4215\(96\)00096-1](https://doi.org/10.1016/0301-4215(96)00096-1)
- [12] Fleten, S. E., Haugom, E., & Ullrich, C. J. (2017). The real options to shut-down, startup, and abandon: U.S. electricity industry evidence. *Energy Economics*. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.01.016>
- [13] Fleten, S. E., Linnerud, K., Molnár, P., & Tandberg Nygaard, M. (2016). Green electricity investment timing in practice: Real options or net present value? *Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.09.114>
- [14] Fisher, Irving. (1930). *The Theory of Interest*. Library of Economics and Liberty. Retrieved May 25, 2018 from the World Wide Web: <http://www.econlib.org/library/YPDBooks/Fisher/fshToI.html>
- [15] García, K., Triplican obligación de energías limpias al 2022 (03 de abril de 2017). *El Economista*. <https://www.economista.com.mx/>
- [16] Harrison, J. & Kreps, D. (1979). Martingales and Arbitrage in Multiperiod Securities Markets. *Journal of Economic Theory*. http://www.sfu.ca/~kkasa/HarrisonKreps_79.pdf
- [17] Instituto Mexicano para la Competitividad. (2013). CEL's Consideraciones para Promover su Inversión. https://imco.org.mx/medio_ambiente/certificadosdeenergialimpiaysus-consideracionesparapromoverlainversion/
- [18] International Markets for Renewable Energy, Sustainable Real Estate Round Table. (2012). <http://sustainround.com>
- [19] Johansson, E. (2010). *Real Options in Energy Investments*.
- [20] Kitzing, L., Juul, N., Drud, M., & Boomsma, T. K. (2017). A real options approach to analyse wind energy investments under different support schemes. *Applied Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.11.104>

- [21] Lee, S.-C., & Shih, L.-H. (2010). Renewable energy policy evaluation using real option model. The case of Taiwan. *Energy Economics*. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2010.04.010>
- [22] Lesniewski, A. (2008). The forward curve. Department of mathematics. New York University.
- [23] Ley de la Industria Eléctrica. (2014). <https://www.gob.mx/>
- [24] Longstaff, F. A., & Schwartz, E. S. (2001). Valuing American options by simulation: A simple least-squares approach. *Review of Financial Studies*. <https://doi.org/10.1093/rfs/14.1.113>
- [25] Martin de Lagarde, C., & Lantz, F. (2018). How renewable production depresses electricity prices: Evidence from the German market. *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2018.02.048>
- [26] Moel, A., & Tufano, P. (2002). When Are Real Options Exercised? An Empirical Study of Mine Closings. *Review of Financial Studies*. <https://doi.org/10.1093/rfs/15.1.35>
- [27] Poputoaia, D. & M. Fripp.(2008). European Experience with Tradable Green Certificates and Feed-In Tariffs for Renewable Electricity Support. Environmental Change Institute, University of Oxford.
- [28] Prospectivas de Energías Renovables 2016 2030. <https://www.gob.mx>
- [29] Renewable Energy Agency, I. (2018). Renewable Power Generation Costs in 2017. International Renewable Energy Agency.
- [30] Ritzenhofen, I., & Spinler, S. (2016). Optimal design of feed-in-tariffs to stimulate renewable energy investments under regulatory uncertainty - A real options analysis. *Energy Economics*. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.12.008>
- [31] SKM Elcertificate. <http://www.skm.se/priceinfo/history/>

- [32] Siddiqui, A. S., Marnay, C., & Wiser, R. H. (2007). Real options valuation of US federal renewable energy research, development, demonstration, and deployment. *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.11.019>
- [33] Thompson M., Davison M. & Rasmussen H. (2004). Valuation and optimal operation of electric power plants in competitive markets. *Operations Research*.
- [34] Union of Concerned Scientists. <https://www.ucsusa.org/>
- [35] United States Environmental Agency. <https://www.epa.gov/>
- [36] U. S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/electricity/wholesale/#history>
- [37] Venetsanos, K., Angelopoulou, P., & Tsoutsos, T. (2002). Renewable energy sources project appraisal under uncertainty: The case of wind energy exploitation within a changing energy market environment. *Energy Policy*. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(01\)00096-9](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(01)00096-9)
- [38] Wedzik, A., Siewierski, T., & Szypowski, M. (2017). Green certificates market in Poland. The sources of crisis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.014>
- [39] Wu, Z. (2012). Pricing American Options using Monte Carlo Method. University of Oxford.
- [40] Zhang, M. M., Zhou, D. Q., Zhou, P., & Liu, G. Q. (2016). Optimal feed-in tariff for solar photovoltaic power generation in China: A real options analysis. *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.07.028>