



EL COLEGIO DE MÉXICO

CENTRO DE ESTUDIOS ECONÓMICOS

MAESTRÍA EN ECONOMÍA

TRABAJO DE INVESTIGACIÓN PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN ECONOMÍA

**VIABILIDAD ECONÓMICA DE GENERACIÓN
DE ENERGÍA RENOVABLE EN MÉXICO: UN
ENFOQUE DE OPCIONES REALES**

RAMIRO BAUTISTA ESPINOSA

PROMOCIÓN 2019-2021

ASESOR:

DRA. DIANA TERRAZAS SANTAMARÍA

AGOSTO 2021

Agradecimientos

En primer lugar agradezco a mis padres y hermanos, por confiar siempre en mí, por acompañarme en todo momento y por alentarme a superarme a mí mismo desde el momento en que expresé mis intenciones de cursar la Maestría en Economía.

Mi más profundo agradecimiento al Colegio de México por otorgarme la mejor de las atenciones en cada uno de sus rincones. Al Centro de Estudios de Económicos por haberme brindado excelente formación a través de cada uno de los profesores que lo conforman, y por mostrar toda su disposición, comprensión y apoyo aún a la distancia. Mi especial agradecimiento a mi asesora de tesis, la Dra. Diana Terrazas Santamaría, por todo su apoyo, paciencia, experiencia compartida e inspiración brindada a lo largo de la elaboración de este trabajo.

A todos mis compañeros y amigos con quienes tuve la fortuna de encontrarme en el colegio, por los momentos agradables de convivencia, por todo su apoyo y confianza en los momentos de dificultad a lo largo de la maestría y aún en la actualidad y a la distancia.

Resumen

A partir de la reforma energética mexicana de 2013, se inició la liberalización del mercado eléctrico en México, se dejaron fluctuar los precios para equilibrar oferta y demanda de energía. Por otra parte, se establecieron las bases para una mayor integración de energías renovables intermitentes a la red. Esto generó que los precios de la energía se volvieran volátiles, dificultando la estimación de viabilidad para las firmas generadoras en el largo plazo.

Este trabajo proporciona una herramienta de valuación, bajo el enfoque de opciones reales, que permite determinar si es económicamente viable invertir en un proyecto de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables con un sistema de almacenamiento acoplado, considerando que su costo de oportunidad está determinado por invertir en el mismo proyecto, pero sin almacenamiento. Esta herramienta también revela cómo cambia la viabilidad cuando cambian las expectativas de las condiciones futuras de mercado.

Dados los precios de electricidad, las características técnicas de la planta de generación y el sistema de almacenamiento y demás parámetros especificados en este trabajo, se obtiene que el proyecto sin almacenamiento tiene un valor considerablemente mayor, esto puede cambiar si la tendencia y/o la volatilidad de los beneficios esperados por la comercialización de energía eléctrica para una planta con almacenamiento fueran relativamente mayores a los los beneficios esperados por un inversionista que invierte en una planta sin almacenamiento.

Este trabajo proporciona una herramienta útil y accesible para determinar la viabilidad que tienen las firmas generadoras de electricidad con energías renovables de agregar sistemas de almacenamiento a sus proyectos de planta de generación, dado el desempeño esperado del mercado de eléctrico. El modelo puede adaptarse a otro tipo de planta de generación, a otras tecnologías de almacenamiento de energía y otras formas funcionales en

el pronóstico de precios a las aquí planteadas.

El gobierno podría tener incentivos a otorgar subsidios a los sistemas de almacenamiento, ya que facilitaría la integración de mayor cantidad de energías renovables al sistema, y con ello el cumplimiento de los compromisos adquiridos a través de tratados internacionales. Además, contar con una red de sistemas de almacenamiento, le permitiría garantizar la calidad y la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, puesto que haría posible el uso de sistemas de rápida respuesta ante desviaciones en la frecuencia de la red (generadas por desbalances entre generación y carga) tal como el servicio de Contención Dinámica implementado por Reino Unido a finales de 2020¹.

¹<https://arenko.group/7-continuous-weeks-of-delivering-dynamic-containment-to-national-grid-eso/>

Contenido

1	Introducción	1
2	Revisión de literatura	5
3	Sistemas de Almacenamiento	8
3.1	Principales tecnologías	8
3.1.1	Almacenamiento hidroeléctrico por rebombeo	8
3.1.2	Almacenamiento de energía con aire comprimido	9
3.1.3	Volantes de inercia	10
3.1.4	Baterías de iones de litio	10
3.1.5	Baterías de ácido de plomo	11
3.2	Funiciones	11
3.2.1	Control de frecuencia	12
3.2.2	Arbitraje de energía	12
3.2.3	Suavizado de las fuentes de Energía Renovable Variable	12
3.2.4	Manejo de congestión y aplazamiento de inversiones en la red	12
4	Precios de la electricidad en México	13
4.1	Mercado de Eléctrico Mayorista	13
4.2	Mercado de Energía de Corto Plazo	14
4.2.1	Etapas del Mercado de Energía de Corto Plazo	14
4.2.1.1	Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido (AU-HE)	14
4.2.1.2	Mercado del Día en Adelanto (MDA)	14
4.2.1.3	Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para confiabilidad (AU-GC)	15
4.2.1.4	Mercado de Tiempo Real (MTR)	15
4.3	Hechos estilizados de los precios de la electricidad	15

4.4	Desempeño de los precios de la electricidad en México	16
4.5	Pronóstico de precios	17
5	Modelo	19
5.1	Opciones reales	19
5.2	Operación de la planta de generación	21
5.3	Simulación de precios	22
5.4	Simulación de beneficios	24
6	Datos	26
6.1	Inversión inicial	26
6.2	Vida útil del proyecto	27
6.3	Precios de la electricidad	27
6.4	Costos de operación y mantenimiento	28
6.5	Tasa de descuento	28
6.6	Eficiencia	29
6.7	Operación de la planta de generación y el sistema de almacenamiento	29
6.8	Valores iniciales para simulación de precios	31
6.9	Valores iniciales para simulación de beneficios	31
6.10	Resumen	32
7	Resultados	33
7.1	Precios aleatorios	35
7.1.1	Eficiencia del sistema de almacenamiento	35
7.1.2	Tendencia de los precios de la electricidad	37
7.1.3	Volatilidad de los precios de la electricidad	38
7.2	Beneficios aleatorios	40
7.2.1	Tendencias y volatilidades iguales	40
7.2.1.1	Tendencia de los beneficios	40
7.2.1.2	Volatilidad de los beneficios	41
7.2.2	Tendencias y volatilidades distintas	43
8	Conclusiones	46
	Bibliografía	49

Índice de cuadros

6.1	Parámetros base para las simulaciones	32
7.1	Valor del proyecto (millones de pesos) a distintos niveles de eficiencia del sistema de almacenamiento	36
7.2	Variación de la tendencia -0.05 - 0.05 y volatilidad 1 % - 10 % de los precios de la electricidad y valor del proyecto (millones de pesos), con $\eta = 0.8$	37
7.3	Variación de la tendencia -0.05 - 0.05 y volatilidad 15 % - 25 % de los precios de la electricidad y valor del proyecto (millones de pesos), con $\eta = 0.8$	38
7.4	Diferencia de valor entre planta sin y con almacenamiento ($V^s - V^c$), con $\eta = 0.8$, precios estocásticos	39
7.5	Variación de la tendencia -0.05 - 0.05 y volatilidad 1 % - 10 % de los beneficios de la firma, valor del proyecto (en millones de pesos), con $\eta = 0.8$	41
7.6	Variación de la tendencia -0.05 - 0.05 y volatilidad 15 % - 25 % de los beneficios de la firma, valor del proyecto (en millones de pesos)	41
7.7	Diferencia de valor entre planta sin y con almacenamiento ($V^s - V^c$), con $\eta = 0.8$, beneficios estocásticos	42

Índice de figuras

4.1	Precios en Nodos Distribuidos para la zona de carga de Hermosillo, Sonora en el periodo 2016-2020 (pesos de enero de 2021/MWh)	17
5.1	Diagrama de operación para una planta sin y con sistema de almacenamiento	21
6.1	Demanda de energía promedio por hora en la zona Noroeste en el año 2020 y operación de planta sin almacenamiento	30
6.2	Demanda de energía promedio por hora en la zona Noroeste en el año 2020 y operación de planta con almacenamiento	31
7.1	Valor un proyecto con almacenamiento y uno sin almacenamiento para distintas eficiencias de almacenamiento	36
7.2	Diferencia en valor entre un proyecto con almacenamiento y uno sin almacenamiento ($V^s - V^c$), con $\eta = 0.8$	39
7.3	Diferencia en valor entre un proyecto con almacenamiento y uno sin almacenamiento	43
7.4	Diferencia en valor entre un proyecto con almacenamiento y uno sin almacenamiento con distintas tendencias en los beneficios, $\sigma_B = 0.1$, $\eta = 0.8$	44
7.5	Diferencia en valor entre un proyecto con almacenamiento y uno sin almacenamiento con distintas volatilidades en los beneficios, $\mu_B = 0$, $\eta = 0.8$	44

Capítulo 1

Introducción

En gran parte del mundo se ha visto un incremento en la integración de electricidad generada a través de energías renovables a las redes eléctricas, motivado por distintos acuerdos internacionales donde los países se comprometen a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, que buscan estabilizar las concentraciones dichos gases en la atmósfera y limitar el incremento de la temperatura global. En México destaca la adopción de compromisos adquiridos a partir de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, el Protocolo de Kioto, el Acuerdo de París y la Agenda 2030.

El Inventario Nacional de Energías Limpias señala que, en México, se considera como energías limpias a 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 se expidan para tales efectos. Entre las energías limpias se encuentran las energías eólica, solar, geotérmica, hidráulica, oceánica, provenientes de biomasa, generadas por el aprovechamiento del hidrógeno, nuclear y aquellas generadas con combustibles fósiles con criterios de sustentabilidad.

De acuerdo con Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés), en la última década ha ocurrido una reducción considerable en los costos de la electricidad renovable, esto ha sido posible gracias a los avances tecnológicos, economías de escala, mayor competitividad en el sector y la experiencia acumulada en el desarrollo de proyectos. La reducción más abrupta se ha observado en la energía solar fotovoltaica, donde los costos registraron un descenso del 82 % de 2010 a 2019 (IRENA, 2020).

El proceso de transición energética global ha tomado fuerza en los últimos años, sin embargo, dicho cambio debe ser más rápido si se pretende alcanzar las metas establecidas

(IRENA, 2018). Con la Reforma Energética implementada en México en 2013, se creó un esquema legal y regulatorio que hace posible la transición de un modelo basado en energía fósil a uno más sustentable y limpio, promoviendo un mayor uso de las energías limpias¹.

Debido a las condiciones geográficas existentes a lo largo del territorio nacional, se cuenta con un alto potencial para la generación de electricidad con energías renovables. Sin embargo, debe considerarse la naturaleza intermitente de la que adolecen para su integración a la red. Debe procurarse un balance entre la generación, conducción y demás operaciones, tal que se permita la confiabilidad, seguridad, continuidad y calidad del sistema eléctrico nacional (SEN)².

La Agencia Internacional de las Energías Renovables señala que los costos de generación con energías renovables continúan cayendo, convirtiéndose en la fuente predeterminada de generación nueva de energía por sus bajos costos. La caída de los costos hace que el enfoque y la tendencia se mueva a una siguiente etapa. En esta etapa, el papel de los sistemas de almacenamiento de energía cobra gran importancia y se vuelven un activo clave a medida que aumenta la participación de las energías renovables en la generación total.

Dada una mayor integración de la generación de electricidad renovable intermitente en el sistema, se espera que aumente la demanda de servicios auxiliares puesto que se requiere mayor intervención para mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda, y así evitar desviaciones significativas en la frecuencia (Anaya & Pollitt, 2020).

En el contexto de una creciente producción de electricidad a partir de energías renovables altamente volátiles, es necesario encontrar soluciones para garantizar la seguridad del suministro adaptándose a la generación intermitente, puesto que la producción con energías como la solar y eólica esta mayormente determinada por las condiciones climáticas que por la demanda real de electricidad. El almacenamiento de energía se considera una posible solución para equilibrar la demanda y el suministro de energía en todo momento (Hammann et al., 2017).

Es relevante hablar del caso mexicano, ya que se espera que la demanda de energía continúe en crecimiento como lo ha hecho durante décadas anteriores, por lo que se requerirá de nuevos generadores de energía y de servicios que contribuyan a un manejo

¹SENER. Prospectiva de Energías Renovables 2017-2031

²SENER. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2020-2034

sustentable y eficiente de la red. El PRODESEN 2020-2034 proporciona una estimación de crecimiento para la demanda máxima integrada del SEN, tras la ocurrencia de la contingencia sanitaria por el nuevo coronavirus Sars-Cov-2, se proyecta una tasa de crecimiento medio anual de 2.6% para un escenario de planeación, 3.1% para un escenario alto y 2.2 % para un escenario bajo para el periodo 2020-2034.

En México, la implementación de sistemas de almacenamiento de gran escala resultaría un gran avance en la búsqueda de alcanzar la confiabilidad, seguridad, continuidad y calidad del Sistema Eléctrico Nacional. Cabe recordar que el día 28 de diciembre de 2020 ocurrió un apagón durante una hora con 44 minutos que afectó a poco más de 10 millones de usuarios. Por su parte, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) informó que dicho evento ocurrió tras la salida de servicio de dos Líneas de Transmisión, lo que ocasionó una oscilación de potencia, que a su vez derivó en un incremento en la frecuencia del Sistema Interconectado Nacional (SIN), accionando las protecciones de alta frecuencia, por lo que las Centrales Eléctricas Convencionales y también las Centrales Eléctricas Renovables dejaron de operar aproximadamente 9,262 MW. Así mismo informaron que “la salida de operación de las centrales eléctricas provocó un desbalance generación-carga en el SIN, esto debido a que la energía eléctrica se consume al momento en que se produce, ya que no se puede almacenar en grandes bloques”³.

Este trabajo proporciona una herramienta de valuación, bajo el enfoque de opciones reales, que permite determinar si es económicamente viable invertir en un proyecto de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables con un sistema de almacenamiento acoplado, considerando que su costo de oportunidad está determinado por invertir en el mismo proyecto, pero sin almacenamiento. También se explora cómo cambia la viabilidad cuando cambian las expectativas de las condiciones futuras del mercado eléctrico.

El resto del trabajo se encuentra organizado de la siguiente forma: en el capítulo 2 se presenta una breve revisión de literatura relevante a la implementación del enfoque de opciones reales como método de valuación en proyectos de energía y específicamente de sistemas de almacenamiento. En el capítulo 3 se listan los principales sistemas de almacenamiento y sus tendencias a nivel mundial. En el capítulo 4 se describe el proceso de formación de precios de la electricidad en México y su trayectoria desde la puesta en

³CENACE. <https://www.gob.mx/cenace/articulos/cenace-informa-sobre-el-desbalance-generacion-carga-en-el-sistema-interconectado-nacional>

marcha del Mercado Eléctrico Mayorista, así mismo señalan las estrategias de pronóstico más adecuadas para este trabajo. En el capítulo 5 se describe el modelo implementado. En el capítulo 6 se presentan los datos y parámetros con los que se calibra el modelo. En el capítulo 7 se presentan los resultados obtenidos a través del modelo y finalmente en el capítulo 8 se presentan las conclusiones e implicaciones finales.

Capítulo 2

Revisión de literatura

La adopción del enfoque de opciones para valorar activos reales representa un área de crecimiento importante en la teoría y la práctica de las finanzas. Al incorporar explícitamente flexibilidad al análisis de proyectos de inversión ha revolucionado la forma de pensar de académicos y profesionistas en dicho análisis. Cabe señalar que la flexibilidad podría representar una parte importante del valor de muchos proyectos, por lo que ignorarla puede subestimar el valor real de un proyecto y conducir a una asignación ineficiente de los recursos en la economía (Schwartz & Trigeorgis, 2001).

Hablando más ampliamente, la mayoría de las inversiones están sujetas a valoración de opciones. Hay cuatro tipos de opciones que pueden ser asociadas a proyectos de inversión: la opción de expandir, posponer, abandonar y suspender temporalmente una inversión. En un contexto en el que una empresa puede querer invertir en un proyecto con VPN negativo, es valioso tener la opción de poder contraer o expandir su inversión a un nuevo proyecto (Schwartz, 2013).

Las técnicas de valuación de inversiones basadas en opciones reales han tenido gran aceptación de los académicos, sin embargo, esto no se ha visto igualmente reflejado en los profesionistas.

Horn et al., (2015) encuestan a 1500 directores financieros de las empresas más grandes de Noruega, Dinamarca y Suecia acerca de cómo realizan el presupuesto de capital. El 74% de los directores financieros emplean la técnica del valor presente neto, mientras que únicamente el 6% de los encuestados informó emplear opciones reales. Las empresas que más las emplean son las de los sectores de energía y biotecnología, empresas grandes y aquellas con altos gastos de capital y de I + D. 70% de los encuestados informaron no estar

familiarizados con los conceptos y las técnicas de opciones reales y que la complejidad de éstas es el principal obstáculo para la implementación. Las técnicas de valoración tradicionales son adecuadas para valorar flujos de efectivo relativamente fáciles de determinar, pero, aun así, no consideran el valor de la flexibilidad.

En ese sentido, Locatelli et al., (2020), remarcan la importancia de implementar modelos de opciones reales para la valuación de centrales eléctricas por ejemplo, que sean conceptualmente fáciles de entender, basados en hipótesis realistas y datos disponibles.

Ríos et al., (2019), encuentran que con la introducción del análisis de opciones reales para modelar la dinámica de inversión de largo plazo con elevados costos iniciales en mercados de energía liberalizados, se es capaz de modelar la dinámica del mercado a largo plazo. Modelando la decisión microeconómica de los generadores, considerando la opción que tienen de posponer proyectos en condiciones de incertidumbre y que el valor de la opción de aplazamiento es cuantificable en términos monetarios, obtienen que la evolución del mercado de largo plazo se define mediante ciclos de construcción explícitos, lo cual es consistente con la evidencia empírica, coincide con lo ocurrido algunos mercados, donde se han liberalizado los mercados eléctricos.

Referente a la viabilidad de sistemas de almacenamiento, se han explorado algunos aspectos interesantes empleando el enfoque de opciones reales.

Moon (2014) propone un modelo de opciones reales para determinar el tiempo de inversión óptimo para los sistemas de almacenamiento de energía en un marco de comercio de arbitraje de precios con incertidumbre para las ganancias futuras y encuentra que de esperar que las ganancias se vuelvan más inciertas en el futuro, el inversionista debe esperar para realizar la inversión. También encuentra que mejoras en la eficiencia de los sistemas de almacenamiento puede reducir la incertidumbre de las ganancias, por lo que permitiría una inversión más temprana. Además, cuando se espera una mayor tasa de ganancias y costo de almacenamiento más altos, el inversor debe esperar. También hace énfasis en que métodos convencionales de valuación como el VPN subestiman el valor de la inversión y podrían engañar al inversionista para que invierta antes. Finalmente, hace énfasis en que puede considerarse, además de la operación de arbitraje, la operación multipropósito de los sistemas de almacenamiento ya que existe variedad de servicios que pueden otorgar a la red, tales como suministro eléctrico, servicios auxiliares, sistema de red, integración de energías renovables, etc., y reconoce la importancia de la incertidumbre

en costos para sistemas como las baterías de iones de litio, para las cuales se espera una reducción de costos considerable en los próximos años.

Hammann et al., (2017) analizan la viabilidad de diferentes configuraciones sistemas de almacenamiento y fines de operación para el mercado alemán bajo el enfoque de opciones reales, encuentran que los sistemas de almacenamiento sin costos variables considerables tienen un valor de opción mayor a aquellos que sí dependen de costos variables considerables, como el uso de gas natural para su operación. Además encuentran que los inversionistas pueden optar por proyectos de almacenamiento en los cuales la operación se realice como niveladores de carga y no como reductores de picos, puesto que les es más eficiente operar continuamente durante la mayor cantidad de tiempo posible como niveladores de carga, además recalcan que los costos iniciales son de vital importancia por lo que la reducción esperada en los costos de instalación podría cambiar la decisión de los inversionistas.

Capítulo 3

Sistemas de Almacenamiento

3.1 Principales tecnologías

La rápida mejora tecnológica de las baterías y otros sistemas de almacenamiento de electricidad permitirá una mayor flexibilidad del sistema para responder a la demanda de la población, así como la integración de una cantidad cada vez mayor de energías renovables a las redes eléctricas. A continuación se describen las principales tecnologías de almacenamiento, sus características y la expectativa que se tiene sobre ellas hacia 2030 de acuerdo con IRENA (2017).

3.1.1 Almacenamiento hidroeléctrico por rebombeo

El almacenamiento hidroeléctrico por rebombeo (PHS) es una tecnología de almacenamiento energético eléctrico madura y usada ampliamente, funciona con un principio simple: convertir la energía eléctrica en energía potencial elevando el agua a un depósito de nivel más alto. En la operación, la energía eléctrica es usada para hacer funcionar el sistema de bombeo, por lo tanto, se busca operar en periodos de baja demanda o cuando la electricidad tiene menor costo. Posteriormente, se genera energía eléctrica liberando el agua que se almacenó en el depósito superior por medio de turbinas, de la misma forma que una central hidroeléctrica convencional. En general, esta electricidad se genera cuando la demanda es alta y, por lo tanto, los precios del mercado son altos.¹

Las eficiencias de carga y descarga de PHS alcanzan más de 80 %, es decir, es capaz de descargar un 80 % de la energía que se empleó para cargar el sistema de almacenamiento.

¹Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Catálogo de Tecnologías de almacenamiento de energía

El PHS representa actualmente más de 96 % de la capacidad de almacenamiento global instalada y más de 99 % en términos de energía eléctrica almacenada. Los sistemas de PHS son bien conocidos y son una tecnología madura con décadas de experiencia operativa, por lo que no se anticipan mejoras tecnológicas importantes en los próximos años en términos de costo, estructura o eficiencia. Se espera que sus características tecnológicas y económicas permanecerán prácticamente sin cambios en el período comprendido hasta 2030 (IRENA, 2017).

3.1.2 Almacenamiento de energía con aire comprimido

Un sistema de Almacenamiento de Energía con Aire Comprimido, CAES por sus siglas en inglés, almacena energía en forma de aire comprimido (energía elástica potencial) en un depósito. Esencialmente, los sistemas CAES de gran escala requieren de depósitos de aire de gran volumen. Con el fin de encontrar cavernas de almacenamiento adecuadas para el aire comprimido, se pueden acondicionar para su uso depósitos de sal natural viejos o campos de gas agotados, contar con una caverna natural de almacenamiento reduce sus costos de instalación significativamente (IRENA, 2017).

Durante la carga de un sistema CAES, la energía se emplea para accionar una cadena de compresores para almacenar aire en el depósito. Durante este proceso, el aire se calienta. En un sistema CAES clásico (diabático), este calor se elimina mediante un enfriador de aire y se libera a la atmósfera. Por el contrario, para descargarlo, cuando la demanda de energía es alta, el aire comprimido se libera del depósito, se expande y, en consecuencia, se enfría, por lo que necesita ser calentado para mejorar la calidad de la energía de la unidad de generación. Generalmente se logra mezclando aire comprimido con combustibles, como gas natural, en una cámara de combustión para impulsar el sistema de turbina. Aunque los sistemas avanzados de almacenamiento adiabático de aire comprimido (AA-CAES) son un concepto desarrollado más recientemente que aborda este problema. En el concepto AA-CAES, el calor que normalmente se liberaría durante la fase de compresión, se almacena. Este calor se vuelve a agregar a través de intercambiadores de calor al aire que se libera del depósito durante el funcionamiento en modo de expansión. Esto permite que los sistemas AA-CAES conviertan la energía del aire comprimido en electricidad sin involucrar un proceso de combustión y evitando las emisiones relacionadas.

Para 2030, los costos de instalación para un CAES podrían disminuir un 16 % mientras que la eficiencia podría incrementarse en el orden de 15 % (IRENA, 2017). Actualmente,

la eficiencia energética para el sistema de CAES con base en centrales operativas es de 42 a 55%.²

3.1.3 Volantes de inercia

Los volantes almacenan energía como energía cinética rotatoria acelerando y desacelerando una masa en rotación. Los sistemas de almacenamiento de volante de inercia, FES por sus siglas en inglés, constan una masa giratoria alrededor de un eje fijo que se conecta a una máquina eléctrica reversible que actúa como motor durante la carga que extrae electricidad desde la red para hacer girar el volante y como generador durante la descarga cuando el volante, que ya está girando, es capaz de proporcionar energía a la red (IRENA, 2017).

Debido a sus altos costos de instalación, de entre USD 1500 y USD 6000 / kWh, y una autodescarga significativamente alta, los sistemas FES no son adecuados para aplicaciones de almacenamiento a medio o largo plazo. Se espera que los costos de instalación de energía para los sistemas de volante disminuyan a entre USD 1000 y USD 3900 / kWh a medida que la vida útil mejore sustancialmente (IRENA, 2017).

3.1.4 Baterías de iones de litio

Las baterías recargables de iones de litio fueron introducidas por vez primera por Sony Corporation a inicios de la década de 1990, se han convertido rápidamente en la tecnología más importante para la electrónica de consumidores móviles (IRENA, 2017). Una batería de iones de litio (LIB) puede almacenar energía eléctrica como energía química.

Los costos estimados de instalación de energía oscilan entre USD 473 y USD 1260 / kWh para los sistemas basados en titanato de litio y entre USD 200 y USD 840 / kWh para baterías de iones de litio con otras baterías. La eficiencia de ida y vuelta de las tecnologías de iones de litio oscila entre el 92% y el 96%. El Li-ion es una tecnología relativamente nueva, su potencial de reducción de costos es grande y se basa en varios factores. Los principales factores técnicos que probablemente influyan significativamente en los costos de la tecnología de iones de litio son un aumento en la escala de producción, mejoras en los materiales, cadenas de suministro más competitivas, mejoras en el rendimiento y los beneficios de una experiencia operativa más amplia (IRENA, 2017).

²Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Catálogo de Tecnologías de almacenamiento de energía

3.1.5 Baterías de ácido de plomo

El ácido de plomo es la batería que consiste en una forma de almacenar energía eléctrica a escala local y de servicio público. Se les considera como una tecnología electroquímica y operan a temperatura ambiente. Pueden ser de tipo inundada o regulada con válvula sellada (VRLA). Esta tecnología puede reciclarse en su totalidad y son las baterías más comunes en el mercado.³

La batería de ácido de plomo estacionaria es una tecnología madura, sin embargo, a medida que aumenta la competencia de otras tecnología de baterías, los fabricantes están implementando mejoras de rendimiento y buscando reducir costos. Las baterías de iones de litio, en particular, han ganado mercado de manera constante y en muchas aplicaciones debido a su mayor vida útil, mayor eficiencia y mayor densidad de energía.

Hay pocas expectativas de cambio en sus características técnicas hasta 2030, con la excepción de que actualmente tienen una vida útil de entre tres y quince años, oscilando entre 250 y 2 500 ciclos completos equivalentes. Para 2030, se espera que la vida útil del ciclo se duplique a entre 540 y 5 375 ciclos completos equivalentes. Las mejoras esperadas en los procesos de fabricación podrían permitir que la tecnología alcance costos que aún pueden ser competitivos.

3.2 Funicones

Chattopadhyay et al., (2017) señalan que tras la caída de los costos de generación de energías limpias, ahora la introducción de sistemas de almacenamiento representa la oportunidad de transformar los sistemas eléctricos de los países en desarrollo. Organismos internacionales han buscado la integración de sistemas de almacenamiento en países en desarrollo, sin embargo, es de vital importancia implementar una correcta y cuidadosa evaluación de viabilidad de negocio ya que en muchos países en desarrollo los mercados eléctricos no están desarrollados o no existen y hay carencias tanto en materia de legislación como en el marco regulatorio. Así mismo, señalan la importancia de estimar todos los beneficios que reciben los usuarios por tener un servicio confiable y eficiente, especialmente en países en desarrollo donde no exista un mercado mayorista que dé señales claras a través de cambio en precios. También resumen las funciones de una batería en

³Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Catálogo de Tecnologías de almacenamiento de energía

cuatro bloques, mismos que se listan a continuación.

3.2.1 Control de frecuencia

La respuesta rápida de baterías con reserva ya ha demostrado ser muy útil en aplicaciones en todo el mundo para proporcionar la primera defensa ante una disminución o incremento de frecuencia, incluso antes de que se activen las respuestas primarias de los generadores. Para esta aplicación, la cantidad de energía almacenada es menos crítica, pueden proporcionar reserva durante varios minutos, y, si se destina a proporcionar este servicio, puede proporcionar reservas secundarias (durante segundos o pocos minutos) y terciarias (algunos minutos) de frecuencia. Las baterías pueden estar en carga o en descarga, lo que permite emplearlas para control de frecuencia ante subidas o bajadas.

3.2.2 Arbitraje de energía

Esta función permite almacenar y llevar energía de horas con excedentes a horas con déficit. Requiere un mayor tiempo de batería, esto puede ser a niveles de transmisión o distribución, dependiendo del modelo de negocio. La regulación para el almacenamiento de energía en ambos casos no existe en los países en desarrollo y debe abordarse desde el principio.

3.2.3 Suavizado de las fuentes de Energía Renovable Variable

Esta función se refiere a ubicar conjuntamente las baterías con una planta solar o eólica. Se trata esencialmente de una función de "suavizado" de energía renovable intermitente que ayuda a almacenar energía eólica y solar y a desplegarla cuando más se necesita. Una limitación es que se restringe a una planta o pocas plantas, por lo que se pierde parte del beneficio que se tendría de la batería para el sistema en general.

3.2.4 Manejo de congestión y aplazamiento de inversiones en la red

Las baterías pueden ser útiles para manejar la carga de las líneas de transmisión al almacenar energía, incluida la energía renovable excedente, que no se puede transferir debido a una capacidad insuficiente de la red de transmisión, y liberarla en un período posterior. Las baterías ubicadas cerca de los centros de carga pueden brindar apoyo a la red en la ocurrencia de demandas máximas y pueden ser útiles para aplazar las actualizaciones de la red que de otro modo serían necesarias.

Capítulo 4

Precios de la electricidad en México

Los beneficios de invertir en sistemas de almacenamiento están estrechamente ligados al comportamiento de los precios de la electricidad. Es por eso que, al estimar los beneficios potenciales, resulta de gran importancia un pronóstico con la mayor precisión posible.

En este capítulo se describe el proceso de fijación de precios en el mercado mexicano, algunas regularidades encontradas en los precios de mercados liberalizados y los modelos que se han empleado en la literatura para su pronóstico.

4.1 Mercado de Eléctrico Mayorista

A partir de la Reforma Energética (RE) mexicana de 2013 se creó el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) buscando proveer energía a precios competitivos y los usuarios pudieran acceder a precios más accesibles. A partir de 2016, en el MEM se comercializa energía eléctrica, potencia, Certificados de Energías Limpias, servicios conexos y otros productos requeridos para la operación eficiente del Sistema Eléctrico Nacional, misma que está a cargo del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)¹. Entiéndase como servicio conexo a todos aquellos servicios vinculados a la operación del SEN que son necesarios para garantizar su calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad.² Desde entonces, los precios de la electricidad fluctúan equilibrando la oferta y la demanda.

¹Art. 96, LIE

²<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/ServiciosConexosSisMEM>

4.2 Mercado de Energía de Corto Plazo

El Mercado de Energía de Corto Plazo (MECP) es un componente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en el cual se comercializa energía y servicios conexos e inició operaciones en el Sistema Eléctrico Nacional entre enero y marzo de 2016.³

4.2.1 Etapas del Mercado de Energía de Corto Plazo

A continuación se mencionan las cuatro etapas que señala el CENACE para la operación de MECP.⁴

4.2.1.1 Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido (AU-HE)

En esta etapa se ejecuta el modelo de optimización AU-CHT que es una herramienta de planeación semanal que permite acoplar las políticas de mediano plazo para los embalses principales con la operación diaria de los mismos, determinando la cantidad de energía diaria que conviene generar con las unidades de centrales hidroeléctricas y los costos de oportunidad de la energía generada de estas unidades.

4.2.1.2 Mercado del Día en Adelanto (MDA)

En esta etapa se reciben las ofertas de compra y venta de energía y servicios conexos que envían los participantes del Mercado y automáticamente se realiza una evaluación de consistencia con los Precios de Referencia calculados para cada Unidad de Central Eléctrica. Con esta información, el CENACE ejecuta el modelo de optimización AU-MDA que determina la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica y los programas de importación y exportación de MDA. Además se determinan los precios de la energía para cada Zona de Reserva que se utilizarán para liquidar las transacciones de este mercado.

³DOF: 08/09/2015. Acuerdo por el que la Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico. <http://www.dof.gob.mx/>

⁴CENACE. <https://www.gob.mx/cenace>

4.2.1.3 Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para confiabilidad (AU-GC)

Una vez que cierra el MDA, el CENACE ejecuta el modelo de optimización AU-GC que también determina la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica, pero incorporando los pronósticos de demanda preparados por el CENACE, en lugar de las ofertas de compra de las Entidades Responsables de Carga.

4.2.1.4 Mercado de Tiempo Real (MTR)

El objetivo del MTR es ajustar las diferencias entre las transacciones realizadas en el MDA y las condiciones del mercado que se observan en tiempo real. Los Participantes del mercado buscan satisfacer los últimos incrementos de la demanda que no se cubrieron en la planeación diaria, es decir, en el MDA. En esta etapa se ejecutan diversos modelos de optimización: el modelo AU-TR, el modelo DERS-MI con el cual se determinan los precios de la energía y de servicios conexos que se utilizan para liquidar las transacciones de este mercado y el modelo DERS-I.

4.3 Hechos estilizados de los precios de la electricidad

Desde principios de la década de 1990, el proceso de desregulación y la introducción de mercados competitivos han estado remodelando el panorama de los sectores de energía tradicionalmente monopolísticos y controlados por el gobierno. Hoy en día, en muchos países de todo el mundo, la electricidad se comercializa de acuerdo a las reglas del mercado (Weron, 2014). Sin embargo, la electricidad es un bien muy especial, no es económicamente almacenable y la estabilidad de los sistemas eléctricos requiere un equilibrio constante entre la producción y el consumo (Kaminski, 2012). La demanda de electricidad depende del clima y de la intensidad de la actividad industrial y de los hogares .

Dadas las características intrínsecas actuales de la energía eléctrica, la literatura reconoce hechos estilizados sobre los precios de la electricidad: Muestran estacionalidad a nivel diario, semanal y anual; exhiben alta volatilidad y, además, los valores atípicos, mismos que son de corta duración, suelen ocurrir con mayor frecuencia que con otras materias primas o activos financieros (Ballester & Furió, 2015) y (Weron, 2014).

4.4 Desempeño de los precios de la electricidad en México

La Reforma Eléctrica, además de crear el Mercado Eléctrico Mayorista, reforzó legislaciones secundarias que promueven la participación de las energías renovables en la planeación del sector energético, como es el caso de la Ley General de Cambio Climático, Ley de Transición Energética y la Ley de Industria Eléctrica, que, en conjunto, buscan dar cumplimiento a las metas de generación de electricidad con energías limpias y a los compromisos obtenidos que se relacionan con la mitigación de emisiones.⁵

La entrada en vigor de la reforma ha traído una mayor participación de energías limpias en el consumo nacional. Sin embargo, se reconoce que energías limpias como la eólica y fotovoltaica se generan a partir de condiciones climáticas intermitentes. Hammann et al., (2017) señalan que las condiciones climáticas volátiles impulsan más la producción de energía que la demanda energética real, por lo que este tipo de generación llega a ser inflexible para dar respuesta a la demanda en tiempo real.

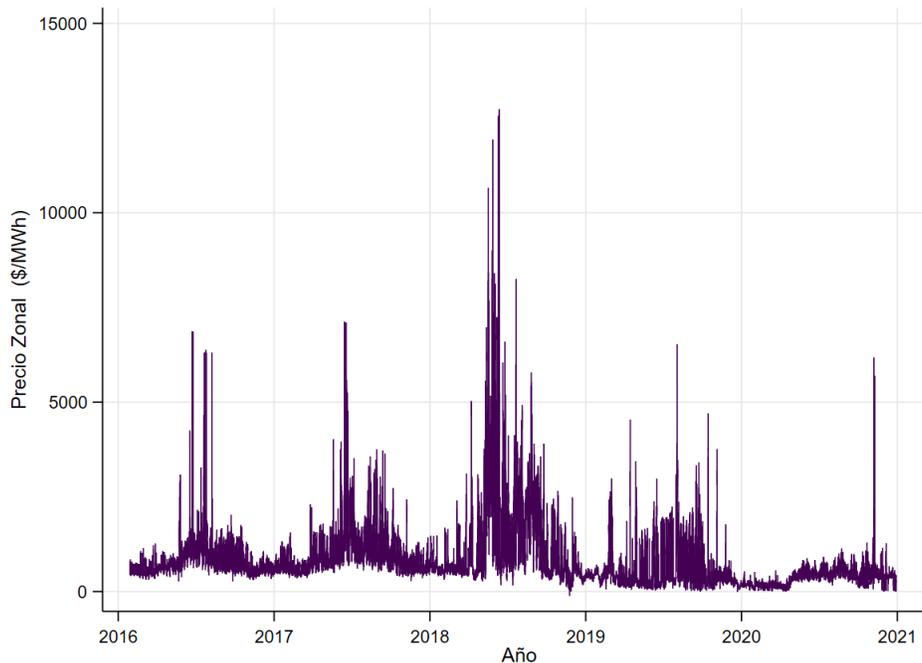
Con la liberalización del mercado, se tiene también que los precios de la electricidad a cada hora son muy susceptibles a la demanda real, la cual no es estable a lo largo del día, de las semanas ni del año. Ambos factores representarían un comportamiento altamente volátil en los precios de mercado.

Los Precios en Nodos Distribuidos (PND) se definen como los precios medios ponderados en cada Zona de Carga.⁶ En la Figura 4.1 se observan los PND para la zona de Hermosillo desde la apertura del MEM, se observa gran volatilidad, especialmente durante 2018, y picos más altos y recurrentes en verano, que es cuando ocurren las demandas máximas anuales. No se observa una tendencia clara, sin embargo, se aprecia un comportamiento altamente volátil, a excepción de los precios durante los primeros meses del año 2020, en donde los picos de altos precios disminuyeron, probablemente por la baja en la demanda de energía generada por la pandemia del nuevo coronavirus.

⁵SENER, *Prospectivas de Energías Renovables 2018-2032*

⁶CENACE, <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/PreciosEnergiaSisMEM.aspx>

Figura 4.1. Precios en Nodos Distribuidos para la zona de carga de Hermosillo, Sonora en el periodo 2016-2020 (pesos de enero de 2021/MWh)



Integrando ambos aspectos, tanto la liberalización del mercado como la mayor inserción de energías limpias a la red, tenemos que es de vital importancia para los generadores y para los reguladores tener la capacidad de pronosticar eficazmente los precios que se presentarán en el futuro.

4.5 Pronóstico de precios

Para empresas participantes del mercado eléctrico, operadores y reguladores, tener acceso a buenos pronósticos sobre los precios de la electricidad proporcionan una herramienta esencial en el proceso de toma de decisiones.

Weron (2014) señala que los pronósticos de precios de corto plazo, realizados con minutos, horas e incluso días de antelación son de importancia en las operaciones diarias del mercado. Los pronósticos realizados con días y hasta meses de antelación, son generalmente preferidos para los cálculos del balance, la gestión de riesgos y la fijación de precios de derivados. Por otro lado, pronósticos de largo plazo no se basan en los pronósticos puntuales reales, sino en la distribución de precios durante ciertos períodos de tiempo futuros, y su objetivo principal es el análisis y la planificación de la rentabilidad de

inversiones.

Los pronósticos a largo plazo se enfrentan al desafío de que, en el largo plazo, los precios de la energía podrían verse influenciados por una serie de factores no económicos que son notoriamente difíciles de predecir, incluida la aparición de innovaciones tecnológicas, cambios estructurales en los modos de consumo y factores políticos. Asumir en las proyecciones de largo plazo que las políticas y regulaciones se mantendrán, que no habrá conflictos o eventos que cambien el mundo en tan prolongado horizonte no es muy plausible (Zhou et al., 2019).

En ese sentido, vale la pena incorporar escenarios a los pronósticos de largo plazo, que reflejen las distintas realidades a las que se podría enfrentar la industria, y así poder determinar, limitado a la información actual, qué escenario futuro es el más plausible.

Capítulo 5

Modelo

5.1 Opciones reales

Una vez otorgado un contrato de ejecución de un proyecto de generación, el contrato otorga a la firma poseedora la opción de invertir en el proyecto a partir del periodo t_0 o esperar a que las condiciones del mercado mejoren, posponiendo su inversión.

Suponiendo que la vigencia del contrato es por F periodos y que el proyecto tiene una vida útil de T periodos desde su instalación. Si la firma decide ejercer la opción de invertir en el periodo inicial, el valor de su inversión :

$$\Psi(t_0) = E \left[\sum_{t=t_0}^{t_0+T} B(t)e^{-r(t-t_0)} - I \right] \quad (5.1)$$

Que son determinados por la suma de los beneficios que espera recibir por la comercialización de energía en el mercado en cada periodo, $B(t)$, descontados a una tasa e^{-r} y por el monto correspondiente al costo de inversión inicial I .

El valor de una opción real estándar puede escribirse de la siguiente manera:

$$V(t_0) = \text{Max}_{F \geq K \geq t_0} E \left[\Psi^+(K)e^{-r(K-t_0)} \right] \quad (5.2)$$

La firma maximiza el valor del proyecto en t_0 eligiendo el periodo de ejercicio K , que puede ser el periodo inicial en el que se otorga el contrato t_0 , el último periodo antes de que pierda vigencia el contrato F o algún periodo intermedio, donde $X^+ = \text{Max}(X, 0)$. (Moon, 2014).

Los proyectos de almacenamiento de energía en gran escala aún no han sido implementados en México, por este motivo, en este trabajo se describe un modelo que permite comparar el valor de un proyecto de generación con energías renovables sin sistema de almacenamiento y el valor de uno con sistema de almacenamiento, limitando el tiempo de inversión $K = t_0$, de modo que revele si es viable invertir hoy en plantas con almacenamiento o seguir invirtiendo en plantas de generación sin almacenamiento. Como en una opción real estándar, el modelo toma en cuenta que, al existir incertidumbre en los precios que la electricidad, los beneficios de la firma que decida invertir son inciertos en el tiempo.

Si el valor de invertir en un proyecto de generación con energías limpias sin sistema de almacenamiento es menor al valor de ese mismo proyecto pero con sistema de almacenamiento, al invertir en la planta con almacenamiento la firma maximiza el valor recibido de su inversión, esto puede resumirse en la siguiente expresión:

$$V(t_0) = \text{Max}_{s,c} E[B^s(t_0) - I^s, B^c(t_0) - I^c] \quad (5.3)$$

Si la firma elige invertir I^s en una planta sin almacenamiento, entonces recibe el monto B^s que es igual a la suma de los beneficios descontados de invertir en una planta sin almacenamiento generados a lo largo de la vida útil del proyecto. Si la firma elige hacer una inversión I^c en un proyecto con almacenamiento, obtendrá los beneficios descontados B^c provenientes de la operación dicho proyecto durante toda su vida útil.

El costo inicial de invertir en una planta sin almacenamiento es menor al de invertir en la misma planta incorporando un sistema de almacenamiento, $I^s < I^c$, por lo que el valor de un proyecto con almacenamiento será mayor al de un proyecto sin almacenamiento solo si los beneficios de operar dicho proyecto son significativamente mayores a los que se recibirían operando una planta sin almacenamiento.

Dada la reducción significativa de los costos en generación de energía usando fuentes renovables ¹ y dados los diversos estímulos otorgados a dichos generadores a partir de la reforma energética mexicana de 2013 ², se parte de que invertir en plantas de generación de energías limpias, sin sistema de almacenamiento, es económicamente viable para las firmas

¹<https://www.irena.org/newsroom/articles/2020/Jun/How-Falling-Costs-Make-Renewables-a-Cost-effective-Investment>

²Prospectiva de Energías Renovables 2016-2030, SENER.

Se nombran a las siguientes variables:

P_h : Precio de la energía por KWh durante la hora h del día $h=1, 2, \dots, 24$

E_h : Energía producida durante la hora h del día, en KWh.

CG_h : Costo de generación de energía en la planta fotovoltaica durante la hora h del día, en pesos.

CC_h : Costo de carga del sistema de almacenamiento durante la hora h del día, en pesos.

CD_h : Costo de descarga del sistema de almacenamiento durante la hora h del día, en pesos.

η : Eficiencia conjunta de carga y descarga del sistema de almacenamiento, en porcentaje.

Bajo este contexto, el beneficio diario de una planta sin almacenamiento es:

$$BD^s = \sum_{h=a}^b (E_h P_h - CG_h) \quad (5.4)$$

Mientras que el beneficio por día para una planta con almacenamiento es:

$$BD^c = - \sum_{h=a}^{a+j} (CC_h + CG_h) + \sum_{h=a+j+1}^b (E_h P_h - CG_h) + \sum_{h=k}^{k+m} (E_{h-d} P_h - CD_h) \quad (5.5)$$

Cabe señalar que en este trabajo solo se contemplan los ingresos por motivo de la comercialización de energía eléctrica bajo el esquema descrito, no se incluye alguna otra forma de ingreso ni el pago de impuestos o alguna otra cuota.

5.3 Simulación de precios

De acuerdo con Paraschiv et al., (2015), existen diferentes métodos teóricos que pueden ser aplicados en la simulación de precios de la electricidad, según la pregunta de investigación lo requiera. Esto genera que no sea posible comparar directamente entre ellos, dado que cada método tiene fortalezas y debilidades específicas.

Uno de los modelos matemáticos financieros más aplicados para precios de electricidad es el Movimiento Browniano Geométrico. Johansson (2010) señala que un Movimiento Browniano Geométrico que fluctúa en torno a una media aproximada y con alta volatilidad es una aproximación razonable para precios de la electricidad.

Sea $Z = \{Z_t : t \in (0, \infty)\}$ un movimiento Browniano estándar, es decir, es un proceso estocástico que satisface las siguientes condiciones:

- a) $Z_0 = 0$.
- b) Para $s, t \in (0, \infty)$ con $s < t$, la distribución de $Z_t - Z_s$ es la misma de Z_{t-s} .
- c) Tiene incrementos independientes. Para $t_1, t_2, \dots, t_n \in (0, \infty)$ con $t_1 < t_2 < \dots < t_n$, las variables aleatorias $Z_{t_1}, Z_{t_2} - Z_{t_1}, \dots, Z_{t_n} - Z_{t_{n-1}}$ son independientes.
- d) Z_t tiene distribución normal con media 0 y varianza t , $t \in (0, \infty)$.
- e) Z_t es un proceso continuo en $(0, \infty)$.

Entonces el proceso estocástico $\left\{ \left(\mu - \frac{\sigma^2}{2} \right) t + \sigma Z_t : t \in (0, \infty) \right\}$ es un movimiento Browniano con tendencia $\mu - \frac{\sigma^2}{2}$ y escala σ . Un movimiento Browniano geométrico es una transformación exponencial de este proceso, que siempre genera valores positivos, lo cuál es deseable al modelar precios.

$$S_t = S_0 e^{(\mu - \frac{1}{2}\sigma^2)t + \sigma Z_t} \quad (5.6)$$

El proceso estocástico S_t es un movimiento Browniano geométrico con parámetro de tendencia igual a $\mu_p = \mu - \frac{\sigma^2}{2}$ y término de volatilidad σ , $\mu \in \mathfrak{R}^+$ y $\sigma_p \in (0, \infty)$ (Nwafor & Oyedele, 2017).

En el presente trabajo se modelan los precios de la electricidad a partir del proceso S_t , que, además, satisface la ecuación diferencial estocástica:

$$dS_t = \mu S_t dt + \sigma S_t dZ_t \quad (5.7)$$

Donde:

S_t es el precio de la electricidad en el tiempo t .

μ es la tasa de crecimiento esperada en los precios.

σ es un término de volatilidad o desviación estándar.

dZ_t sigue un proceso Wiener ³.

Sea T la vida útil del proyecto, entonces, dado un precio inicial P_0 conocido, es posible pronosticar los valores que tomarán los precios en cada periodo $t = 0, t = 1, \dots, t = T$, durante toda la vida útil del proyecto.

³ Un proceso Wiener cumple con:

$W_0 = 0$.

W_t es continuo.

W_t tiene incrementos con $W_t - W_s \sim N(0, t - s)$ para $0 < s < t$.

Se supone que los costos de generación y almacenamiento se mantienen constantes en el tiempo, esto quiere decir que conocer el precio de la energía eléctrica en el mercado S_t para toda $t \in (0, T)$, permite conocer también el beneficio del inversionista si invierte en un proyecto sin almacenamiento, B_t^s , o bien, si decidiera invertir en uno con almacenamiento B_t^c , a lo largo de todos los periodos utilizando las expresiones 5.4 y 5.5.

Se emplean simulaciones de Monte Carlo para formar posibles trayectorias de precios y así estimar el flujo esperado de beneficios que recibe la firma. En el presente trabajo se realizaron 3000 simulaciones, con lo que fue posible determinar el valor esperado de los beneficios para cada periodo $t \in (0, T)$, descontando a una tasa e^{-rt} los beneficios obtenidos al tiempo t . Esto hace posible estimar el valor presente del proyecto para el inversionista tanto si decidiera invertir en un proyecto sin almacenamiento como si lo hiciera en uno con almacenamiento. El valor del proyecto es igual a la suma de todos los beneficios esperados a lo largo de la vida útil del proyecto, B_E^s o B_E^c , dependiendo del tipo de proyecto en el que se invierta, y restando el monto de inversión inicial correspondiente, I^s o I^c .

$$V^s = B_E^s(t_0) - I^s \quad (5.8)$$

$$V^c = B_E^c(t_0) - I^c \quad (5.9)$$

Donde $B_E^s(t_0) = \sum_{t=1}^T e^{-rt} B_t^s$ y $B_E^c(t_0) = \sum_{t=1}^T e^{-rt} B_t^c$.

Por lo tanto, el valor para inversionista de invertir en un proyecto de generación usando energía renovable, específicamente fotovoltaica es:

$$V(t_0) = \text{Max}_{s,c} E[V^s, V^c] \quad (5.10)$$

5.4 Simulación de beneficios

Siguiendo a Moon, (2014) para introducir la incertidumbre en el precio de mercado de la energía eléctrica podemos asumir que la función de beneficio sigue un movimiento Browniano geométrico en \mathfrak{R}^+ en el tiempo, que en tiempo continuo se formula como:

$$B_t = B_0 e^{(\mu - \frac{1}{2}\sigma^2)t + \sigma Z_t} \quad (5.11)$$

El proceso estocástico B_t es un movimiento Browniano geométrico con parámetro de tendencia igual a $\mu_B = \mu - \frac{\sigma^2}{2}$ y término de volatilidad σ , $\mu \in \mathfrak{R}^+$ y $\sigma_B \in (0, \infty)$ y que satisface la siguiente ecuación diferencial estocástica.

$$dB_t = \mu B_t dt + \sigma B_t dZ_t \quad (5.12)$$

Donde:

B_t es el beneficio que recibe la firma en el tiempo t proveniente de la venta de energía eléctrica a la red.

μ es la tasa de crecimiento esperada en los beneficios.

σ es un término de volatilidad o desviación estándar.

dZ_t sigue un proceso Wiener.

En este trabajo, se distinguen dos procesos de beneficios, B_t^s y B_t^c :

$$B_t^s = B_0^s e^{\left(\mu - \frac{\sigma_B^s}{2}\right)t + \sigma_B^s Z_t} \quad (5.13)$$

$$B_t^c = B_0^c e^{\left(\mu - \frac{\sigma_B^c}{2}\right)t + \sigma_B^c Z_t} \quad (5.14)$$

Es importante aclarar la diferencia entre estos dos procesos y sus parámetros. El proceso estocástico B_t^s describe los beneficios que recibe en el tiempo un inversionista que invierte en un proyecto sin almacenamiento y es un movimiento Browniano geométrico con parámetro de tendencia igual a $\mu_B^s = \mu - \frac{\sigma_B^s}{2}$ y término de volatilidad σ_B^s , $\mu \in \mathfrak{R}^+$ y $\sigma_B^s \in (0, \infty)$. Por otra parte B_t^c es el proceso de los beneficios que recibe en el tiempo una firma que invierte en un proyecto con almacenamiento y es un movimiento Browniano geométrico con parámetro de tendencia igual a $\mu_B^c = \mu - \frac{\sigma_B^c}{2}$ y término de volatilidad σ_B^c , $\mu \in \mathfrak{R}^+$ y $\sigma_B^c \in (0, \infty)$.

Por simplicidad, en este trabajo se realizan estimaciones de B_t^s y B_t^c considerando que $\mu_B^s = \mu_B^c = \mu_B$ y que $\sigma_B^s = \sigma_B^c = \sigma_B$, pero cabe señalar que dado un escenario real estos parámetros no son necesariamente iguales, ya que podrían haber factores que incidan en el valor de proyectos con almacenamiento pero que no lo hagan en el de proyectos sin almacenamiento, tal como cambios en la eficiencia de los sistemas de almacenamiento, cambios en los costos de almacenamiento o bien subsidios otorgados a energía proveniente de generación limpia y almacenada en sistemas de almacenamiento.

Una vez obtenido el flujo de beneficios en el tiempo, el valor de invertir en cada tipo de proyecto y el valor de invertir en un proyecto de generación a partir de energía fotovoltaica, se determinan de manera análoga a las expresiones 5.8, 5.9 y 5.10 de la simulación de precios.

Capítulo 6

Datos

A continuación se describen los datos empleados para ajustar y calibrar el modelo. En general se considera un proyecto de generación con energía solar fotovoltaica el cual puede o no estar acoplado a un sistema de almacenamiento de aire comprimido avanzado adiabático, AA-CAES, el cuál permite asumir que los costos variables de almacenamiento no son significativos ya que, a diferencia del sistema de almacenamiento de aire comprimido convencional, no integra los precios cambiantes del gas natural a la dinámica de sus costos de operación (Hammann et al., 2017).

6.1 Inversión inicial

El valor de la inversión inicial requerida para la planta de generación fotovoltaica empleado se tomó del proyecto de diseño, construcción, equipamiento, instalación, operación y mantenimiento de la central fotovoltaica Tastiota, en el estado de Sonora, otorgado a Canadian Solar Energy México a través de la tercera subasta eléctrica de largo plazo de 2017 del CENACE ¹.

El proyecto consiste en un parque fotovoltaico con una capacidad de 100 MW, una generación de energía estimada de 235,640 MWh/año, y una inversión inicial estimada de \$ 2,119,900,000.00. La zona de precio para dicha planta es la zona de Hermosillo y el plazo del contrato es de 15 años.

De acuerdo a IRENA (2017), los costos de instalación de un sistema de almacenamiento con aire comprimido de un proyecto típico para 2016 se estima en USD 53/kWh, lo que

¹<https://www.proyectosmexico.gob.mx>

genera una inversión inicial estimada de \$ 432,069,144.00 para el sistema de almacenamiento. En ese sentido, se considera una inversión inicial para la planta sin almacenamiento, I^s , de \$ 2,119,900,000.00., para el caso con almacenamiento se considera una inversión inicial, I^c , de \$ 2,551,969,144.00.

Cabe señalar que los costos de instalación para sistemas de almacenamiento de aire comprimido varían significativamente dependiendo de las condiciones geográficas específicas de cada proyecto y de la capacidad del mismo, además de que el modelo descrito previamente permite considerar cualquier otro sistema de almacenamiento para el que se considere que los costos de operación y mantenimiento son conocidos para el tiempo de vida del proyecto.

6.2 Vida útil del proyecto

Se considera que 25 años es un tiempo de vida conservador para un sistema fotovoltaico (Raugei et al., 2017). A pesar de que los sistemas de almacenamiento pudiesen tener un periodo de vida mayor, en este trabajo se considera un tiempo de vida de 25 años para ambos tipos de proyecto puesto que la planta de generación y el sistema de almacenamiento funcionarán conjuntamente.

6.3 Precios de la electricidad

Para calibrar el modelo, se estiman los beneficios que se obtendrían por una planta de generación sin almacenamiento y con almacenamiento utilizando el histórico de los precios en nodos distribuidos (PND) por hora reportados por el CENACE para el periodo (2016 – 2020) para la región de Hermosillo del Mercado del Día en Adelanto (MDA). Los PND se definen como los precios medios ponderados en cada Zona de Carga ².

Los precios nominales se transformaron a precios en pesos de enero de 2021 deflactando con el INPC.

La tendencia muestral estimada de los precios para la región de Hermosillo es ligeramente negativa $\mu_p = -0.00147$ y la volatilidad muestral diaria es muy alta, $\sigma_p = 6.835$. Para este

²<https://www.cenace.gob.mx>

trabajo se tomará como base una tendencia igual a 0 y una volatilidad del 10%, similar al valor reportado para el mercado CAISO de California, con el cual se comercializa energía en la zona noroeste de México, el cual se encuentra al rededor del 12% (Agundez, 2018). A su vez, esta tendencia y volatilidad son empleadas como base para la estimación de los procesos que siguen los beneficios del proyecto sin y con almacenamiento.

6.4 Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento no han cobrado gran relevancia cuando hablamos de generación de energía solar fotovoltaica. Sin embargo, la rápida caída en los costos de instalación en los últimos años ha generado que la participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos totales de la energía solar fotovoltaica se incremente significativamente (IRENA, 2018).

Se estima que para plantas fotovoltaicas de gran escala en Estados Unidos los costos de operación y mantenimiento se encuentren entre 10 USD/KW y 18 USD/KW, esto de acuerdo a lo que se ha reportado en IRENA (2016). En este trabajo se considera un costo de operación y mantenimiento igual a USD 15 USD/KW, un valor dentro del intervalo reportado, y a partir de los datos base del proyecto se estima un costo de operación y mantenimiento igual a \$ 12,974.56. por cada hora que se genera energía eléctrica en la planta.

Para calcular los costos de operación y mantenimiento de un sistema de almacenamiento se sigue lo informado por Madlener & Latz, (2013), quienes reportan un costo variable de operación de 0.003 €/ KWh y un costo de operación fijo de 10 €/ KW por año para un sistema de almacenamiento de aire comprimido avanzado de 90 KW de capacidad y cuyo aire comprimido se almacena en una caverna. Para este trabajo se estima un costo de operación y mantenimiento de \$ 8,357.06 por cada hora de operación del sistema de almacenamiento.

6.5 Tasa de descuento

Por simplicidad se emplea la tasa CETES 28 días para descontar los beneficios obtenidos por la firma a medida que avanzan los meses. La tasa empleada es la reportada por el Banco de México el día 31 de diciembre del año 2020 con un valor de 4.24 %. Se supone también que la tasa de descuento considerada permanece constante a lo largo de la vida útil del proyecto.

6.6 Eficiencia

Se toma como caso base una eficiencia para el sistema de almacenamiento igual a 80 %, la cual corresponde a un valor ligeramente más optimista que el reportado por (Mozayeni et al., 2017), quienes reportan que un sistema AA-CAES puede llegar a alcanzar una eficiencia de hasta 74 %. Se hizo variar este porcentaje desde 60 hasta 100 %. Sin embargo, al variar los parámetros de tendencia y volatilidad, se mantiene fijo en 80 %.

6.7 Operación de la planta de generación y el sistema de almacenamiento

Arancibia-Bulnes et al., (2014) señalan que en la zona de Hermosillo se ha medido valores altos de radiación solar del orden de $7.8KWh/m^2/día$, lo que es excelente para la aplicación de generación solar.

La curva teórica de irradiación global indica que a las 12 horas se tiene la mayor cantidad de irradiación, y las horas que le siguen en nivel de irradiación son las que están a su alrededor. La generación de energía y la potencia del sistema muestra un desempeño similar, con la diferencia de que la producción es cero mientras el sistema en conjunto no sobrepase las condiciones mínimas de operación (Novoa, 2015).

De la Peña (2016) encuentra que, para el caso de Carolina del Norte, durante el invierno, es decir, en días con menores horas de sol disponible, durante las 7 horas al rededor del medio día se produce más del 90 % de la producción diaria en una planta fotovoltaica que genera energía durante 11 horas diarias.

El potencial de producción de electricidad de un sistema fotovoltaico, además de la irradiación solar, depende de las condiciones meteorológicas, topográficas, prescencia de polvo y sombras y de los componentes técnicos del sistema de generación. Una evaluación detallada resulta compleja, por lo que la estimación del potencial fotovoltaico adopta una metodología simplificada, basada en estándares internacionales y avalada por la Asociación Nacional de Energía Solar.³

Por simplicidad, en este trabajo se propone un tiempo de funcionamiento diario fijo de 7

³https://dgel.energia.gob.mx/azel/Methodologias/Methodologia_energia_solar.html

horas al rededor del medio día, aunque, en realidad, la estimación de las horas de producción es exhaustiva. Para este caso, una planta sin almacenamiento generará energía a partir de la hora 9 hasta la hora 15 y al mismo tiempo debe integrar la energía que genera a la red eléctrica, como se aprecia en la Figura 6.1. Una planta con almacenamiento también generará energía durante esas mismas 7 horas, con la diferencia que, durante las primeras 4 horas de generación, se carga el sistema de almacenamiento y a partir de la hora 16 del día lo descarga a la red durante 4 horas, como se aprecia en la Figura 6.2.

Figura 6.1. Demanda de energía promedio por hora en la zona Noroeste en el año 2020 y operación de planta sin almacenamiento

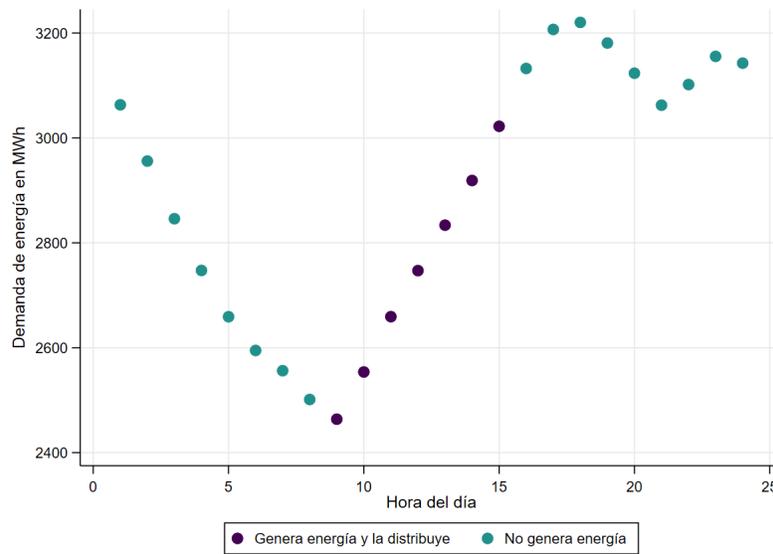
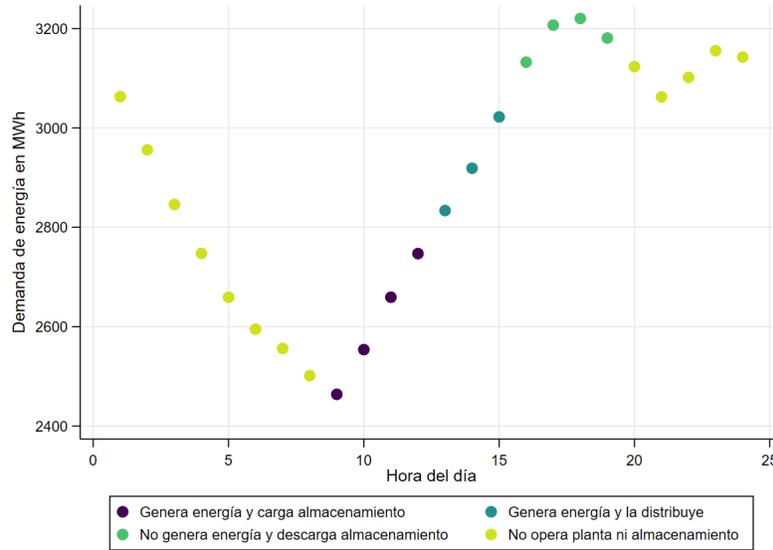


Figura 6.2. Demanda de energía promedio por hora en la zona Noroeste en el año 2020 y operación de planta con almacenamiento



6.8 Valores iniciales para simulación de precios

Para realizar las simulaciones y estimar los beneficios obtenidos por un proyecto con almacenamiento, se estimaron 3 precios iniciales S_0^l , S_0^m y S_0^h . S_0^l corresponde al precio promedio diario observado en el horario de generación y carga del almacenamiento. S_0^m es el precio promedio diario para el horario de generación e integración de la energía a la red. S_0^h corresponde al precio promedio durante las horas de descarga del almacenamiento. Cada estimación se hizo con los precios obtenidos del CENACE para el periodo antes del choque a la demanda ocurrido por la pandemia del Covid-19.

Para el caso sin almacenamiento se realizó el mismo procedimiento, sólo que en este caso s_0^h pierde relevancia.

6.9 Valores iniciales para simulación de beneficios

Análogamente, se estimó el beneficio diario promedio que obtendría una planta sin almacenamiento B_0^s , así como los que obtendría una planta con almacenamiento B_0^c con la serie de precios disponibles.

6.10 Resumen

Cuadro 6.1. Parámetros base para las simulaciones

Parámetro, <i>unidad</i>	Valor
Inversión inicial en planta sin almacenamiento, <i>millones de pesos</i>	2,119.9
Inversión inicial en planta con almacenamiento, <i>millones de pesos</i>	2,551.97
Tiempo de vida del proyecto, <i>años</i>	25
Energía generada por hora, <i>MWh</i>	92.22
Costo de generación de energía, <i>pesos/hora</i>	12,974.56
Costo de cargar o descargar almacenamiento, <i>pesos/hora</i>	8,344.72
Tasa de descuento anual	0.9585
Tiempo de generación de la planta por día, <i>horas</i>	7
Tiempo de carga del almacenamiento por día, <i>horas</i>	4
Tiempo de descarga del almacenamiento por día, <i>horas</i>	4
S_0^l , <i>\$/MWh</i>	857.85
S_0^m , <i>\$/MWh</i>	1,067.50
S_0^h , <i>\$/MWh</i>	1,256.21
B_0^s , <i>miles de pesos/día</i>	518.66
B_0^c , <i>miles de pesos/día</i>	537.73
Eficiencia del sistema de almacenamiento	0.8
σ_p	0.1
σ_B	0.1
μ_p	0
μ_B	0

Para calcular el valor de la inversión realizada tanto en el proyecto base, como para cada variación en los parámetros, se estiman los valores esperados de precios y beneficios realizando 3000 simulaciones de Monte Carlo para cada estimación.

Capítulo 7

Resultados

El precio de la energía eléctrica determina en gran medida los beneficios que una firma generadora de energía eléctrica puede alcanzar. En este apartado, se ilustra cómo cambios en la tendencia y la volatilidad de los procesos que describen los precios de la energía repercuten en el valor del proyecto de energía renovable con y sin almacenamiento, así como en la diferencia existente entre el valor de ambos proyectos.

Se puede esperar que, si el mercado de generación y almacenamiento se vuelve más competitivo, los precios de la electricidad disminuyan. Por otra parte, se pronostica una tasa de crecimiento media anual de 2.6 % en la demanda de energía para la próxima década¹, lo que presionaría los precios al alza.

Moon (2014) encuentra que ante una elevada volatilidad en los precios de la electricidad, lo óptimo para los inversionistas es esperar para invertir en un sistema de almacenamiento de energía. En ese sentido, los reguladores y gobernantes pueden adoptar mecanismos de política que disminuyan la volatilidad en los precios para incentivar así la inversión en proyectos de almacenamiento en el corto plazo, fijando precios mínimos de compra de energía proveniente de sistemas de almacenamiento, similar al esquema Feed in Tariff, en el cual, se paga una cantidad fija de dinero por unidad de electricidad renovable al productor de energía renovable, independientemente del valor de mercado. La tarifa actúa como incentivo para compensar los mayores costos (Behrens et al., 2016).

Para el caso planteado en este trabajo, el costo de oportunidad de invertir en una planta de generación con almacenamiento está determinado por el valor de invertir en un

¹SENER PRODESEN 2020-2034. <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2019-2033-221654>

proyecto sin almacenamiento. La diferencia de valor entre ambas opciones de proyecto esta determinada por los costos derivados del sistema de almacenamiento y por la diferencia existente entre los ingresos que obtendrían si la firma genera energía por la mañana y la almacena para comercializarla durante la noche a precios más altos que los de la mañana y los ingresos que obtendría si la energía que produce durante la mañana fuese comercializada en ese momento.

En primer lugar, se modela el precio de la electricidad como un proceso estocástico que determina los beneficios que se obtendrían si la firma invierte en una planta de generación fotovoltaica sin almacenamiento y los que se obtendrían en caso de invertir en una con almacenamiento.

En segundo lugar, como lo sugiere Moon (2014), los beneficios de una firma que invierte un almacenamiento de energía también pueden describirse mediante un proceso estocástico con tendencia y volatilidad constantes. Este proceso captura el hecho de que la tendencia de los beneficios obtenidos por la firma que invierte en una planta con almacenamiento no dependen exclusivamente del precio de la electricidad. La existencia de una tendencia esperada en los costos de almacenamiento para próximos periodos no afecta los beneficios de la firma si invierte en una planta sin almacenamiento, pero sí lo hace si invierte en una planta con almacenamiento.

Modelar los beneficios de las firmas que invierten en plantas sin y con almacenamientos como procesos estocásticos distintos indica que, dado el mismo escenario inicial, no necesariamente se espera que ambos procesos tengan la misma tendencia ni la misma volatilidad a lo largo del tiempo de vida de los proyectos.

Un incremento esperado en los precios de la electricidad representa que los beneficios de firmas que invierten en plantas sin almacenamiento como en plantas con almacenamiento muestren una tendencia al alza. Sin embargo, si además se espera que los costos de almacenamiento disminuyan con el tiempo, la tendencia de los beneficios para plantas con almacenamiento podría ser mayor que la tendencia para los beneficios de plantas sin almacenamiento. De igual manera, mejoras en la eficiencia de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento pueden incrementar la tendencia de los beneficios para la firma que decide invertir en un proyecto con almacenamiento, no así si decidiera invertir en una sin almacenamiento.

Primero se explora como cambia el valor de invertir en una planta de generación sin almacenamiento (V^s) y el valor de invertir en una planta con almacenamiento (V^c) a partir de cambios en la eficiencia del sistema de almacenamiento (η), la tendencia de los precios de la electricidad (μ_p) y la volatilidad de los precios de la electricidad (σ_p). Después se estima como cambia el valor de ambas opciones de inversión ante cambios en la tendencia (μ_B) y la volatilidad (σ_B) de los beneficios para ambos casos (sin almacenamiento y con almacenamiento).

Adicionalmente se calcula el valor de cada proyecto que se obtiene si se supusiera que no existe incertidumbre (VPN) en el mercado y que es posible predecir de manera simple los precios futuros.

7.1 Precios aleatorios

7.1.1 Eficiencia del sistema de almacenamiento

Previamente se ha mencionado que una planta con almacenamiento cargará el sistema durante las primeras horas de sol y lo descargará durante la noche. Es importante mencionar que las tecnologías actuales de almacenamiento no permiten descargar la misma cantidad de energía que se destinó a cargar dicho sistema, existe una pérdida que involucra a los proceso de carga y descarga de los sistemas y un parámetro de eficiencia asociado a esta pérdida, $\eta < 1$, que se refiere a la proporción de la energía destinada para cargar el almacenamiento que es posible descargar a la red posteriormente (Moon, 2014).

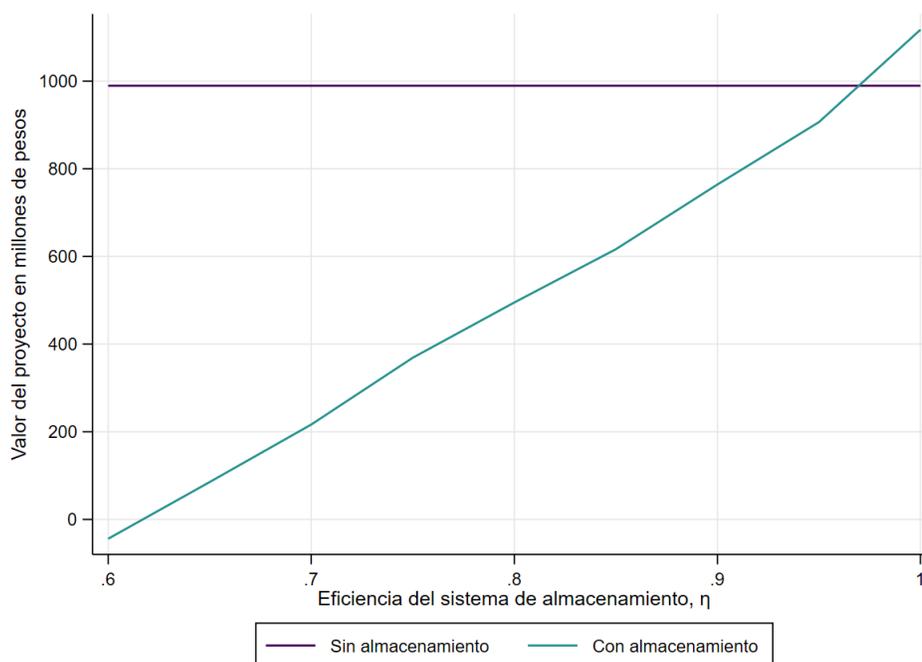
Se han reportado distintos valores para la eficiencia de los sistemas de almacenamiento que dependen de características específicas de cada sistema, así como del tipo de sistema empleado. Mozayeni et al., (2017) encuentran que un sistema AA-CAES puede alcanzar una eficiencia de hasta 74%.

Como se observe en el Cuadro 7.1, a partir de una eficiencia de 75%, un incremento de 5% se traduce en un incremento de al rededor del 20% en el valor de invertir en un proyecto con almacenamiento. El valor de invertir en un proyecto sin almacenamiento es notablemente más viable, sin embargo, a medida que se incrementa la eficiencia de almacenamiento, la diferencia en valor se reduce significativamente, incluso, si la eficiencia se acercara suficientemente al 100%, el signo de la diferencia se revierte.

Cuadro 7.1. Valor del proyecto (millones de pesos) a distintos niveles de eficiencia del sistema de almacenamiento

Eficiencia (η)	V^s	V^c	$V^s - V^c$	ΔV^c
60%	937.40	-44.10	981.50	-
65%	937.40	85.40	852.00	151.6 %
70%	937.40	217.00	720.40	60.7 %
75%	937.40	369.00	568.40	41.2 %
80%	937.40	495.00	442.40	25.5 %
85%	937.40	617.00	320.40	19.8 %
90%	937.40	764.00	173.40	19.2 %
95%	937.40	907.00	30.40	15.8 %
100%	937.40	1120.00	-182.60	19.0 %

Figura 7.1. Valor un proyecto con almacenamiento y uno sin almacenamiento para distintas eficiencias de almacenamiento



Si el sistema de almacenamiento alcanzara una eficiencia de al menos 97%, el inversionista podría llegar a estar indiferente entre invertir en un proyecto con o sin almacenamiento. Hoy eso resultaría inconcebible, pero es posible que las mejoras tecnológicas mejoren el desempeño de los sistemas de almacenamiento en las próximas décadas, como lo señala IRENA (2017).

7.1.2 Tendencia de los precios de la electricidad

En México, los precios de la electricidad mostraron una baja durante el año 2020 derivado de la caída de la demanda, causada por el confinamiento que se realizó como medida para interrumpir los contagios del COVID-19. A pesar de dicha situación, es de esperarse que eventualmente la actividad industrial se recupere tras la aplicación masiva de vacunas.

En un contexto en el que inversionista debe decidir si invertir o no en un proyecto de energías renovables con almacenamiento, toma relevancia la expectativa que exista sobre los precios de la electricidad durante las próximas décadas, a lo largo de la vida útil del proyecto.

Cuadro 7.2. Variación de la tendencia -0.05 - 0.05 y volatilidad 1 % - 10 % de los precios de la electricidad y valor del proyecto (millones de pesos), con $\eta = 0.8$

μ_p	$\sigma_p = 0.01$		$\sigma_p = 0.05$		$\sigma_p = 0.1$		VPN	
	V^s	V^c	V^s	V^c	V^s	V^c	VPN^s	VPN^c
-0.05	-460.80	-1075.54	-445.84	-1059.26	-376.57	-983.84	-462.79	-1077.72
-0.01	475.92	-55.73	524.68	-2.65	622.97	104.37	476.06	-55.58
-0.001	775.25	270.15	821.90	320.94	956.28	467.24	772.03	266.65
-0.0001	805.76	303.37	829.48	329.19	983.00	496.34	803.87	301.31
0	809.20	307.12	857.77	360.00	989.56	503.47	807.43	305.19
0.0001	814.64	313.03	847.78	349.11	979.34	492.34	811.00	309.08
0.001	845.00	346.09	879.33	383.47	1027.38	544.65	843.37	344.32
0.01	1193.77	725.80	1246.23	782.92	1427.82	980.62	1192.61	724.54
0.05	3525.38	3264.24	3610.99	3357.45	3944.80	3720.87	3515.65	3253.65

Cuadro 7.3. Variación de la tendencia -0.05 - 0.05 y volatilidad 15 % - 25 % de los precios de la electricidad y valor del proyecto (millones de pesos), con $\eta = 0.8$

μ_p	$\sigma_p = 0.15$		$\sigma_p = 0.20$		$\sigma_p = 0.25$		VPN	
	V^s	V^c	V^s	V^c	V^s	V^c	VPN^s	VPN^c
-0.05	-252.52	-848.78	-38.51	-615.80	305.48	-241.29	-462.79	-1077.72
-0.01	849.70	351.21	1134.38	661.15	1633.73	1204.79	476.06	-55.58
-0.001	1181.48	712.42	1561.38	1126.02	2077.94	1688.40	772.03	266.65
-0.0001	1265.48	803.87	1689.94	1265.98	2241.52	1866.49	803.87	301.31
0	1283.49	823.48	1542.96	1105.97	2149.86	1766.71	807.43	305.19
0.0001	1265.63	804.03	1519.03	1079.91	2164.01	1782.11	811.00	309.08
0.001	1273.92	813.06	1772.36	1355.71	2200.78	1822.14	843.37	344.32
0.01	1701.72	1278.81	2126.59	1741.37	2767.90	2439.57	1192.61	724.54
0.05	4556.24	4386.55	5464.53	5375.41	6658.00	6674.75	3515.65	3253.65

En las simulaciones realizadas se obtuvo, como se muestra en los Cuadros 7.2 y 7.3, que a mayor tendencia a la alza en los precios, el valor del proyecto para ambos casos se incrementa, esto debido a que los ingresos se incrementan a medida que pasan los periodos. En sentido contrario, una tendencia a la baja reduce el valor de la inversión en cualquiera de los casos.

La última columna de los Cuadros 7.2 y 7.3 muestra que, para toda tendencia, el valor que se obtiene si no se considera la incertidumbre del mercado, VPN , se encuentra subestimado para ambos tipos de proyecto.

7.1.3 Volatilidad de los precios de la electricidad

Al variar la volatilidad se muestra que a mayor volatilidad, los umbrales de ganancia se incrementan para ambos casos, por lo que a mayor volatilidad el valor del proyecto se incrementa para plantas con y sin almacenamiento.

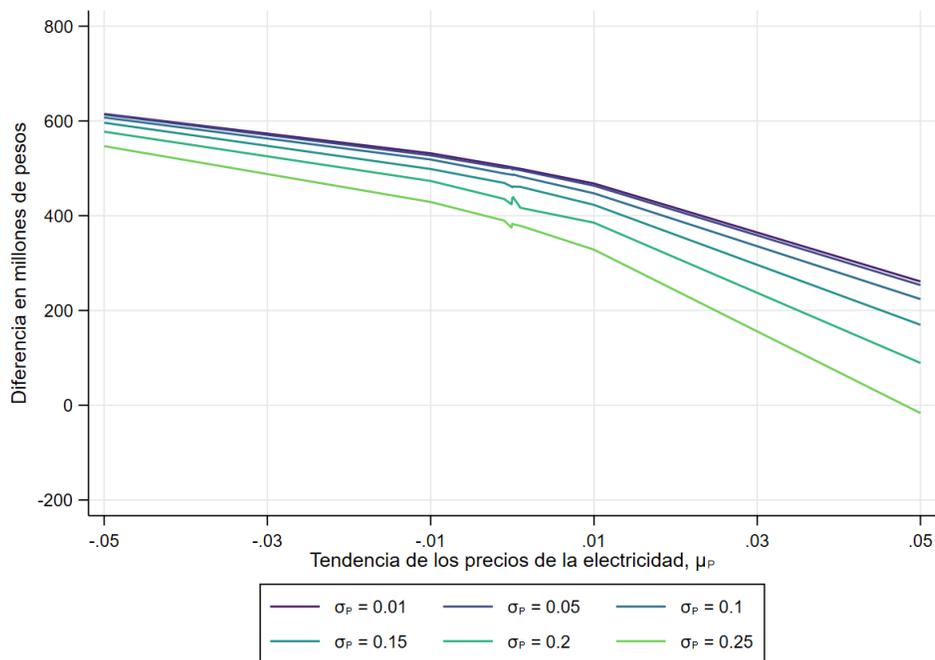
Estimando el VPN , es decir, sin considerar la incertidumbre en el mercado, se obtiene que el valor para ambos tipos de proyecto queda subestimado considerando cualquier nivel de volatilidad. También se observa que entre mayor sea el nivel de volatilidad, el valor del proyecto queda relativamente más subestimado con el VPN .

Cuadro 7.4. Diferencia de valor entre planta sin y con almacenamiento
 $(V^s - V^c)$, con $\eta = 0.8$, precios estocásticos

μ_p	$V^s - V^c$						VPN
	$\sigma_p = 0.01$	$\sigma_p = 0.05$	$\sigma_p = 0.1$	$\sigma_p = 0.15$	$\sigma_p = 0.20$	$\sigma_p = 0.25$	
-0.05	614.74	613.42	607.27	596.27	577.28	546.77	614.92
-0.01	531.65	527.32	518.60	498.49	473.24	428.94	531.64
-0.001	505.10	500.96	489.04	469.06	435.36	389.54	505.38
-0.0001	502.39	500.29	486.67	461.61	423.96	375.03	502.56
0	502.08	497.78	486.09	460.01	436.99	383.16	502.24
0.0001	501.60	498.66	486.99	461.60	439.12	381.90	501.93
0.001	498.91	495.86	482.73	460.86	416.64	378.64	499.05
0.01	467.97	463.32	447.21	422.91	385.22	328.33	468.07
0.05	261.14	253.54	223.93	169.69	89.12	-16.75	262.00

Otro aspecto a señalar es que, dadas una tendencia y una volatilidad en los precios, se observa que la diferencia entre el valor de ambos proyectos tiende a disminuir para valores altos de tendencia y de volatilidad, tal como se muestra en la Figura 7.2.

Figura 7.2. Diferencia en valor entre un proyecto con almacenamiento y uno sin almacenamiento $(V^s - V^c)$, con $\eta = 0.8$



Estos resultados pueden ser de interés tanto para los inversionista que deben elegir qué tipo de proyecto ejecutar tanto como para gobernantes que deseen incentivar la ejecución de proyectos con almacenamiento. Una volatilidad y tendencia bajas representan un alto costo de oportunidad para el inversionista que invierte en un proyecto con almacenamiento, el valor de invertir en una planta sin almacenamiento es mucho mayor, mientras que para el gobierno, esto indica que debe otorgar subsidios elevados a los inversionistas para que acepten ejecutar proyectos con almacenamiento.

7.2 Beneficios aleatorios

7.2.1 Tendencias y volatilidades iguales

En esta sección, se presentan los valores obtenidos para ambos casos de proyecto, consideran a los beneficios de la firma como un proceso estocástico a los largo del tiempo.

En general, dada una tendencia y una volatilidad, el valor estimado para un proyecto sin almacenamiento es menor que estimado por precios aleatorios, mientras que el valor estimado para un proyecto con almacenamiento es mayor que el estimado por precios aleatorios. Esto genera que la diferencia en valor sea menor para la estimación modelando los beneficios como proceso estocástico como se observa en la Figura 6.3.

7.2.1.1 Tendencia de los beneficios

Cabe mencionar que modelar los beneficios para ambos proyectos como procesos estocásticos por separado nos permite sugerir que los beneficios de una planta de generación sin almacenamiento y una con almacenamiento no siguen necesariamente la misma tendencia. Si se esperan incrementos en la eficiencia de almacenamiento o disminución en los costos de almacenamiento en el tiempo pueden causar que la tendencia sea mayor para aquellas plantas con almacenamiento.

Cuadro 7.5. Variación de la tendencia -0.05 - 0.05 y volatilidad 1 % - 10 % de los beneficios de la firma, valor del proyecto (en millones de pesos), con $\eta = 0.8$

μ_B	$\sigma_B = 0.01$		$\sigma_B = 0.05$		$\sigma_B = 0.1$		VPN	
	V^s	V^c	V^s	V^c	V^s	V^c	VPN^s	VPN^c
-0.05	-279.55	-643.95	-262.15	-625.92	-210.85	-572.73	-282.37	-646.88
-0.01	512.48	177.20	547.99	214.02	663.87	334.15	513.57	178.33
-0.001	763.59	437.54	797.24	472.42	924.04	603.89	764.49	438.47
-0.0001	790.16	465.09	826.53	502.79	944.00	624.59	791.49	466.46
0	797.22	472.41	821.46	497.54	937.40	617.74	794.51	469.59
0.0001	798.49	473.72	831.52	507.97	938.43	618.81	797.53	472.73
0.001	825.02	501.23	857.50	534.90	977.56	659.37	824.98	501.18
0.01	1122.18	809.31	1168.26	857.08	1289.02	982.28	1121.06	808.15
0.05	3098.93	2858.74	3205.24	2968.96	3415.02	3186.45	3090.50	2850.00

Cuadro 7.6. Variación de la tendencia -0.05 - 0.05 y volatilidad 15 % - 25 % de los beneficios de la firma, valor del proyecto (en millones de pesos)

μ_B	$\sigma_B = 0.15$		$\sigma_B = 0.20$		$\sigma_B = 0.25$		VPN	
	V^s	V^c	V^s	V^c	V^s	V^c	VPN^s	VPN^c
-0.05	-124.26	-482.96	70.66	-280.87	276.17	-67.81	-282.37	-646.88
-0.01	855.16	532.47	1109.86	796.54	1607.49	1312.47	513.57	178.33
-0.001	1117.88	804.86	1443.71	1142.67	1907.67	1623.69	764.49	438.47
-0.0001	1117.26	804.22	1505.46	1206.69	2006.81	1726.47	791.49	466.46
0	1178.35	867.55	1526.20	1228.19	2053.65	1775.03	794.51	469.59
0.0001	1170.19	859.08	1500.68	1201.73	1993.64	1712.82	797.53	472.73
0.001	1217.32	907.95	1571.88	1275.55	1998.38	1717.73	824.98	501.18
0.01	1570.38	1273.99	1984.51	1703.35	2426.79	2161.89	1121.06	808.15
0.05	3922.58	3712.68	4725.28	4544.89	5860.32	5721.67	3090.50	2850.00

7.2.1.2 Volatilidad de los beneficios

Dada una tendencia en los beneficios, se observa que, al incrementar la volatilidad, se incrementa el valor de ambas opciones de proyecto. Al igual que con la tendencia, cabe señalar que no necesariamente ambos procesos tendrán la misma volatilidad, un subsidio a través de precios fijo para energía proveniente de sistemas de almacenamiento podría

disminuir la incertidumbre para los beneficios de proyectos con almacenamiento. En sentido opuesto, una política de retiro de subsidios incrementaría la incertidumbre para los beneficios de dichos proyectos.

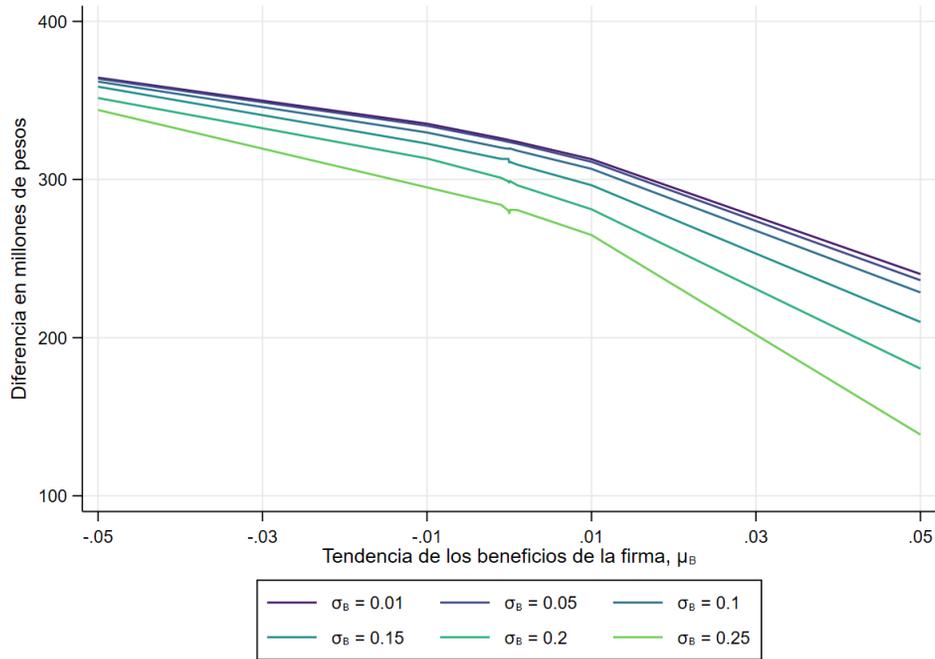
Nuevamente, el valor estimado a través del *VPN*, sin considerar incertidumbre, subestima el valor de ambos proyectos. Y, por otra parte se sobre-estima la diferencia de valor entre ambos tipos de proyecto para cualquier tendencia y volatilidad.

En el Cuadro 7.7 y en la Figura 7.3 se muestran las diferencias en valor de invertir en un proyecto sin almacenamiento a uno con almacenamiento, $(V^s - V^c)$, cuando la tendencia y la volatilidad son las mismas en el mercado para ambos tipos de proyecto.

Cuadro 7.7. Diferencia de valor entre planta sin y con almacenamiento
 $(V^s - V^c)$, con $\eta = 0.8$, beneficios estocásticos

μ_B	Diferencia en valor entre planta sin y con almacenamiento						VPN
	$\sigma_B = 0.01$	$\sigma_B = 0.05$	$\sigma_B = 0.1$	$\sigma_B = 0.15$	$\sigma_B = 0.20$	$\sigma_B = 0.25$	
-0.05	364.40	363.77	361.88	358.70	351.53	343.97	364.51
-0.01	335.28	333.98	329.72	322.69	313.32	295.02	335.24
-0.001	326.05	324.81	320.15	313.03	301.05	283.99	326.02
-0.0001	325.07	323.74	319.42	313.05	298.78	280.34	325.03
0	324.82	323.92	319.66	310.80	298.01	278.62	324.91
0.0001	324.77	323.55	319.62	311.10	298.95	280.83	324.80
0.001	323.79	322.60	318.18	309.37	296.33	280.65	323.79
0.01	312.87	311.17	306.73	296.39	281.16	264.90	312.91
0.05	240.19	236.28	228.57	209.90	180.39	138.66	240.50

Figura 7.3. Diferencia en valor entre un proyecto con almacenamiento y uno sin almacenamiento



7.2.2 Tendencias y volatilidades distintas

En la Figura 7.4 se ilustra la diferencia que existe entre el valor de un proyecto sin almacenamiento y el de uno con almacenamiento cuando la tendencia de los beneficios de una planta sin almacenamiento, representada por μ_B^s , es distinta a la tendencia de los beneficios de una planta con almacenamiento a la que se denota como μ_B^c . En el eje horizontal se encuentra la tendencia de un proyecto con almacenamiento, μ_B^c , cada curva corresponde a un nivel distinto de μ_B^s . En el eje vertical se encuentra la diferencia, $(V^s - V^c)$, entre el valor de ambos proyectos. La volatilidad en ambos casos es fija, $\sigma_B^s = \sigma_B^c = 0.1$.

Como se observa, en la medida que μ_B^s sea relativamente menor a μ_B^c , la diferencia tiende a reducirse, e incluso llega a cambiar de signo. Vemos que cuando la tendencia de los beneficios de un proyecto sin almacenamiento, μ_B^s , es igual a 0, el valor de un proyecto con almacenamiento iguala su valor cuando la tendencia en sus beneficios es aproximadamente 0.1, aclarando que esto ocurre si la volatilidad en ambos procesos de beneficios es del 10%.

Figura 7.4. Diferencia en valor entre un proyecto con almacenamiento y uno sin almacenamiento con distintas tendencias en los beneficios, $\sigma_B = 0.1$, $\eta = 0.8$

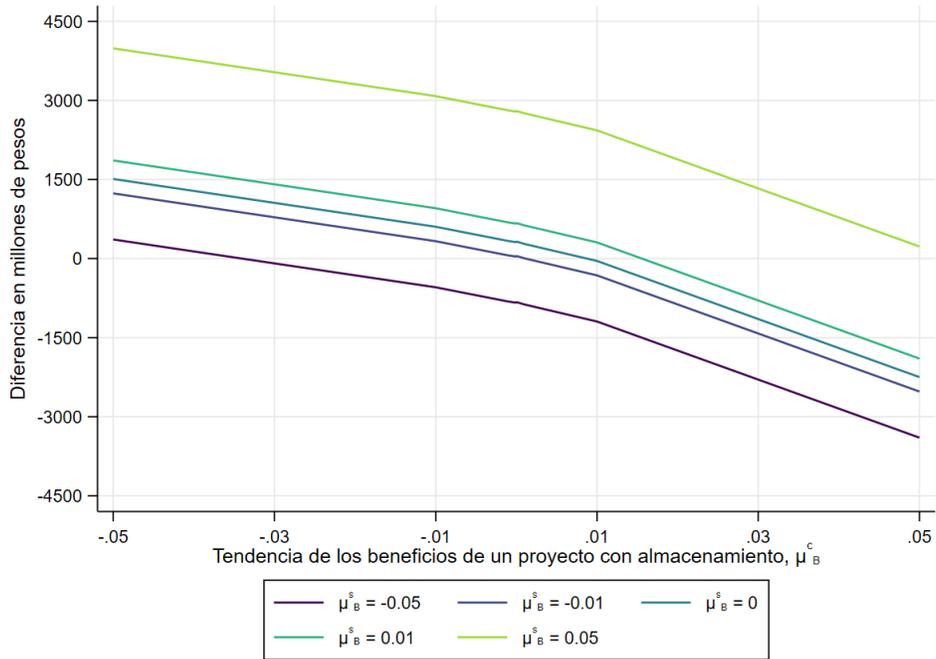
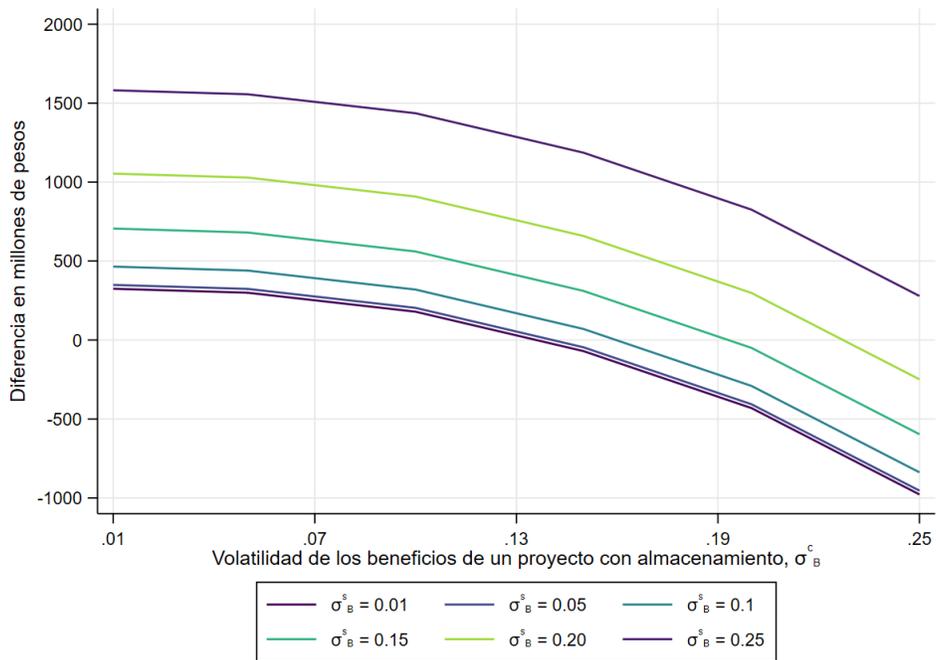


Figura 7.5. Diferencia en valor entre un proyecto con almacenamiento y uno sin almacenamiento con distintas volatilidades en los beneficios, $\mu_B = 0$, $\eta = 0.8$



De manera análoga, en la Figura 7.5 se presenta la diferencia que existe entre el valor de un proyecto sin almacenamiento y el de uno con almacenamiento cuando la volatilidad de los beneficios de una planta sin almacenamiento, σ_B^s , difiere a la volatilidad de los beneficios de una planta con almacenamiento a la que se denota σ_B^c . En el eje horizontal se registra la volatilidad de un proyecto con almacenamiento, σ_B^c , cada curva en la gráfica corresponde a un nivel distinto de σ_B^s . En el eje vertical se encuentra la diferencia ($V^s - V^c$), entre el valor de ambos proyectos. La tendencia en ambos casos permanece sin cambio, $\mu_B^s = \mu_B^c = 0$.

Se aprecia que en la medida que σ_B^s sea relativamente menor a σ_B^c , la diferencia tiende a reducirse, e incluso llega a cambiar de signo. Cuando la tendencia de los beneficios de un proyecto sin almacenamiento, μ_B , es igual a 0, si σ_B^c es igual a 0.1, el proyecto con almacenamiento iguala el valor de uno sin almacenamiento si la volatilidad en sus beneficios es aproximadamente 0.16.

En resumen, modelando de ambas formas el valor de proyectos con y sin almacenamiento, se obtiene que el proyecto sin almacenamiento tiene un valor considerablemente mayor para los casos base, esto puede cambiar si la tendencia y/o volatilidad de los beneficios esperados para una planta con almacenamiento fueran relativamente mayores a las de el proceso que describe los beneficios obtenidos por un inversionista que invierte en una planta sin almacenamiento.

Las autoridades en materia energética nacional e internacional podrían estar dispuestas a subsidiar la diferencia entre ambos proyectos dado que además del beneficio económico a los ejecutores del proyecto, una red de sistemas de almacenamiento trae consigo beneficios sociales relacionados con un funcionamiento adecuado de las redes eléctricas y una reducción en las concentraciones de gases de efecto invernadero gracias a la integración de mayor cantidad de energías limpias a las redes.

Capítulo 8

Conclusiones

En este trabajo, se emplea un enfoque de opciones reales para determinar si es económicamente viable para un inversionista en generación renovable incorporar un sistema de almacenamiento al proyecto de planta de generación.

Se estudió el caso de un proyecto de parque fotovoltaico en Sonora, México, asignado tras la tercera subasta eléctrica de corto plazo de 2017 y un caso hipotético de sistema de almacenamiento para dicha planta. Para la planta de generación, el modelo se calibró con los precios publicados por el Centro Nacional de Control de Energía desde 2016 para la zona de Hermosillo, Sonora y costos de operación tomados de la literatura. Para el sistema de almacenamiento, se emplearon datos encontrados en la literatura respecto a eficiencia, costos de inversión y costos de operación y mantenimiento.

En el modelo planteado, una planta sin almacenamiento debe integrar la energía generada a la red de manera inmediata a la generación. Por otra parte, cuando se tiene sistema de almacenamiento, la energía generada en horas con baja demanda y precios bajos se almacena y se integra a la red horas después, cuando la demanda es alta y los precios mayores. El inversionista se enfrenta a la opción de invertir hoy en una planta de generación renovable convencional sin almacenamiento o invertir en una con almacenamiento. Se considera que es viable invertir en una planta con sistema de almacenamiento sólo si el valor del proyecto es mayor al valor del proyecto sin almacenamiento.

El valor de cada proyecto esta determinado por la suma de los beneficios descontados obtenidos a lo largo de la vida útil del proyecto. En este trabajo, se consideran dos enfoques para la obtención del flujo esperado de beneficios, el primero consiste en modelar

los precios de la electricidad como un proceso estocástico con tendencia y volatilidad constantes, mientras que el segundo consiste en modelar los beneficios obtenidos en cada periodo como un proceso estocástico con tendencia y volatilidad constantes.

Basar la trayectoria de los beneficios de un proyecto de generación en la modelación estocástica de precios hace posible capturar cambios de largo plazo esperados el mercado de la energía, sin embargo, asume que los costos de operación y mantenimiento de generación y almacenamiento son constantes en cada periodo.

Por otra parte, la modelación estocástica de beneficios hace posible capturar, además, cambios esperados en los costos y desempeño de las tecnologías de generación y almacenamiento. Bajo este enfoque, es posible que los beneficios esperados de un proyecto tengan una tendencia distinta a la de los precios de mercado, y no sólo eso, sino que también se puede capturar que los beneficios esperados de una planta sin almacenamiento y con almacenamiento tengan tendencia y volatilidad distinta en el tiempo, esto podría reflejarse en la realidad tras legislaciones que reduzcan la incertidumbre para cualquiera de las dos opciones, cambios esperados en los costos de instalación, costos de operación y mantenimiento o en la eficiencia de los sistemas de almacenamiento.

Dados los precios de mercado, los costos de instalación, los costos de operación y mantenimiento, las características técnicas (vida útil, eficiencia) de las tecnologías de generación y almacenamiento actuales y la propuesta de operación conjunta de generación y almacenamiento descrita en este trabajo, se obtuvo, el día de hoy, aún es inviable para las firmas que invierten en plantas de generación con energías renovables incorporar sistemas de almacenamiento a sus proyectos.

Modelando los precios como proceso estocástico, para el caso base, con una volatilidad del 10%, tendencia igual a cero y eficiencia del 80% para el sistema de almacenamiento, se obtuvo que valor de invertir en una planta sin almacenamiento es mayor al de la opción con almacenamiento, el valor de invertir en una planta con almacenamiento representa sólo el 50.9% del valor de invertir en una sin almacenamiento. Mientras que, modelando los beneficios como proceso estocástico, asumiendo una volatilidad del 10% y una tendencia igual a cero para ambas opciones, se obtuvo que, el valor de invertir en una planta con almacenamiento representa sólo el 65.9% del valor de invertir en una sin almacenamiento. Variando el coeficiente de eficiencia, se obtiene que se necesitaría una eficiencia cercana al 100% para que sea mayor el valor de invertir en un proyecto con almacenamiento, misma

que aún no se obtiene con las tecnologías de almacenamiento de gran escala actuales.

Este trabajo proporciona una herramienta útil para determinar la viabilidad que tienen las firmas generadoras de electricidad con energías renovables de agregar sistemas de almacenamiento a sus plantas, dado el desempeño esperado del mercado de electricidad. El modelo podría adaptarse a otro tipo de planta de generación, a otras tecnologías de almacenamiento de energía y otras formas funcionales en el pronóstico de precios. Este tipo de herramientas resultan de gran utilidad en un entorno en el que se espera que tecnologías como las baterías de litio reduzcan sus costos entre un 40 - 50% (IRENA, 2016).

En resumen, para un inversionista privado es inviable invertir en la integración de sistemas de almacenamiento a las plantas de generación de energía renovable, sin embargo, el gobierno podría tener incentivos a otorgar subsidios a los sistemas de almacenamiento puesto que facilitaría la integración de mayor proporción de energías renovables a las redes, y con ello el cumplimiento de los compromisos adquiridos a través de tratados internacionales. El gobierno podría internalizar los beneficios sociales derivados de una mayor integración de energías limpias en materia de salud y calentamiento global, así mismo, contar con una red de sistemas de almacenamiento, le permitiría garantizar la calidad y la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, haciendo posible el uso de sistemas de rápida respuesta ante desviaciones en la frecuencia de la red (generadas por desbalances entre generación y carga) tal como el servicio de Contención Dinámica empleado por Reino Unido.¹

¹<https://www.energy-storage.news>

Bibliografía

- Agundez García, I. S. (2018). *Valuación económica de proyectos en energías renovables bajo el nuevo esquema de incentivos en México utilizando opciones reales*.
- Anaya, K. L., Pollitt, M. G. (2020). Reactive power procurement: A review of current trends. *Applied Energy*, 270, 114939.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114939>
- Arancibia-Bulnes, C. A., Peón-Anaya, R., Riveros-Rosas, D., Quiñones, J. J., Cabanillas, R. E., Estrada, C. A. (2014). Beam Solar Irradiation Assessment for Sonora, Mexico. *Energy Procedia*, 49, 2290–2296. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.03.242>
- Ballester, C., Furió, D. (2015). Effects of renewables on the stylized facts of electricity prices. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 1596–1609.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.168>
- Behrens, P., Rodrigues, J. F. D., Brás, T., Silva, C. (2016). Environmental, economic, and social impacts of feed-in tariffs: A Portuguese perspective 2000–2010. *Applied Energy*, 173, 309–319. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.04.044>
- Chattopadhyay, D., Frydas, N., Kramskaya, T., Tavoulaareas, E. (2019). Battery storage in developing countries: Key issues to consider. *The Electricity Journal*, 32(2), 1–6.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.tej.2019.01.012>
- De la Peña Carrascosa, J. (2016). *Estudio y desarrollo de una planta solar fotovoltaica*.
<http://oa.upm.es/44195/>
- Hammann, E., Madlener, R., Hilgers, C. (2017). Economic Feasibility of a Compressed Air Energy Storage System Under Market Uncertainty: A Real Options Approach. *Energy Procedia*, 105, 3798–3805. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.888>

- Horn, A., Kjærland, F., Molnár, P., Steen, B. W. (2015). The use of real option theory in Scandinavia's largest companies. *International Review of Financial Analysis*, 41, 74–81. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.irfa.2015.05.026>
- International Renewable Energy Agency. (2016). *The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025*
- International Renewable Energy Agency. (2017). *Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030*
- International Renewable Energy Agency. (2018). *Power generation costs in 2017*
- International Renewable Energy Agency. (2020). *Renewable power generation costs in 2019*
- Johansson, E. (2010). *Real Options in Energy Investments*.
- Kaminski, V. (2012). *Energy Markets*. Risk Books. <https://books.google.com.mx/books?id=jQ5ckgEACAAJ>
- Locatelli, G., Mancini, M., Lotti, G. (2020). A simple-to-implement real options method for the energy sector. *Energy*, 197, 117226. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117226>
- Madlener, R., Latz, J. (2013). Economics of centralized and decentralized compressed air energy storage for enhanced grid integration of wind power. *Applied Energy*, 101, 299–309. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.09.033>
- Moon, Y. (2014). Optimal Time to Invest Energy Storage System under Uncertainty Conditions. In *Energies* (Vol. 7, Issue 4). <https://doi.org/10.3390/en7042701>
- Mozayeni, H., Negnevitsky, M., Wang, X., Cao, F., Peng, X. (2017). Performance Study of an Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage System. *Energy Procedia*, 110, 71–76. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.108>
- Novoa Guamán, E. G. (2015). *Manual de operación y mantenimiento preventivo y correctivo para Parques fotovoltaicos en el Ecuador*.
- Paraschiv, F., Fleten, S.-E., Schürle, M. (2015). A spot-forward model for electricity prices with regime shifts. *Energy Economics*, 47, 142–153. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.11.003>

- Raugei, M., Sgouridis, S., Murphy, D., Fthenakis, V., Frischknecht, R., Breyer, C., Bardi, U., Barnhart, C., Buckley, A., Carbajales-Dale, M., Csala, D., de Wild-Scholten, M., Heath, G., Jæger-Waldau, A., Jones, C., Keller, A., Leccisi, E., Mancarella, P., Pearsall, N., ... Stolz, P. (2017). Energy Return on Energy Invested (ERoEI) for photovoltaic solar systems in regions of moderate insolation: A comprehensive response. *Energy Policy*, 102, 377–384. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.12.042>
- René Torrez, S.. (2008). Irradianza solar y temperatura del aire superficial en una atmósfera estática. *Revista Boliviana de Física*, 14(14), 116-120. Recuperado en 22 de mayo de 2021, de http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttextpid=S1562-38232008000100011lng=estlng=es.
- Rios, D., Blanco, G., Olsina, F. (2019). Integrating Real Options Analysis with long-term electricity market models. *Energy Economics*, 80, 188–205. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.12.023>
- Schwartz, E, Trigeorgis, L. (2001). *Real Options and Investment Under Uncertainty. Real Options and Investment under Uncertainty. Classical Readings and Recent Contributions.*
- Schwartz, Eduardo. (2013). The real options approach to valuation: challenges and opportunities. *Latin American Journal of Economics*, 50(2), 163–177. <http://www.jstor.org/stable/90003512>
- Weron, R. (2014). Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future. *International Journal of Forecasting*, 30(4), 1030–1081. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2014.08.008>
- Zhou, F., Page, L., Perrons, R. K., Zheng, Z., Washington, S. (2019). Long-term forecasts for energy commodities price: What the experts think. *Energy Economics*, 84, 104484. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.104484>