



Estrategia de cobertura mediante contratos *Forward* en el mercado eléctrico chileno

Mónica Paola Flórez Estrada

mpfloreze@hotmail.com

Julián Alberto Pareja Vasseur

jporejv@eafit.edu.co

Resumen

Los agentes generadores participantes en los mercados eléctricos se enfrentan a múltiples incertidumbres cuando definen su estrategia de comercialización, es decir, cuando deciden qué cantidades de su energía vender en contratos *Forward* y qué cantidades dejar para el mercado de oportunidad. En el chileno existen incertidumbres como la hidrología futura, los precios internacionales de combustibles, las restricciones de transmisión, la entrada de nueva capacidad de generación, entre otros que hacen que la decisión de las cantidades a contratar en cada segmento de mercado requiera una adecuada valoración de los riesgos y oportunidades existentes. El presente trabajo propone una metodología de valoración que puede seguir un futuro inversionista de la actividad de generación o un generador que recién ingresa al mercado chileno utilizando simulación Montecarlo, para decidir si contrata una porción de su energía en contratos *Forward* o si deja la totalidad de su producido en el mercado *Spot*. Esta valoración será un elemento fundamental para ser tenido en cuenta por el generador en la definición de su estrategia comercial para los años venideros y le permitirá decidir de una forma más estructurada, en qué momento del horizonte de análisis, y qué proporción de su energía producida puede comprometer a un precio fijo dependiendo del costo de oportunidad de la energía en el *Spot*.

Palabras clave

Cobertura, simulación Montecarlo, mercado *Spot* de electricidad, contratos *Forward*, mercado eléctrico chileno.

Abstract

Major players in electricity markets face many uncertainties when defining their marketing strategy, that is, when they decide what quantities of energy are to be sold on Forward contracts and what quantities to leave for the Spot market. The Chilean electricity market is no different as there are uncertainties like the future of hydrology, international fuel prices, transmission constraints, and the entry of new generation capacity, among others, that make that the decision to allocate quantities in each market segment require a proper assessment of risks and opportunities. This paper proposes a valuation through Montecarlo simulation methodology that can be followed by a future investor in the energy business or by a generator which has just entered the Chilean market, to decide whether to sell a portion of their energy into Forward contracts or to allocate their entire production on the Spot market. This valuation (applied using the above mentioned Montecarlo Simulation) will be a key element to be taken into account by the generator in defining business strategy for the coming years and will allow them to make a more informed decision regarding the starting date and the timeframe of contractual commitment and also what portion of its produced energy should be tolerated at a fixed price, depending on the opportunity cost of energy in the spot market.

Key words

Hedging, Montecarlo simulation, electricity Spot market, Forward contracts, Chilean electricity market.

1 Introducción

La toma de decisiones de un generador que opera o que tiene planeado operar en el mercado chileno en cuanto a estrategia comercial se refiere, está expuesta a una serie de variables de carácter tanto físicas como económicas que le imprimen riesgo e incertidumbre, como son, el comportamiento climático que afecta las afluencias hidrológicas por deshielo y la conducta de los vientos y la radiación solar, los precios nacionales e internacionales de los combustibles para generación, las restricciones de transmisión, los planes de expansión de los agentes participantes de la cadena de suministro. Estas incertidumbres pueden constituirse en oportunidades a la hora de definir la mezcla de cantidades que un generador comercializa en cada uno de los segmentos de mercado. Las operaciones de cobertura en mercados eléctricos no se pueden asemejar a las operaciones de cobertura en otros mercados, pues la energía eléctrica no puede ser almacenada (sólo como energía potencial en los embalses), además, es producida por tecnologías muy diversas con costos de producción de estructuras disímiles, su flujo está limitado por la capacidad de la red de transmisión (Lucia & Schwartz, 2002) y por tanto no permite utilizar los inventarios como portafolio ni utilizar arbitraje en la valoración; adicionalmente, existe incertidumbre en las cantidades producidas, sobretodo en energías renovables.

El presente trabajo enseña una metodología para emular el impacto de cada una de estas incertidumbres en el costo marginal del mercado *Spot* y en la generación proyectada, y valorar mediante las metodologías como la simulación Montecarlo, la posibilidad del generador de decidir en qué segmento de mercado (*Spot* o contratos) comercializar su energía producida, en qué proporción y para qué periodo hacerlo.

El documento está estructurado en seis secciones; la primera describe la situación o problema que enfrenta un inversionista del negocio de generación en el mercado chileno, luego se detalla la información que se tuvo disponible para resolver el problema; los desarrollos conceptuales y prácticos que se han hecho para resolver situaciones similares con base en el esquema de simulación, se encuentran en el tercer apartado; en el cuarto se detalla el método de solución que se llevó a cabo para lograr los objetivos; en el quinto apartado se presentan los resultados obtenidos y finalmente, en el sexto, se presentan una serie de conclusiones.

Por otro lado es importante mencionar que se estructuró una metodología que permitirá a un generador del mercado chileno diseñar su estrategia de cobertura tomando la decisión óptima, de acuerdo con un nivel de riesgo aceptable, entre comercializar parcial o totalmente la energía en contratos *Forward* o dejarla toda expuesta a la volatilidad del mercado *Spot* de electricidad y decidir el mejor horizonte para realizar dicha cobertura.

2 Situación en estudio - problema

2.1 Descripción general del mercado eléctrico chileno

El mercado eléctrico chileno está conformado por cuatro subsistemas: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC) y dos sistemas aislados, el sistema de Magallanes y el Sistema de Aysén. Estos dos últimos se ubican al sur de Chile en la región austral. De acuerdo con estadísticas publicadas por el CDEC-SIC (2013), el SIC está formado por las centrales de generación y el sistema de transmisión que opera desde la subestación Paposo, al norte hasta la isla de Chiloé, al sur. Es el mayor de los 4 subsistemas con una capacidad instalada de 14,147 MW a diciembre de 2013, de los cuales 7,880 MW son térmicos, 5,966 MW son hidráulicos, 293 MW son eólicos y 7 MW son de origen solar. El segundo subsistema en importancia es el SING con una capacidad instalada de 4,607 MW y que

según Saldías & Ullúa (2008) abastece principalmente el sector de la minería y está compuesto por generación térmica en su gran mayoría (99.7%). Los dos subsistemas aislados de Aysén y Magallanes tienen una capacidad instalada de 44 MW y 102 MW y atienden un pequeño porcentaje de la población, 0.6% y 1.0% respectivamente, lo cual se observa en la figura 1.

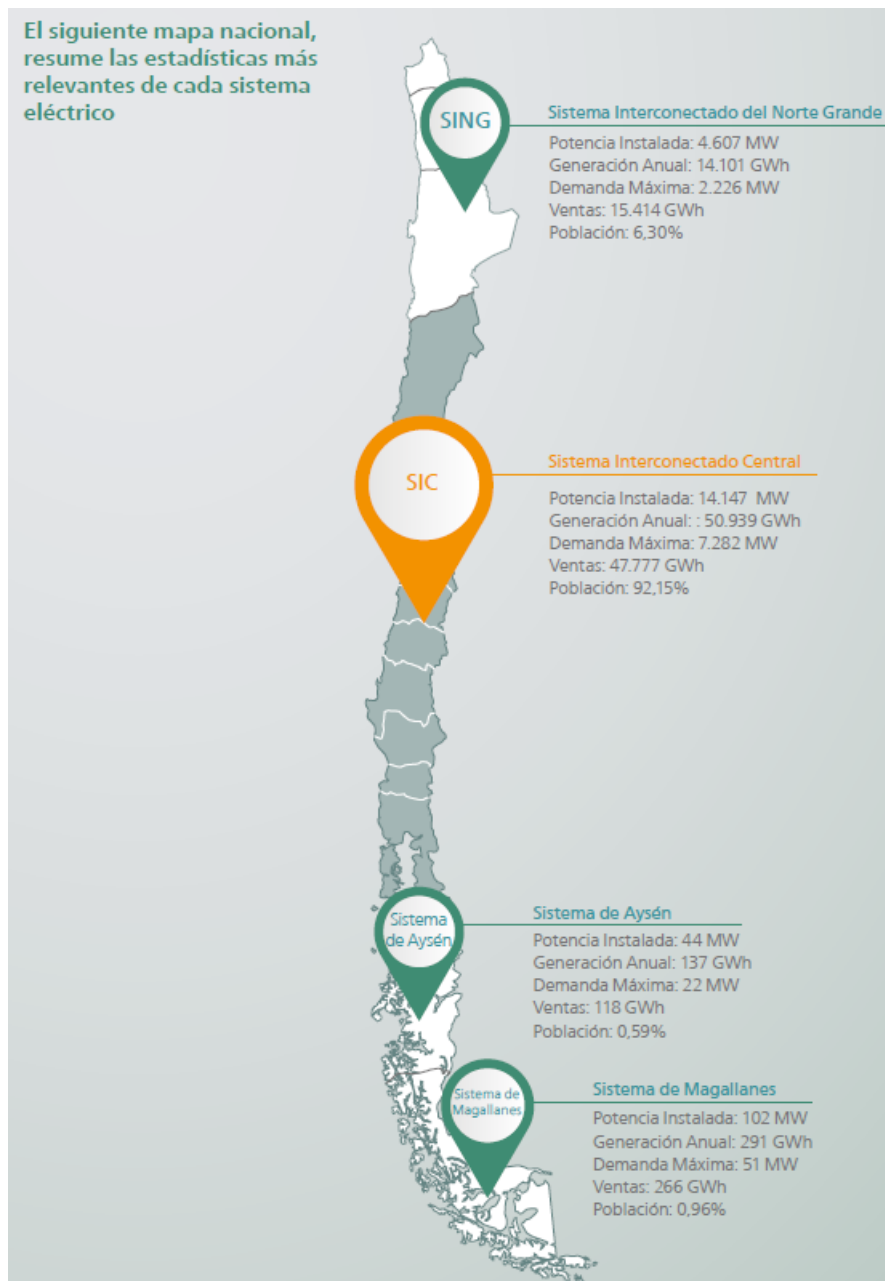


Figura 1. Principales estadísticas de los subsistemas eléctricos de Chile
Fuente: CDEC-SIC (2013)

El mercado eléctrico chileno funciona con el esquema marginalista con un precio por cada nodo del sistema (Saldías & Ullúa, 2008) en el cual los generadores declaran sus costos variables y son despachados mediante un modelo matemático hasta llenar la curva de demanda diaria con los recursos de generación que minimizan el costo total de operación. En el marco institucional chileno la función del Estado se limita a la regulación y fiscalización del esquema, realizar la planificación indicativa de la expansión en generación y garantizar el libre acceso a la transmisión troncal. Los agentes privados tienen la libertad de analizar las inversiones en generación desde el punto de vista de ubicación, capacidad instalada, tecnología, combustibles y fecha de ingreso al sistema, entre otros.

Geográficamente, este trabajo se centrará en el análisis del mercado eléctrico chileno enfocado principalmente en el SIC dado que allí se ubica la central de generación sobre la cual se evaluará la metodología planteada.

2.2 Incertidumbres para un generador en el mercado de Chile

Debido a la alta composición hidráulica y eólica del parque de generación en el SIC, 42.3% y 2.1% respectivamente, la variabilidad del costo marginal en el mercado *Spot* ha sido bastante alta pues está impactada por los ciclos climáticos que en los últimos cuatro años han producido el periodo reciente más seco en Chile.

Igualmente, la generación térmica que participa en el SIC está compuesta por centrales con tecnología a base de carbón, gas natural importado y derivados del petróleo (Fuel Oil N°6 y Diesel), cuyos precios dependen de los precios internacionales, toda vez que Chile no posee grandes reservas de estos combustibles. Por esta razón, los costos marginales del mercado eléctrico también están sujetos a las fluctuaciones de los precios internacionales en el mercado del Gas Natural Licuado - GNL, en el mercado de carbón y en el mercado de derivados del

petróleo. A la volatilidad de los precios internacionales de estos combustibles se le suma la incertidumbre en la disponibilidad del GNL, pues tal como lo afirman Jiménez & Albornoz (2013), es posible que este mercado internacional no se desarrolle tal y como se espera debido a restricciones en producción y/o exportaciones o porque se destine a otros mercados más convenientes desde el punto de vista económico como por ejemplo el mercado asiático.

Otro factor que agrega incertidumbre a la evolución futura de los costos marginales es el desarrollo del sistema de transmisión en el país austral, ya que se encuentra desfasado con relación a la expansión en generación, lo que ha provocado un desacople en los costos marginales de algunos de los nodos del país al presentar una alta concentración de generación de recursos renovables, que limitan poder evacuar su energía por los cuellos de botella en el sistema de transporte eléctrico. Esta situación hace que los costos marginales de los nodos congestionados sean muy inferiores en algunos períodos a los costos marginales de los nodos de referencia como se observa en la figura 2. En esta figura es posible identificar el costo marginal del nudo Don Goyo 220 kV que es sustancialmente inferior al costo marginal del nodo de referencia Quillota 220 kV en los períodos entre la 1 y las 7 p.m. para un día particular de julio de 2014. Este fenómeno desincentiva la inversión, principalmente de generadores de Energía Renovable No Convencional – ERNC, pues provoca que se les remunere la energía generada a un menor precio con respecto al costo de oportunidad de la energía en el SIC, producto de la baja capacidad del sistema de transmisión. Esta situación ha sido identificada por diferentes actores del sector (Valgesta Energía, 2014), por lo cual se propone que se modifiquen los criterios de planificación de la expansión de transmisión, de forma que haya una mayor holgura (Galaz, 2012) que permita mayor competencia en el segmento de generación al facilitar la entrada de nuevos inversionistas generadores.

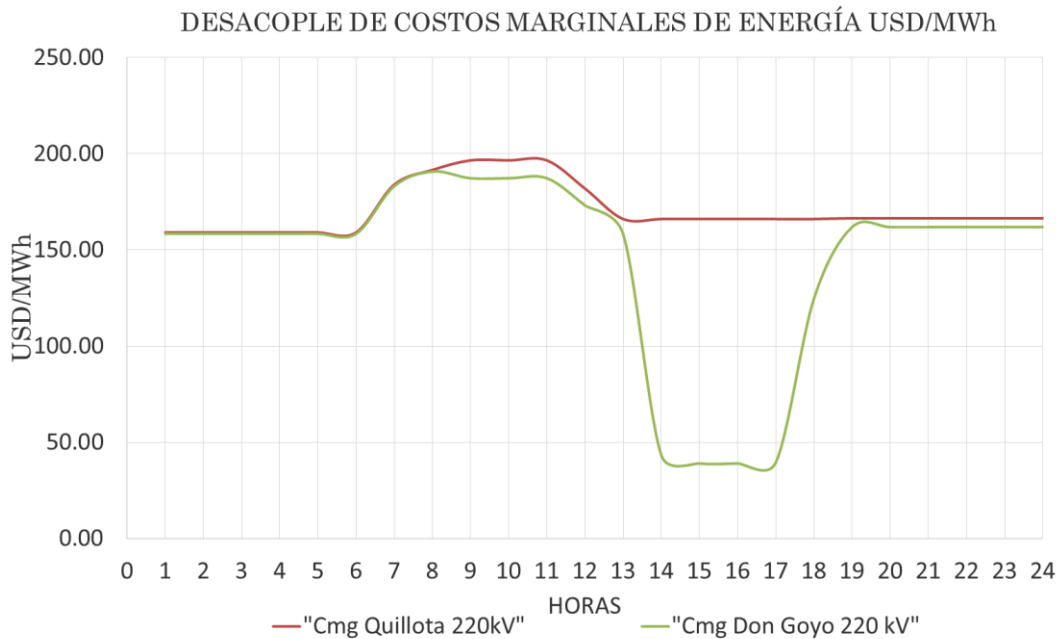


Figura 2. Desacople de costos marginales entre nodos en USD/MWh
Fuente: CDEC-SIC (2014)

Todas las incertidumbres descritas anteriormente dificultan la toma de decisiones de inversión en generación para los inversionistas del sector eléctrico chileno, en especial en el subsistema SIC pues existe una volatilidad alta en los costos marginales futuros a los cuales se vendería la energía producida y que en gran parte permitirían recuperar la inversión. Sin embargo, existen mecanismos adicionales al mercado *Spot* para comercializar la energía en el mercado eléctrico de Chile. Esto es, mediante contratos *Forward* con clientes industriales o participando en las licitaciones que abren las distribuidoras para comprar su energía y potencia de los próximos años (mediano y largo plazo). Los contratos *Forward* permiten vender la energía de los próximos años a un precio fijo, eliminando la incertidumbre existente en la evolución de los costos marginales del mercado *Spot*. No obstante, al eliminar la incertidumbre no sólo se eliminan los riesgos de comercializar la energía a costos marginales por debajo del nivel que remunera la inversión, sino que también se pierden las oportunidades de aprovechar los

períodos de costos marginales altos, que permitirían a los inversionistas generadores, obtener rentas infra marginales mayores a las proyectadas en el análisis de viabilidad económica y financiera de sus proyectos. Lo anterior haría deseable para un inversionista tener alguna exposición a los precios *Spot* para obtener estas rentas adicionales. En este sentido, al tomar la decisión de comercializar la energía generada en contratos *Forward*, ya sea a grandes usuarios industriales o al participar en una licitación de largo plazo, el generador reduce el riesgo de costos marginales bajos pero tiene un costo de oportunidad correspondiente a las rentas infra marginales en períodos de costos marginales altos. Este proceso de definición de la estrategia de comercialización del generador, consiste en determinar (Moreno, Moreno, Rudnick & Mocarquer, 2012), de acuerdo con la aversión al riesgo, la estructura productiva y las oportunidades existentes en el mercado, qué cantidades de energía colocar en el mercado *Spot*, en el mercado de contrato de licitaciones de distribuidoras y/o en contratos *Forward* con grandes clientes, y también implica un profundo análisis de todas las variables que imprimen incertidumbre a la decisión del generador y que deben ser abordadas globalmente o de manera sistémica.

El presente trabajo abordará estas incertidumbres de manera sistémica, teniendo en cuenta las principales diferencias del mercado eléctrico con otros mercados entre las cuales se destacan: (a) el subyacente no permite ser almacenado, (b) la energía es producida por tecnologías muy diversas que van desde plantas de gas o carbón a plantas hidráulicas o eólicas, y (c) su transporte está restringido por la capacidad de la red de transmisión y por tanto no permite usar los inventarios como portafolio ni utilizar arbitraje en la valoración. Tampoco podría conformarse un portafolio libre de riesgo por la incertidumbre inherente a las cantidades disponibles para la venta debido a la volatilidad asociada a la producción de energía con recursos renovables.

3 Marco conceptual

Los conceptos, teorías y métodos que permitieron desarrollar este trabajo de investigación y aplicación, se concentran en las estructuras y los comportamientos inherentes del mercado eléctrico chileno y en las metodologías de cobertura financiera en mercados de electricidad.

3.1 Análisis del mercado eléctrico de Chile

Autor	Barría, C. (2008).
Título	Inversiones bajo incertidumbre en generación eléctrica: aplicación de opciones reales y modelos de precios.
Argumento	Describe el funcionamiento del mercado eléctrico chileno y las principales incertidumbres que enfrenta un inversionista en generación. También describe la modelación de los costos marginales en el mercado eléctrico chileno como un proceso estocástico.

Autor	Palma-Behnke, R. Jiménez, G & Alarcón, I.(2009)
Título	Las energía renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno
Argumento	Hace una descripción detallada del funcionamiento del mercado eléctrico chileno, el marco institucional y el marco regulatorio. También describe las alternativas que tiene un generador para comercializar la energía producida, mercado <i>Spot</i> , mercado de contratos para clientes regulados y contratos para grandes clientes.

3.2 Aplicaciones de valoración con simulación estocástica en mercados eléctricos

Autor	Trespalcios, A., Rendón, J., & Pantoja, J. (2011)
Título	Estrategia de cobertura a través de contratos <i>Forward</i> en mercados eléctricos
Argumento	Presenta una estrategia de cobertura con contratos <i>Forward</i> de un generador en el mercado eléctrico, la cual depende de la prima de riesgo de los <i>Forward</i> , el nivel de aversión al riesgo del generador y de la incertidumbre en el volumen de energía generada.

Autor	Yunda, E. (2010)
Título	Optimización de cobertura de riesgo para compras de electricidad de las empresas distribuidoras en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano.
Argumento	Se analiza la metodología de simulación Montecarlo de las variables de incertidumbre en el mercado eléctrico ecuatoriano y su aplicación en la gestión de riesgo desde el punto de vista de los compradores de electricidad (distribuidoras).

Autor	Navas, D., Lozano, C. y Manotas, D. (2012)
Título	Uso de simulaciones para la valoración de riesgos en mercados de electricidad.
Argumento	El artículo muestra la herramienta de simulación, como un camino viable para la estimación de posibles pérdidas o ganancias (márgenes de utilidad) de los agentes según su grado de aversión al riesgo.

Autor	Liu, M. y Wu, F. (2007)
Título	Risk management in a competitive electricity market.
Argumento	Analiza mediante métodos de simulación la maximización de beneficios y minimización de riesgo en mercados eléctricos. Muestra como las transacciones en múltiples segmentos de mercado permiten reducir el riesgo y muestra como medidas como el Value at Risk - VaR permiten identificar si las estrategias de control de riesgo son aceptables.

Autor	Eydeland, A. y Wolyniec, K. (2006)
Título	Energy and Power Risk Management: New Developments in Modeling, Pricing, and Hedging.
Argumento	Describe los procesos estocásticos que rigen las variables asociadas a los mercados eléctricos y muestra como aplica la simulación Montecarlo para valoración de riesgo en mercados eléctricos.

4 Método de solución

El desarrollo del presente trabajo sigue la metodología descrita en la figura 3.

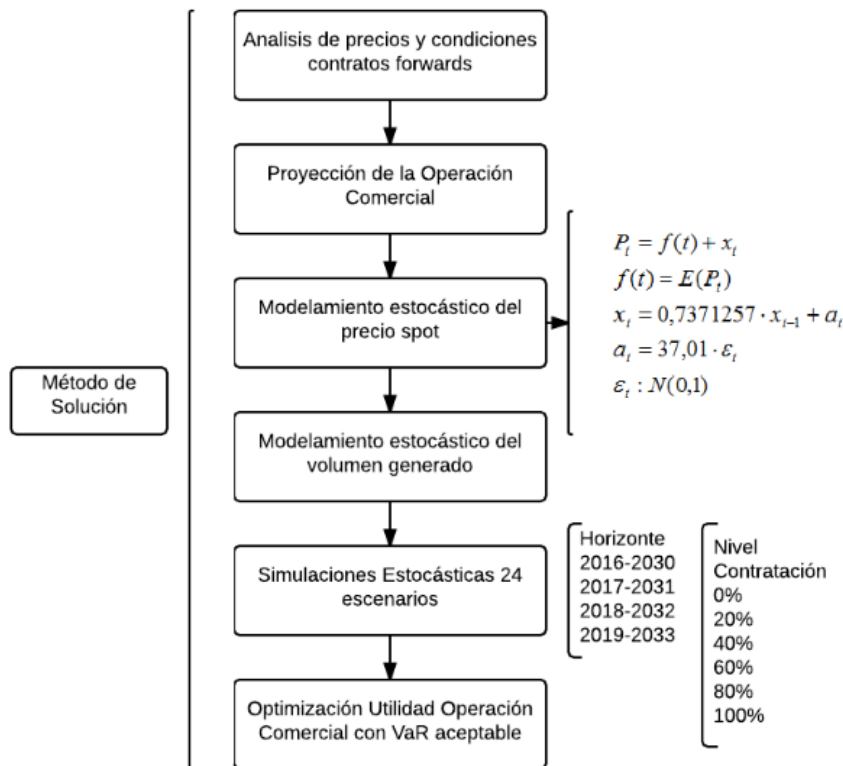


Figura 3. Mapa conceptual – Método de Solución

4.1 Análisis de condiciones y precios de contratos *Forward* del mercado chileno

De acuerdo con el Ministerio de Energía (2014), el mercado eléctrico chileno se encuentra pasando actualmente por una transición en la cual el Gobierno busca incentivar la participación de las diferentes tecnologías en las licitaciones de largo plazo, con el fin de incrementar la oferta de energía y de esta forma reducir el precio de la energía eléctrica para los usuarios regulados en un 25% al 2018. Para lograr el objetivo propuesto, la Comisión Nacional de Energía – CNE abrió el proceso de licitación que permite la participación de los agentes generadores en proyecto o existentes para cuatro periodos de 15 años, a saber: enero 2016 a diciembre de 2030, enero de 2017 a diciembre de 2031, enero de 2018 a diciembre de 2032 y enero de 2019 a diciembre de 2033. Los generadores tienen la posibilidad de participar con la totalidad de su generación proyectada o con cantidades parciales en bloques anuales para horas de demanda media, alta y baja, según se describe en las bases de licitación (Comisión Nacional de Energía, 2014). El precio máximo de compra de las distribuidoras en la licitación, establecido por la CNE es de 120.18 USD/MWh. Sin embargo, por las condiciones actuales de oferta de tecnologías ERNC como solares, eólicas y biomasa, se proyecta que el precio de venta al cual puede ser competitiva la energía de este tipo de tecnología es de 115 USD/MWh -en el nodo promedio de consumo-.

Para los primeros años, es decir 2016 a 2017, no estará lista la expansión en transmisión, por lo que la energía de las plantas ERNC se quedará restringida en la zona norte y por tanto, no podría ser remunerada a precio total de mercado de contrato sino que se pagaría un 2.9% por debajo de precio de contrato, debido a las restricciones de transmisión y problemas de desacoples descritos en el numeral 2.2. El precio, por ser una variable definida por oferta y demanda de mercado, fue definido en el modelo como una variable determinística.

4.2 Proyección de la operación comercial del generador con y sin contratos *Forward*

Se implementa una hoja de cálculo con la proyección de los principales conceptos que constituyen la operación comercial de un generador del tipo ERNC hasta el concepto de utilidad neta de operación comercial, la cual considera en los ingresos, las cuantías por ventas de energía en *Spot* y en contratos de largo plazo, ventas de potencia firme, ventas de atributo ERNC. En cuanto a los egresos de operación comercial se consideran los pagos por compras de energía en el mercado *Spot* cuando la generación no es suficiente para cubrir los compromisos de largo plazo y también, cargos regulados por participación en el mercado eléctrico chileno como los cargos de operación integrada CDEC, los peajes de transmisión y sub-transmisión, al igual que los cargos por regulación secundaria de frecuencia, entre otros. La evaluación sistémica de los resultados se realiza calculando el Valor Presente Neto – VPN en dólares constantes de diciembre de 2014 de la utilidad neta de operación comercial, con el costo de capital estimado para la actividad de generación en Chile de un 7% anual en dólares americanos, para el horizonte de 2015 a 2035. Se incorporaron dos variables de tipo estocástico en la operación comercial, que se describen a continuación.

4.3 Modelamiento estocástico del comportamiento de los precios *Spot* de la electricidad en el mercado chileno

Para simular el costo marginal de energía en el mercado *Spot* de Chile se acogió el modelo explicativo desarrollado por Trespalacios y Soto (2014) el cual corresponde a un modelo autoregresivo de primer orden, el cual *“posee dos componentes, una componente determinística $f(t)$ y una componente estocástica $x(t)$, donde esta última corresponde con un proceso con características de reversión a la media”* las cuales se describen en la ecuación 1.

Ecuación 1. Modelo Estocástico de Costo Marginal en Chile

$$P_t = f(t) + x_t$$

$$f(t) = E(P_t)$$

$$x_t = 0,7371257 \cdot x_{t-1} + a_t$$

$$a_t = 37,01 \cdot \varepsilon_t$$

$$\varepsilon_t : N(0,1)$$

Fuente: Trespalacios & Soto (2014)

Tal como lo indican Trespalacios & Soto (2014), la componente $f(t)$ corresponde al valor esperado del costo marginal en el mercado *Spot* chileno, proyectado por el generador teniendo en cuenta las expectativas de demanda del país, la entrada de nuevas plantas de generación de diferentes tecnologías, la evolución esperada de precio internacional de los combustibles y los planes de expansión de la transmisión en el país austral. De esta forma, la variable $f(t)$ captura los fundamentales del mercado eléctrico chileno. Por restricciones de confidencialidad en la información, no se presenta la proyección de la variable $f(t)$ para el modelo de precio *Spot* utilizado.

4.4 Modelamiento estocástico del volumen generado por la planta de Energía Renovable No Convencional – ERNC

Otra variable fundamental para realizar los análisis de riesgo para la estrategia de comercialización de un generador es el volumen producido, dado que le imprime incertidumbre a los resultados netos operacionales que dependen de la disponibilidad del recurso ya sea afluencias hídricas en las pequeñas hidráulicas, velocidades del viento en las eólicas o residuos orgánicos en el caso de la biomasa. Con el fin de introducir al modelo de simulación la volatilidad en este tipo de recurso, se utilizó una función de distribución de probabilidad personalizada la cual se presenta en la figura 4 y responde a los análisis de Barlovento (2012) de las series históricas del energético disponible como base para la generación de la planta ERNC.

Por razones de confidencialidad de la información, la figura 4 contiene información modificada con relación a la información real suministrada por el generador.

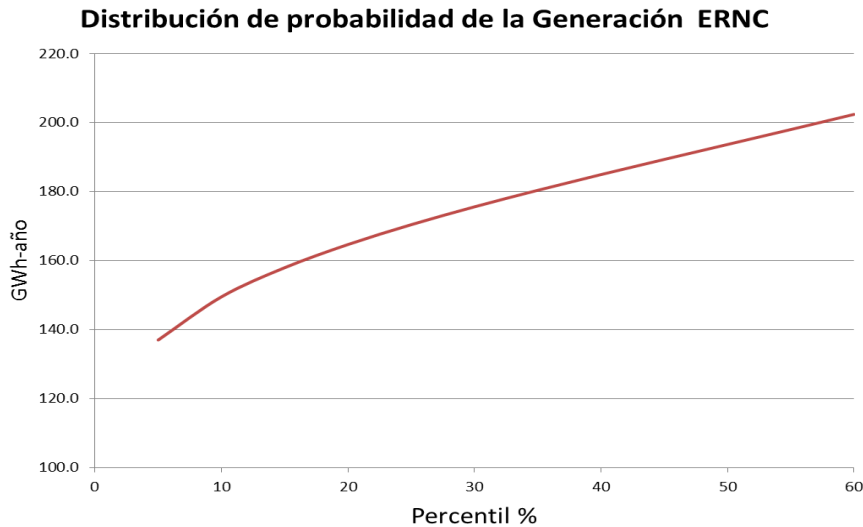


Figura 4. Distribución de probabilidad de la Generación ERNC
Fuente: Elaboración propia con información de Barlovento (2012)

4.5 Simulaciones estocásticas con el modelo @Risk®

Una vez modeladas las dos variables estocásticas, precio *Spot* y volumen generado, se realizaron las simulaciones para diferentes escenarios de contratación como se describen a continuación. Teniendo en cuenta que el generador puede escoger tanto la fecha de inicio del horizonte del contrato de 15 años (entre 2016, 2017, 2018 y 2019), como la porción de generación propia que desea comprometer en la licitación, por lo cual, se simularon 24 escenarios, de esta forma:

4.5.1 Contrato con las distribuidoras desde enero de 2016 a diciembre 2030.

Comprometiendo el 0% de la generación en contratos (todo queda en el mercado *Spot*), 20% de la generación en contratos - 80% en *Spot*, 40% en contratos - 60% en *Spot*, 60% en contratos - 40% en *Spot*, 80% en contratos - 20% al *Spot* y por último, 100% de la generación en contratos (0% en el mercado *Spot*). Para el resto

del horizonte de análisis, es decir entre enero y diciembre de 2015 y entre enero de 2031 y diciembre de 2035, el total de la energía producida se destina al mercado de corto plazo o *Spot*.

4.5.2 *Contrato con las distribuidoras desde enero de 2017 a diciembre 2031.*

Se simularon los mismos porcentajes de contratación mencionados en el numeral 4.5.1 para el horizonte 2017 a 2031. Para el resto del horizonte de análisis, es decir entre enero de 2015 y diciembre de 2016 y entre enero de 2032 y diciembre de 2035, el total de la energía producida se destina al mercado de corto plazo o *Spot*.

4.5.3 *Contrato con las distribuidoras desde enero de 2018 a diciembre 2032.*

Se simularon los mismos porcentajes de contratación mencionados en el numeral 4.5.1 para el horizonte 2018 a 2032. Para el resto del horizonte de análisis, es decir entre enero de 2015 y diciembre de 2017 y entre enero de 2033 y diciembre de 2035, el total de la energía producida se destina al mercado de corto plazo o *Spot*.

4.5.4 *Contrato con las distribuidoras desde enero de 2019 a diciembre 2033.*

Se simularon los mismos porcentajes de contratación mencionado en el numeral 4.5.1 para el horizonte 2019 a 2033. Para el resto del horizonte de análisis, es decir entre enero de 2015 y diciembre de 2018 y entre enero de 2034 y diciembre de 2035, el total de la energía producida se destina al mercado de corto plazo o *Spot*.

Todos los escenarios valorados son comparables dado que se calcula el VPN total de la utilidad neta de operación comercial en dólares constantes de diciembre de 2014, teniendo en cuenta en todos los casos el mismo horizonte de evaluación de enero de 2015 a diciembre de 2035.

4.6 Optimización de la utilidad neta de operación comercial bajo un Valor en Riesgo – VaR aceptable

De acuerdo con el desempeño económico y financiero esperado por el inversionista de la empresa generadora y la aversión al riesgo de este agente, se definió un Valor en Riesgo – VaR aceptable para el VPN de 21 años (2015-2035) por debajo de 33.5 millones de dólares y con esta restricción se encuentra el nivel de contratación óptimo en cuanto a fecha de inicio y porcentaje de compromiso de la generación producida. Esta optimización se realiza utilizando la herramienta Risk Optimizer® del software comercial @Risk®, maximizando el VPN de todo el horizonte y sensibilizando el nivel de contratación sujeto a mantener el VaR por debajo de 33.5 millones de dólares.

5 Presentación y análisis de resultados

La información necesaria para realizar los análisis se encuentra disponible en las páginas web del operador y administrador del mercado eléctrico chileno CDEC-SIC, de la Comisión Nacional de Energía CNE, así como de las instituciones del mercado eléctrico de Chile. En cuanto a la operación comercial del generador, la información utilizada para efectos específicos de estos análisis y del desarrollo de la metodología es información confidencial y por tanto los resultados se presentan en forma general o con cifras no reales para no romper los pactos de confidencialidad adquiridos con la empresa generadora.

5.1 Resultados de la simulación Montecarlo de los veinticuatro escenarios de operación comercial

En la figura 5 se observan los VPN medios para los diferentes escenarios evaluados de fecha de inicio del contrato y niveles de contratación en porcentaje de la generación propia.

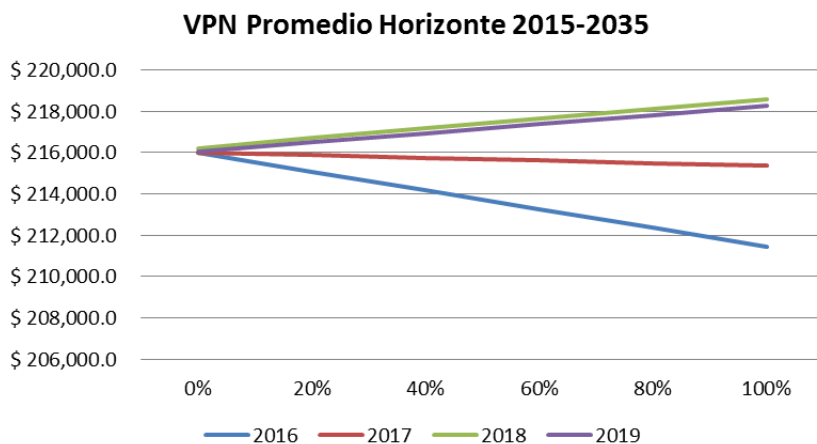


Figura 5. VPN Medios por escenario en miles de USD

Teniendo en cuenta los resultados de la simulación, el agente generador ERNC debería inclinarse por seleccionar como fecha de inicio contractual, enero de 2018 o enero de 2019 pues los VPN medios esperados son superiores a los esperados con las otras dos posibles fechas de inicio. Lo anterior puede estar ligado con la incertidumbre que existe actualmente con las restricciones de transmisión que provocan el efecto de desacople descrito en el numeral 2.2 y que producen una gran diferencial entre el precio del nodo de venta a las distribuidoras y el precio de nodo de inyección de la generación. Igualmente en el largo plazo, es decir para los años posteriores a 2018, se espera la unión del Sistema Interconectado del Norte Grande - SING con el Sistema Interconectado Central – SIC y una mayor entrada en plantas de generación a GNL, donde ambos factores reducirán los precios del mercado *Spot* en el SIC. Esta puede ser una razón adicional para que el valor esperado del VPN de los horizontes que inician más lejanos, sean superiores a los VPN de los horizontes contractuales más cercanos.

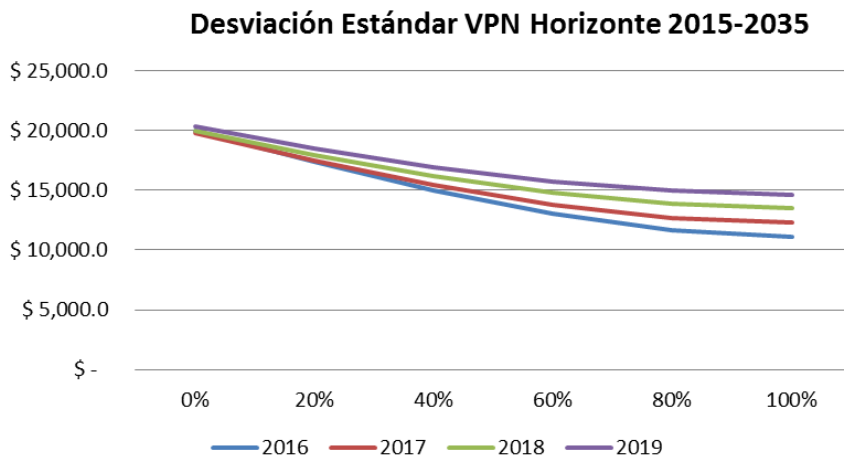


Figura 6. Desviación estándar del VPN por escenario en miles de USD

La desviación estándar de los diferentes escenarios simulados en la figura 6, disminuye en la medida que el nivel de contratación en porcentaje de la generación propia aumenta, lo cual es apenas lógico, pues se cambia la volatilidad del precio *Spot* por un precio fijo de contratos.

En los horizontes contractuales con inicio en 2016 y 2017, aunque se disminuye bastante la volatilidad, también se reduce significativamente el VPN medio como se observa en la figura 5. En cambio, para los horizontes de inicio contractual 2018 y 2019 se logra una disminución moderada de la volatilidad pero sin sacrificar el valor esperado del VPN.

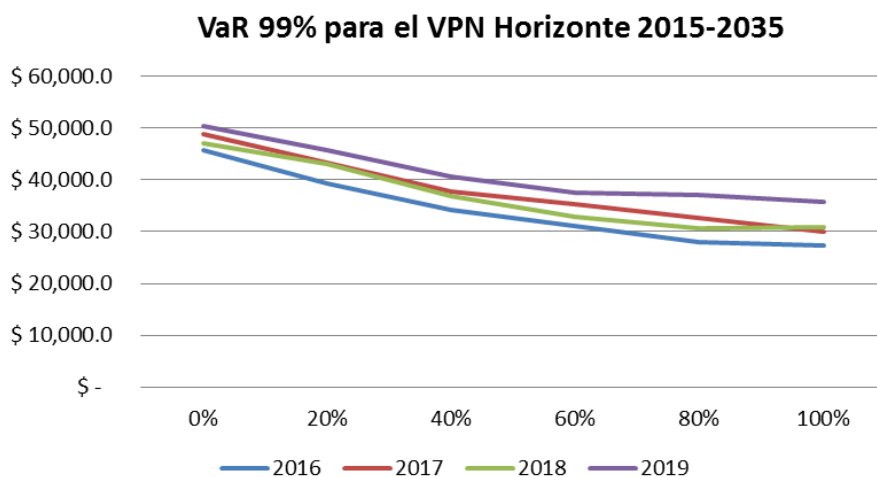


Figura 7. Valor en Riesgo – VaR 99% para el VPN por escenario en miles de USD

El VaR con un intervalo de confianza del 99% para los diferentes escenarios que se muestra en la figura 7, también se reduce a medida que se aumenta el nivel de contratación, tal y como era de esperarse. Pero se observa que el VaR@99% para el horizonte contractual 2018-2032 se reduce de una forma más acelerada que en los demás escenarios, por lo cual se dan indicios de que este sería el mejor horizonte de contratación a ser seleccionado por el inversionista generador. Esta hipótesis será evaluada en la etapa de optimización en el siguiente apartado.

5.2 Resultados de la optimización con la herramienta Risk Optimizer® de @Risk®

Teniendo en cuenta que al parecer la optimización de la utilidad neta de operación comercial es un balance entre los beneficios y la mayor volatilidad o incertidumbre, se busca despejar para cada horizonte contractual, aquel nivel que maximizara la utilidad de operación comercial neta. En la tabla 1 se presenta los resultados obtenidos con la metodología de optimización descrita en el numeral 4.6.

Tabla 1. Estadísticos de los escenarios óptimos para cada horizonte contractual

Miles USD	2016-2030	2017-2031	2018-2032	2019-2033
Media	\$ 213,347.5	\$ 215,475.6	\$ 218,388.5	\$ 218,192.9
Desviación Estándar	\$ 13,025.2	\$ 13,026.9	\$ 13,005.4	\$ 14,239.8
Percentil 95	\$ 191,432.4	\$ 193,247.4	\$ 197,393.6	\$ 194,186.2
Percentil 99	\$ 183,386.3	\$ 183,375.5	\$ 189,714.8	\$ 186,486.3
VaR@95%	\$ 21,915.1	\$ 22,228.2	\$ 20,994.9	\$ 24,006.7
VaR@99%	\$ 29,961.1	\$ 32,100.1	\$ 28,673.7	\$ 31,706.6
% Contratación	60%	80%	100%	100%

Se observa que con base en las expectativas de precio *Spot* para los próximos años y las incertidumbres asociadas a cada uno de los cuatro horizontes contractuales, el agente generador debe optar por seleccionar el horizonte contractual entre enero de 2018 y diciembre de 2032 y

buscar un nivel de contratación igual a la generación esperada, esto siempre y cuando, el precio de venta de los contratos sea igual o superior al precio simulado, es decir igual o superior a 115 USD/MWh en el nodo de consumo del distribuidor. Seleccionando estas dos condiciones descritas en el párrafo anterior, el inversionista logra maximizar la utilidad neta de operación comercial a la vez que minimiza la exposición a la volatilidad del *Spot* sin sacrificar beneficios.

Es posible que sea necesario aún dejar alguna porción de generación propia para el mercado *Spot*, teniendo en cuenta una posible disminución extrema de generación por alguna falla inesperada o poco probable de las máquinas generadoras que no ha sido incorporada en los análisis y que puede ser objeto de futura investigación.

6 Conclusiones

La metodología desarrollada en el presente trabajo de investigación, permite entregar elementos fundamentales de análisis y valoración de riesgo para un inversionista generador participante en el mercado eléctrico chileno, de forma que puedan ser considerados en la toma de decisiones de contratación de la energía propia en contratos *Forward* en un plazo determinado o de mantener su producido en el mercado *Spot* para un horizonte futuro.

Al igual, ofrece al generador elementos numéricos suficientes para seleccionar el mejor horizonte de contratación teniendo en cuenta las perspectivas de evolución de las variables del mercado y el correspondiente momento oportuno para la realización de la operación de cobertura.

Entre los principales elementos que considera la metodología están: el modelamiento conjunto de elementos estocásticos que influyen en la operación comercial óptima como los precios *Spot* del mercado y el volumen de energía producido. Estos elementos, al ser considerados de forma estocástica permiten tomar decisiones robustas ante escenarios extremos

y/o favorables con diferentes probabilidad de ocurrencia como periodos de escasez de recurso propio, periodos de precio de electricidad alto, como también periodos de restricciones en la transmisión, entre otros, manteniendo los ingresos netos del generador dentro de niveles de riesgo aceptables y consistentes con su nivel de aversión al riesgo.

La aplicación desarrollada podría ser de utilidad para los generadores tipo ERNC existentes en el mercado chileno o que proyecten entrar en un mercado eléctrico competitivo o para aquellos que recién empiezan a operar y aún no tienen definida su estrategia de comercialización.

7 Referencias

- Barlovento, Recursos Naturales S.L. (2012). *Evaluación de Recursos Naturales y Clase de Emplazamiento*. Estudio realizado a solicitud del generador (Confidencial). BRN040/012
- Barría, C. (2008). *Inversiones bajo incertidumbre en generación eléctrica: aplicación de opciones reales y modelos de precios*. Pontificia Universidad Católica De Chile. Recuperado de <http://web.ing.puc.cl/power/paperspdf/CarlosBarria.pdf>
- Centro de despacho económico de carga sistema interconectado central CDEC-SIC (2013). *Estadísticas de Operación 2013*. Recuperado de http://www.cdec-sic.cl/anuarios/anuario2014/cdec_sic_2013.pdf
- Centro de despacho económico de carga sistema interconectado central CDEC-SIC (2014). *Informe mensual a la Comisión Nacional de Energía versión Agosto 2014*. Recuperado de http://www.cdec-sic.cl/wp-content/uploads/2014/09/Inf_CNE_Ago14_definitivo.zip
- Comisión Nacional de Energía. Gobierno de Chile (2014). *Resolución Exenta N°432 Aprueba bases de licitación de suministro eléctrico de las empresas concesionarias de distribución que indica, SIC 2013/03-2° llamado*. Recuperado de http://www.cne.cl/images/Res_Ex_CNE_432-2014.pdf
- Eydeland, A. y Wolyniec, K. (2002). *Energy and Power Risk Management: New Developments in Modeling, Pricing, and Hedging*. New Jersey: Wiley Finance.
- Galaz, R. (2012). *Transmisión Eléctrica en Chile: Pasado, Presente y Futuro*. Presentaciones Valgesta Energía (Agosto 2012). Recuperado de http://www.valgesta.com/images/presentaciones/Transmision_Electrica_en_Chile.pdf
- Jiménez, S. y Albornoz, F. (2013). La Revolución del Shale Gas en Chile y en el Mundo. *Serie Informe Económico*, (N° 230). ISSN0717-1536. Recuperado de <http://www.agnchile.cl/wp-content/uploads/2013/05/SERIE230LYDSHALE-GAS3.pdf>

- Liu, M. y Wu, F. (2007). Risk management in a competitive electricity market. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. Volume 29, Issue 9, November 2007, Pages 690–697
- Lucia, J. y Schwartz, E. (2002). *Electricity Prices and Power Derivatives: Evidence from the Nordic Power Exchange*. Review of Derivatives Research 5.5 50.2002. Recuperado de <http://www.anderson.ucla.edu/documents/areas/fac/finance/79.pdf>
- Ministerio de Energía, Gobierno de Chile (2014). *Agenda de Energía 2014*. Santiago de Chile: 3f Group Impresores. Recuperado de http://www.cumplimiento.gob.cl/wp-content/uploads/2014/03/AgendaEnergiaMAYO2014_FINAL.pdf
- Mocarquer, S. Moreno, J. Moreno, R. & Rudnick, H. (2012). Licitaciones para el abastecimiento eléctrico de clientes regulados en Chile Dificultades y oportunidades. *Estudios Públicos*, 125(verano 2012), 139-168.
- Navas, D., Lozano, C. y Manotas, D. (2012). Uso de simulaciones para la valoración de riesgos en mercados de electricidad. *Ingeniería y Universidad*. vol.16 no.2 Bogotá July/Dec. 2012 ISSN 0123-2126 Recuperado de http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0123-21262012000200004&script=sci_arttext
- Palma-Behnke, R. Jiménez Estévez, G y Alarcón Arias, I. (2009). *Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno*. Comisión Nacional de Energía CNE y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH. Santiago, Chile: ByB Impresores.
- Saldías, H. y Ulloa, H. (2008). *Evaluación comparativa de centrales de generación de energías renovables mediante la aplicación de la nueva ley de energía renovables recientemente aprobada en Chile*. Pontificia Universidad Católica De Chile. Recuperado de http://web.ing.puc.cl/power/alumno08/renewables/EXTRAS/The_Chilean_renewables_law.pdf
- Trespalacios, A., Rendón, J., y Pantoja, J. (2011). *Estrategia de cobertura a través de contratos Forward en mercados eléctricos*. Universidad EAFIT. Recuperado de <http://www.dotec-colombia.org/index.php/series/122-universidad-eafit/documentos-de-trabajo-cief/10665-estrategia-de-cobertura-a-traves-de-contratos-forward-en-mercados-electricos>
- Trespalacios, A., Soto, G. (2014). *Análisis preliminar del precio Spot de energía en Quillota (Chile)*. Empresa Generadora (Confidencial)
- Valgesta Energía. (2014). *Boletín Informativo Agosto de 2014*. Recuperado de http://www.valgesta.com/images/boletines/boletin_agosto_2014.pdf
- Yunda, E. (2010). *Optimización de cobertura de riesgo para compras de electricidad de las empresas distribuidoras en el mercado eléctrico ecuatoriano*. Escuela Politécnica Nacional Ecuador. Recuperado de http://www.academia.edu/1190642/Optimizaci%C3%B3n_de_cobertura_de_riesgo_para_compras_de_electricidad_de_las_empresas_distribuidoras_en_el_Mercado_El%C3%A9ctrico_Ecuatoriano