



Ingenius. Revista de Ciencia y
Tecnología

ISSN: 1390-650X

revistaingenius@ups.edu.ec

Universidad Politécnica Salesiana
Ecuador

Quizhpe, K.; Baíllo, A.; Ventos, M.

Valoración de contratos a plazo en mercados eléctricos: Aplicación al mercado
ecuatoriano

Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología, núm. 3, 2008, pp. 9-27

Universidad Politécnica Salesiana
Cuenca, Ecuador

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=505554806003>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

redalyc.org

Sistema de Información Científica

Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal

Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto

Valoración de contratos a plazo en mercados eléctricos: Aplicación al mercado ecuatoriano

K. Quizhpe, A. Baíllo y M.ventos



Resumen

Los mercados de energía eléctrica se caracterizan por la extrema volatilidad del precio spot. La incertidumbre asociada al precio es una fuente de riesgo tanto para los agentes vendedores (compañías de generación) como para los agentes compradores. Por este motivo, se hace necesario desarrollar herramientas y metodologías de análisis, valoración y gestión del riesgo asociado al negocio de generación. En este documento se propone, formula y desarrolla un procedimiento para la valoración de contratos mayoristas de electricidad a largo plazo con el objetivo de lograr un adecuado equilibrio entre riesgo y rentabilidad en el contexto de las empresas de generación que operan en el mercado eléctrico ecuatoriano.

Palabras clave: Gestión del riesgo, contratos a plazo, profit at risk.

INTRODUCCIÓN

La gestión del riesgo en las compañías de generación de electricidad se ha convertido en un factor clave de su negocio. En el marco de un mercado eléctrico liberalizado, los generadores están compitiendo entre sí, los consumidores tienen capacidad de elección y la electricidad se comercializa como cualquier otro producto. Existen, por tanto, mayores oportunidades de negocio y paralelamente mayores riesgos.

El mercado ecuatoriano de electricidad no escapa a este proceso de cambio en el paradigma regulatorio, iniciando su proceso de reformas en octubre de 1996 con la promulgación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), y con la puesta en marcha del mercado en abril de 1999. En el transcurso de estos años, la dinámica en el mercado spot y de contratos a plazo se ha incrementado con la participación más activa de las empresas de distribución y la incorporación, cada vez más numerosa, de grandes consumidores al mercado.

Surge, por tanto, la necesidad de que los agentes en el mercado ecuatoriano cuenten con herramientas que les permitan valorar, analizar y gestionar el riesgo. Este artículo nace sobre la base de esta necesidad y propone, formula y desarrolla una herramienta orientada a la valoración de estrategias de cobertura del riesgo a través de la firma de contratos a plazo.

Las fuentes de incertidumbre que contribuyen a aumentar el riesgo de mercado de una empresa de generación se pueden clasificar en dos tipos. Por un lado están las fuentes de incertidumbre que no dependen de las decisiones de las empresas de generación, como la evolución de la demanda, las aportaciones hidráulicas, los precios de los combustibles, la disponibilidad de las plantas, los tipos de cambio, los tipos de interés, etc. Por otro lado está la incertidumbre asociada a la interacción de los agentes en el mercado.

En el mercado de electricidad ecuatoriano un elemento clave de incertidumbre es el precio del crudo, debido a que la mayor parte de las plantas termoeléctricas utilizan combustibles derivados del petróleo.

En este artículo se propone, en primer lugar, un enfoque jerárquico de simulación que consta de tres niveles para analizar el riesgo de mercado de una empresa de generación en el mercado ecuatoriano (Figura 1). El nivel superior permite simular los precios del crudo. El nivel intermedio simula los costos variables de las unidades de generación a partir de los precios simulados para el crudo. Finalmente, el nivel inferior es una herramienta de planificación a medio plazo (1 año) que simula la operación del equipo generador ecuatoriano a partir de los costos variables simulados para las unidades de generación. Como resultado se obtienen escenarios anuales de la evolución del precio mayorista de la electricidad. Además, es posible calcular el margen operativo (diferencia entre ingresos

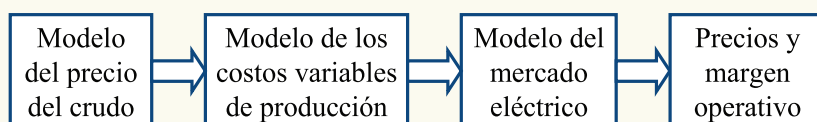


Figura 1. Enfoque jerárquico de simulación.

y costos de operación) de cualquier empresa de generación.

Dados estos escenarios de precios y márgenes operativos se evalúan tres posibles procedimientos de valoración de contratos que consideran explícitamente el binomio margen esperado-riesgo. Cada uno se corresponde con una medida de riesgo diferente: la varianza del margen operativo, el margen operativo en riesgo (*profit at risk, PaR*) y el margen operativo en riesgo condicional (*conditional profit at risk, CPaR*).

MODELOS DE SIMULACIÓN DEL PRECIO DE LOS PRODUCTOS ENERGÉTICOS

En los mercados energéticos se pueden distinguir dos tipos de enfoques para simular la evolución del precio spot del producto en cuestión [1], [2]: modelos econométricos y modelos fundamentales. Los modelos econométricos representan la evolución futura del precio del producto (e.g. el crudo, el gas o la electricidad) basándose en un análisis estadístico de la evolución de dicho precio en el pasado. Los modelos fundamentales, en cambio, se apoyan en la simulación del mercado relevante, y no en un análisis de series históricas.

Existen razones a favor y en contra de utilizar uno u otro tipo de modelo, como el conocimiento que se tenga del mercado y la liquidez del mismo. Por ejemplo, es de esperar que una compañía de generación utilice modelos fundamentales para predecir la evolución del precio de la electricidad, debido a que su conocimiento del mercado es más profundo. En cambio, se espera que una compañía de generación se limite a modelos econométricos para predecir, por ejemplo la evo-

lución de los precios de combustibles.

La aplicación de ambos tipos de modelos a la predicción de la evolución de los precios de la energía ha sido objeto de estudio por parte de numerosos autores. Algunos estudios de gestión del riesgo en el negocio de generación como [3], [4] y [5] se basan en un modelo fundamental de equilibrio para simular el funcionamiento del mercado de electricidad. En paralelo, otros autores como [6], [7], [8] y [9] formulan modelos econométricos de la evolución del precio de la electricidad y ajustan los parámetros de dichos modelos utilizando la información histórica disponible.



METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN PROPUESTA

En este artículo se presenta una aplicación de cada uno de los dos tipos de modelo de simulación comentados en el apartado anterior (Figura 2). Por un lado, se utiliza un modelo econométrico para simular escenarios del precio del crudo. A partir de éstos se obtienen nuevos con-

textos de la evolución de los costos variables de producción de los grupos térmicos utilizando un modelo de regresión lineal multivariante. Finalmente, se simula la evolución del mercado mayorista de electricidad mediante un modelo fundamental, utilizando como datos de entrada los escenarios de costos variables de los grupos térmicos.



Figura 2. Tipos de modelos utilizados.

A. Simulación del precio del crudo: modelo econométrico

En el mercado eléctrico ecuatoriano la mayor parte de las unidades termoelectricas utilizan derivados del crudo como combustible principal para producir electricidad. Por tanto, el precio del crudo constituye un factor clave en la determinación del precio de la electricidad. Puesto que los precios del crudo se caracterizan por presentar reversion a la media y heterocedasticidad; para simular estas series en este artículo se utiliza un modelo del tipo GARCH (*Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedastic*) como el sugerido por [8], en el que la evolución del precio de spot de un activo S_t se comporta de acuerdo con la ecuación (1):

$$S_t = \mathbb{E} \left(\begin{matrix} S_t \\ S_{t-1} \end{matrix} \right) = k + \sigma_t \varepsilon_t \quad (1)$$

Donde (k) representa un término medio constante de los precios, (\hat{u}_t) la volatilidad en el instante (t) y (ε_t) es un ruido blanco que se distribuye según una normal $N(0,1)$. Se define además $u_t = \sigma_t \varepsilon_t$, en donde (u_t) representa la innovación

en el periodo (t). La propiedad que diferencia el modelo GARCH de otros modelos, es que el valor la varianza no es constante, sino que depende de las innovaciones y de los valores de la varianza observados en periodos anteriores, como sugiere la ecuación (2),

$$\sigma_t^2 = \alpha_0 + \sum_{i=1}^q \alpha_i u_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^p \beta_j \sigma_{t-j}^2 \quad (2)$$

donde (q) y (p) representan el orden del modelo, es decir, el número de innovaciones y de varianzas pasadas que influirán en el cálculo de la varianza en cada instante y α_0 , α_i y β_i constituyen los parámetros del modelo. Un método posible para la determinación de estos parámetros constituye el de máxima verosimilitud [8]. Para estimar los parámetros se parte de la hipótesis de que la variable aleatoria ε_t se distribuye según una distribución normal $N(0,1)$. La función de densidad de probabilidad de y_t se comporta de acuerdo a la ecuación (3),

$$p(y_t | \sigma_t) = \frac{1}{\sigma_t \sqrt{2\pi}} \exp \left(-\frac{1}{2} \left(\frac{y_t}{\sigma_t} \right)^2 \right) \quad (3)$$

La distribución de probabilidad conjunta de N observaciones; es decir, la probabilidad de que todas las muestras se den simultáneamente para el conjunto de parámetros seleccionado será por tanto como lo describe la ecuación (4)

$$p(\{y_t\} | k, \sigma_t) = \prod_{t=1}^N \frac{1}{\sigma_t \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{y_t - k}{\sigma_t} \right)^2} \quad (4)$$

La ecuación (4) es conocida como función de verosimilitud e indica la probabi-

lidad de que la muestra histórica de y_t se haya obtenido a partir de una distribución normal de media k y desviación típica σ_t .

Para verificar el modelo se ha simulado el precio del crudo West Texas Intermediate (WTI) durante el periodo octubre 2003–septiembre 2004. En la Figura 3 se puede observar los resultados de 250 simulaciones y la serie real del periodo.

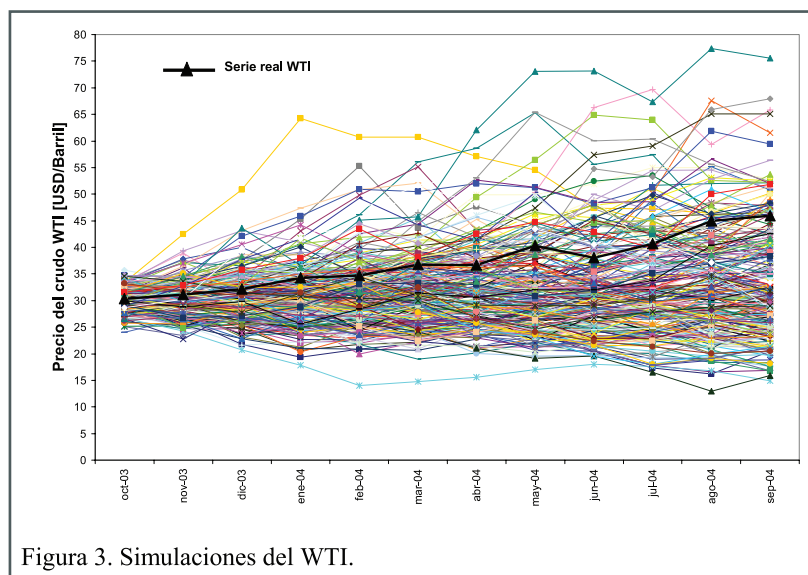


Figura 3. Simulaciones del WTI.

B. Simulación de los costos variables de producción: regresión lineal multivariante

De acuerdo a la normativa vigente en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) ecuatoriano, los precios para la adquisición de combustibles fósiles con fines de producción de energía eléctrica deben corresponderse con la evolución de los precios internacionales. Sobre esta base, y dada la variedad de combustibles utilizados en el sistema, se ha realizado un análisis histórico con el propósito de

indexar y referenciar todos los costos variables de producción a un único valor: el precio del crudo WTI.

Del análisis se concluye que existe una fuerte correlación entre los costos variables de las unidades de generación del sistema ecuatoriano y el WTI. En la Figura 4 se representa, para un periodo de cuatro años, la evolución de los costos variables de producción de las unidades de generación termoeléctricas del sistema y del WTI.

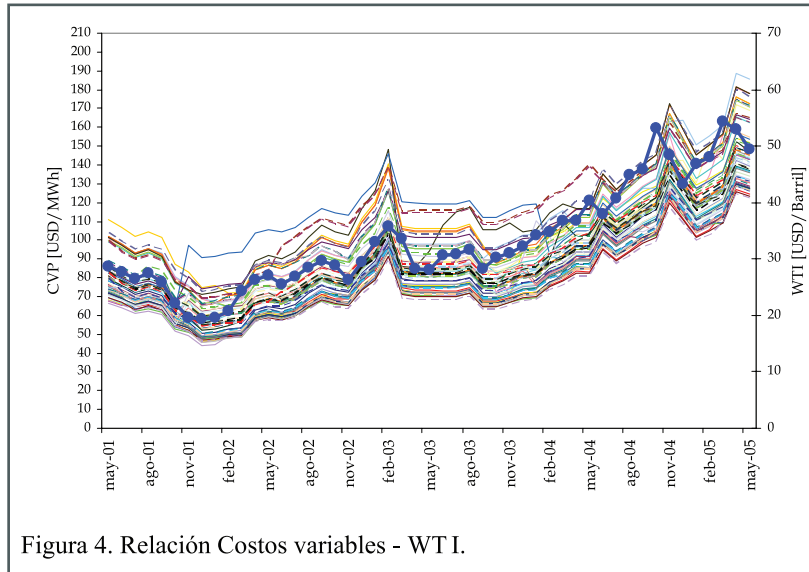


Figura 4. Relación Costos variables - WTI.

Para formalizar la relación estadística entre estas variables aleatorias, se ha optado por un modelo de regresión multivariante, en el cual el costo variable de la unidad en el instante t depende del precio del crudo en ese instante t y del propio costo variable en el instante $t-1$, como sugiere la ecuación (5).

$$\ln(CVP_t^i) = a_0 + a_1 \ln(WT_t) + a_2 \ln(CVP_{t-1}^i) + \varepsilon_t^i \quad (5)$$

Donde CV_t^i es el costo variable de la unidad de generación i en el instante t , WT_t es el precio del crudo WTI en el instante t , a_0 , a_1 y a_2 son los coeficientes de la regresión y ε_t^i es el residuo de ajuste para la estimación de CV_t^i .

Una cuestión importante de cara a la simulación de los costos variables es el tratamiento de los residuos. Es de esperar que dos unidades que pertenezcan a una misma central tengan modelos de regresión lineal muy parecidos. Sin embargo, al simular si sus residuos se obtienen de forma independiente, podría ocurrir que hubiera una diferencia entre sus costos variables que no se suele observar en la realidad.

Por este motivo, para simular los costos variables, se ha decidido descomponer los residuos en tres contribuciones: i) contribución de la tecnología de genera-

ción a la que corresponde la unidad, ii) contribución de la central a la que pertenece la unidad, y iii) contribución propia de la unidad.

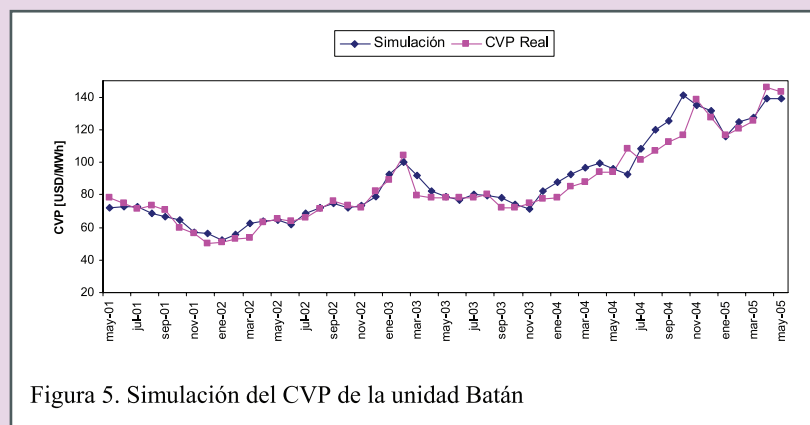
En concreto, la serie de residuos obtenida como resultado del ajuste del modelo para cada unidad, ε_t^i e, se ha descompuesto en las siguientes componentes:

- Un residuo total ε_T , común a todas las unidades en el sistema.
- Un residuo por familia ε_f , común a las unidades que consumen el mismo combustible.
- Un residuo por subfamilia ε_s , común a todas las unidades de una misma central.
- Un residuo por unidad de generación ε_i e, exclusivo de cada unidad.

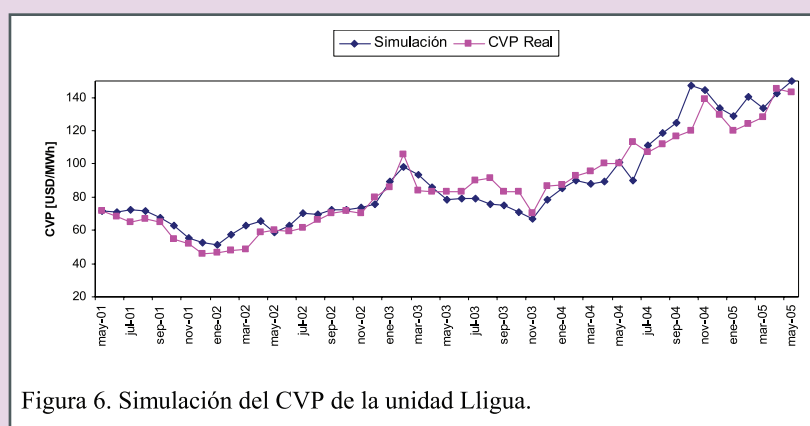
De esta manera, el cálculo para el costo variable de producción queda definido como indica la ecuación (6)

$$\ln(CVP_t^i) = a_0 + a_1 \ln(WT_t) + a_2 \ln(CVP_{t-1}^i) + \varepsilon_T + \varepsilon_f + \varepsilon_s + \varepsilon_i \quad (6)$$

A efectos de observar los resultados de este modelo se han simulado los costos variables históricos (mayo/01 - mayo/05). En la Figura 5 y Figura 6 se presentan los resultados de la simulación y los valores reales del periodo de análisis de dos unidades del sistema (Batán y Lligua).



Realizar en este artículo, los dos resultados clave son la serie del precio de la electricidad para cada escenario de precio del crudo y el margen operativo de la empresa de generación objeto de estudio.



C. Simulación del precio spot de la electricidad: modelo fundamental

Con el fin de simular los precios mayoristas de electricidad, se utiliza un modelo de explotación de medio plazo del sistema eléctrico ecuatoriano [10]. El modelo fue desarrollado en lenguaje algebraico de modelado *General Algebraic Modeling System* (GAMS) [11] y considera todas las particularidades del sistema eléctrico ecuatoriano. La función objetivo del modelo consiste en determinar el presupuesto que minimiza el costo de explotación del sistema, pues el mercado eléctrico ecuatoriano se basa en un despacho económico centralizado de minimización de costos. El precio se obtiene de la variable dual de la restricción de balance generación-demanda.

Para evaluar el desempeño del modelo se realizaron diversos estudios, cuyos resultados fueron contrastados con los reportes que emite el operador del sistema ecuatoriano CENACE (Centro Nacional de Control de Energía). En (A) a modo de ejemplo, se han ejecutado 1.000 simulaciones, obteniéndose para cada caso los precios de energía en el mercado spot en cada nivel de demanda (punta, media y base), para cada día (laborable-festivo) y para cada mes para el periodo de análisis (octubre 2003 – septiembre 2004). En la Figura 8 y Figura 9, se ilustran los resultados que se han obtenido para los precios de energía en los días laborales de demanda punta en dos meses específicos: mayo (mes de época lluviosa) y octubre (época seca). Los histogramas de las figuras representan la frecuencia individual y acumulada de los precios marginales expresados en US\$/MWh.

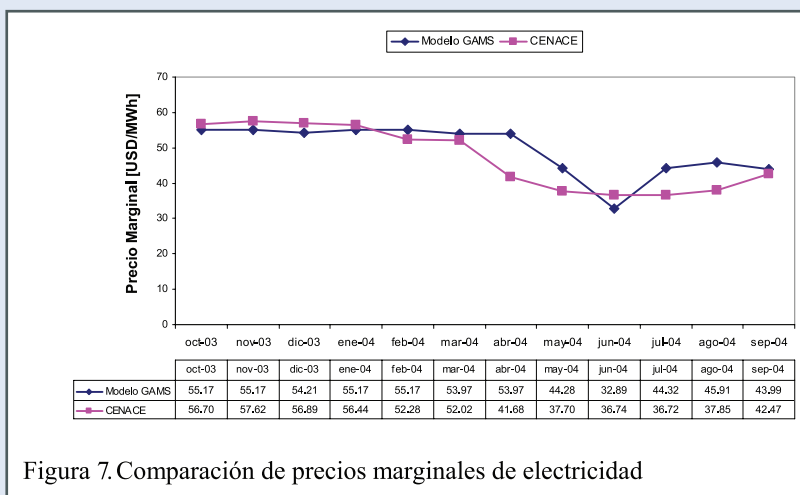


Figura 7. Comparación de precios marginales de electricidad

El modelo resulta útil para la planificación económica de presupuestos y la planificación de la operación de las empresas del sector eléctrico ecuatoriano con un horizonte de medio plazo (1 año). Proporciona como resultados las producciones de las unidades de generación del sistema, los precios marginales de la electricidad, el consumo de combustible de las unidades termoelectricas, la evolución de las reservas hidroeléctricas y el valor del agua para las centrales hidroeléctricas.

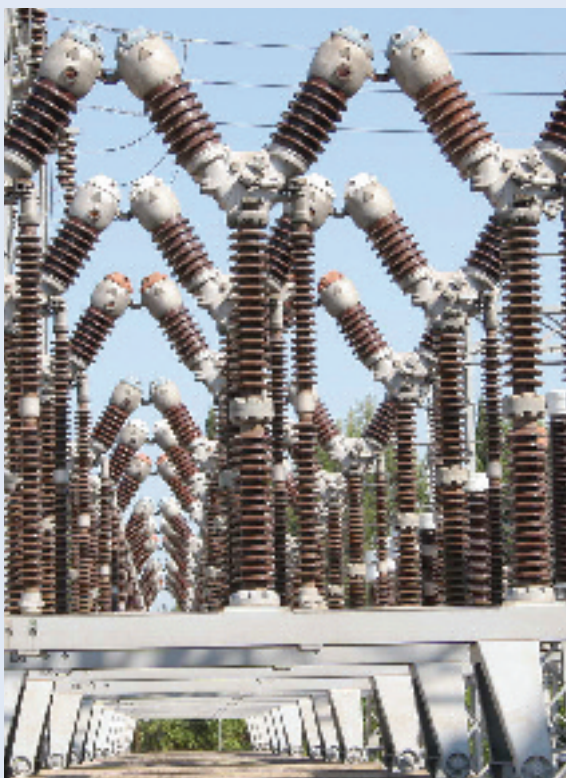
Para la valoración de contratos a plazo que se pretende realizar en este artículo, los dos resultados clave son la serie del precio de la electricidad para cada escenario de precio del crudo y el margen operativo de la empresa de generación objeto de estudio.

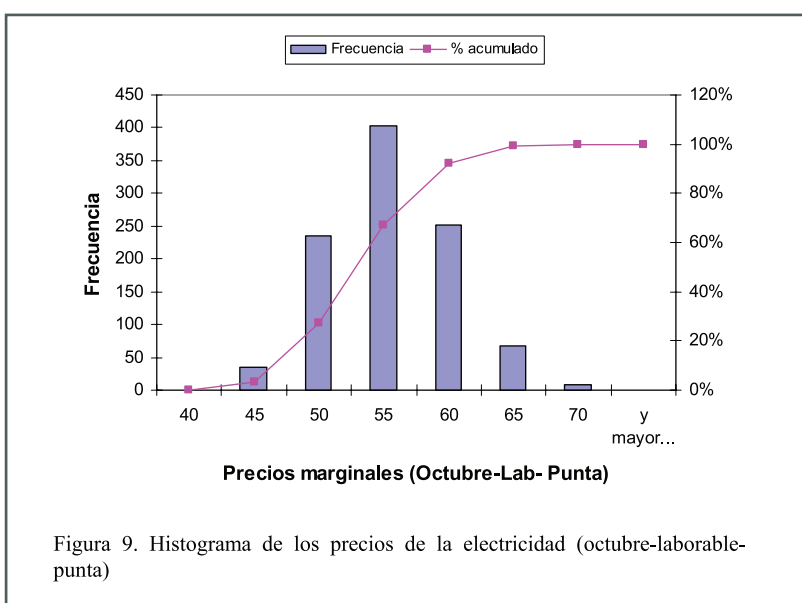
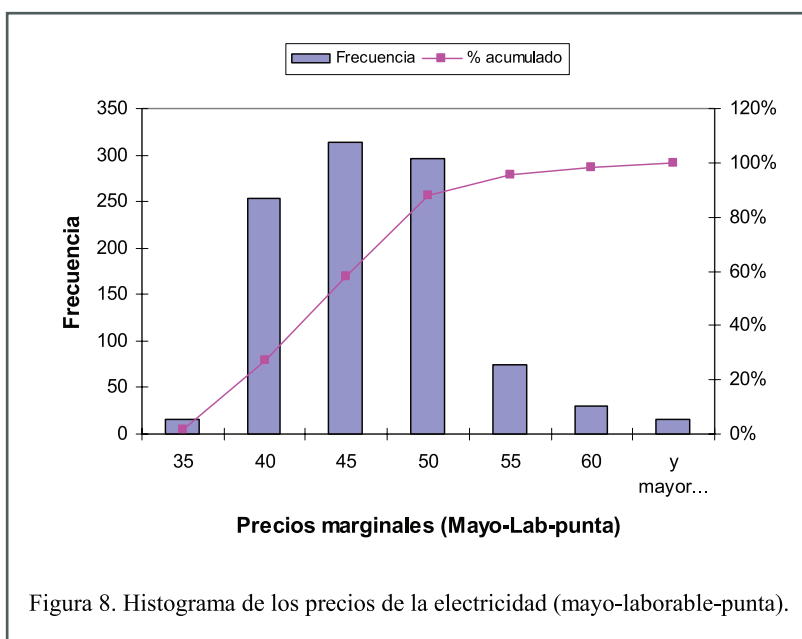
D. Herramienta jerárquica de simulación y ejemplo CVP [USD/MWh]

Una vez elegido el enfoque para cada uno de los elementos de la simulación, se ha desarrollado una herramienta que permite ejecutar jerárquicamente los modelos anteriores de forma automática.

A modo de ejemplo, se han ejecutado 1.000 simulaciones, obteniéndose para cada caso los precios de energía en el mercado spot en cada nivel de demanda (punta, media y base), para cada día

(laborable-festivo) y para cada mes para el periodo de análisis (octubre 2003 – septiembre 2004). En la Figura 8 y Figura 9, se ilustran los resultados que se han obtenido para los precios de energía en los días laborables de demanda punta en dos meses específicos: mayo (mes de época lluviosa) y octubre (época seca). Los histogramas de las figuras representan la frecuencia individual y acumulada de los precios marginales expresados en US\$/MWh.





Los escenarios simulados de los precios mayoristas de electricidad sirven como datos de entrada para el análisis de contratos a plazo que se detalla en el siguiente apartado.

METODOLOGÍA DE VALORACIÓN DE CONTRATOS A PLAZO

A. Aspectos diferenciales de la electricidad

La teoría general de la valoración de los derivados en mercados financieros, llámense forwards, futuros, opciones o

swaps, es bien conocida [12], [13]. Tradicionalmente se ha buscado su extensión a la valoración de derivados sobre productos energéticos [14]. Sin embargo, existen notables diferencias entre los típicos productos subyacentes en los mercados financieros (acciones, tipos de cambio, tipos de interés) y los productos subyacentes en los mercados energéticos. Estas diferencias hacen que la metodología de valoración de derivados sobre productos energéticos no pueda valerse de ciertas hipótesis que sí son válidas para valorar derivados sobre productos financieros.

En particular, la electricidad no puede ser almacenada en grandes cantidades y debe ser suministrada por medio de redes. Debido a que no puede ser guardada, los precios de la electricidad se caracterizan por ser fuertemente estacionales y por presentar reversión a la media, heterocedasticidad y saltos. Además, no es posible la valoración de derivados sobre la electricidad mediante la construcción de una cartera replicante (adquisición del producto en el mercado spot y almacenamiento del mismo hasta el instante de vencimiento del derivado).

B. Hipótesis de ausencia de arbitraje

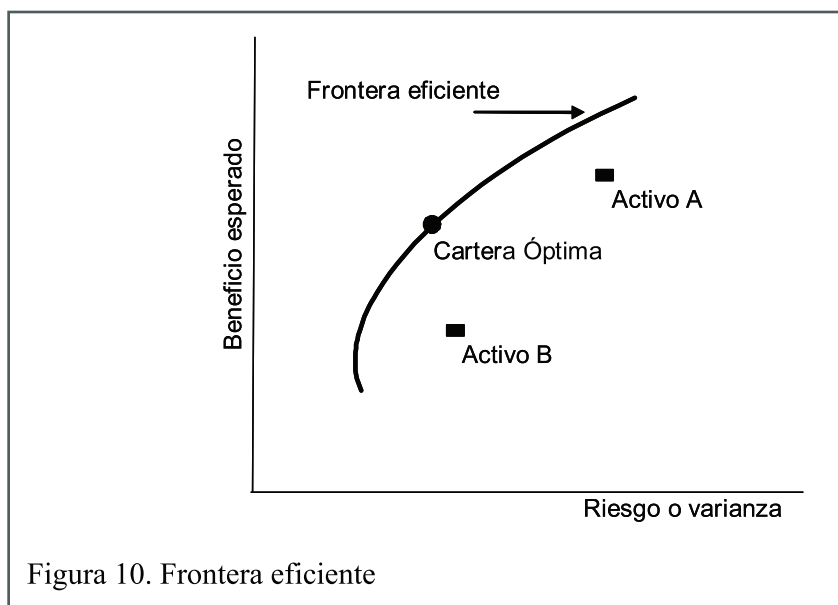
Para la valoración de derivados sobre la electricidad en este artículo se supone que el margen esperado de dichos derivados es nulo. Dicho de otro modo, se supone que el precio al que se negocia cada derivado es tal que el margen que esperan obtener ambas partes cuando se liquide el derivado tomando como referencia el precio spot al vencimiento es cero. En el caso concreto de los contratos a plazo esto implica que el precio de cada contrato es igual al valor esperado del precio spot en el instante de su vencimiento. Esta es la llamada hipótesis de ausencia de arbitraje.

C. Teoría de optimización de carteras

La firma de un contrato implica unos ciertos costos de transacción para ambas partes. Según esto, la firma de un contrato a plazo significa una pequeña pérdida de margen esperado para ambas partes. No obstante, esta pérdida puede compensar a los agentes si lleva asociada una reducción suficiente de su exposición al riesgo de mercado.

Este planteamiento entronca directamente con la teoría de optimización de carteras, cuyo origen puede encontrarse en los desarrollos de [15]. Esta teoría trata de determinar la composición que debe tener una cartera de activos para que la esperanza del beneficio que proporcione esta cartera sea máxima manteniendo un límite en la exposición al riesgo.

La cartera óptima que se obtenga por este procedimiento dependerá del límite que se haya impuesto a la exposición al riesgo. Se obtendrán carteras con mayor beneficio esperado a medida que se relaje la limitación de exposición al riesgo. El lugar geométrico definido por las carteras óptimas en el plano margen esperado / riesgo se denomina frontera eficiente. La Figura 10. ilustra este concepto para un caso en el que no se consideran activos libres de riesgo.



Cualquier cartera que no pertenezca a la frontera eficiente asume un riesgo innecesario, dado que existe siempre otra con el mismo riesgo y mayor margen esperado, o bien, el mismo margen esperado y menor riesgo.

Dentro de la frontera eficiente hay una cartera particularmente interesante, que es la cartera de mínimo riesgo. Esta cartera se corresponde con el vértice de la frontera eficiente. No tiene sentido optar por una cartera cuyo margen esperado sea menor que el de esta cartera.

La elección entre dos carteras situadas en la frontera eficiente dependerá de la aversión al riesgo del agente. En este artículo nos limitaremos a obtener la frontera eficiente, sin entrar a valorar cuál de las carteras que la forman es la más adecuada.

Para poder construir la frontera eficiente es necesario optar por una medida del riesgo al que se encuentra expuesta la empresa. En este artículo se van a considerar tres medidas de riesgo diferentes: la varianza del margen operativo, el margen en riesgo (*profit at risk*, *PaR*) y el margen en riesgo condicional (*condicional profit at risk*, *CPaR*). Una conclusión interesante a la que se llegará es que la cartera de mínimo riesgo depende de la medida de riesgo que se utilice.

D. Valoración de contratos a plazo de venta de electricidad

Como se ha mencionado, el objetivo es valorar contratos a plazo de venta de electricidad desde el punto de vista de una empresa de generación. Para ello se parte del margen operativo que la empresa obtendría en el mercado spot para cada escenario del precio del petróleo,

$$\pi_{mdn}^{sc} = \sum_g q_{mdng}^{sc} (S_{mdn}^{sc} - CVP_{mg}^{sc}) \quad (7)$$

donde sc representa el escenario de análisis, π_{mdn} es el margen de la empresa en el mercado spot en el nivel de demanda (n) del día (d) y del mes (m), q_{mdng} es la energía producida con el generador (g) en el nivel de demanda n del día d y del mes (m), (CVP_{mg}) es el costo variable de producción el generador (g) en el mes (m), y (S_{mdn}) representa es el precio spot de electricidad en el nivel de demanda n del día d y del mes (m).

A continuación, se plantea la posibilidad de que una empresa firme contratos a plazo para gestionar su riesgo. Este análisis se realiza sobre la base de la ecuación (8).

$$H_{mdn}^{sc} = \hat{q}_{mdn}^{sc} (F_{mdn}^{sc} - CT_{mdn}^{sc}) - N_{mdn}^{sc} (q_{mdng}^{sc} - \hat{q}_{mdn}^{sc}) - CVP_{mg}^{sc} \quad (8)$$

Donde H_{mdn} es el margen neto de la empresa incluyendo el efecto del contrato a plazo, F_{mdn} es el precio del contrato a plazo, \hat{q}_{mdn} es la cantidad de energía que se vende en el Beneficio contrato a plazo y CT_{mdn} es el costo variable de transacción asociado a la firma del contrato.

El costo de transacción suele estar asociado a los mercados de futuros y normalmente comprende o integra la prima del contrato (costo de adquisición del contrato) y las penalizaciones por falta de liquidez del mercado de futuros. El costo de transacción es perfectamente trasladable al caso de este análisis. Este costo estará en función de la dinámica de los contratos a plazo y en función de la oferta y la demanda que tengan en el mercado ecuatoriano.

Conviene recalcar que, de acuerdo con la hipótesis de ausencia de arbitraje, el precio del contrato forward vendrá dado por el valor esperado del precio spot,

$$F_{mdn}^{sc} = \sum_{sc} P^{sc} S_{mdn}^{sc} \quad (9)$$

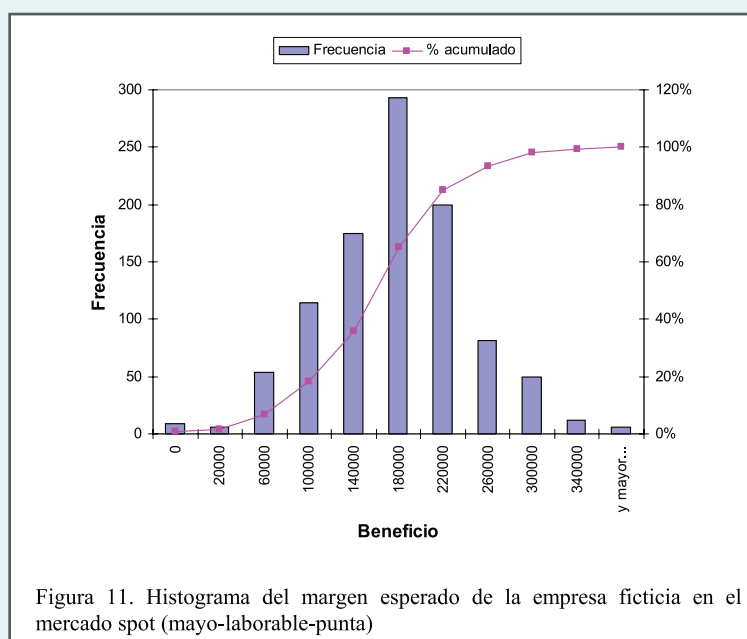
donde p^{sc} es la probabilidad de ocurrencia del escenario sc .

El procedimiento que se seguirá para construir la frontera eficiente consistirá en evaluar la ecuación (8) para cada escenario y cada posible cantidad q_{mdn} . Con ello se obtendrá la distribución de probabilidad del margen de la empresa para dicha cantidad q_{mdn} . A partir de dicha distribución de probabilidad se calculará el margen esperado y la medida de riesgo correspondiente. Variando la cantidad q_{mdn} se obtendrán los distintos puntos de la frontera eficiente.

APLICACIÓN NUMÉRICA

Para estudiar la valoración de contratos a plazo en el contexto del mercado eléctrico ecuatoriano, se han seleccionado 7 unidades de generación termoeléctrica al azar para formar una empresa de generación ficticia, con una capacidad instalada de 280 MW, que plantea vender su producción por medio del mercado spot y de contratos.

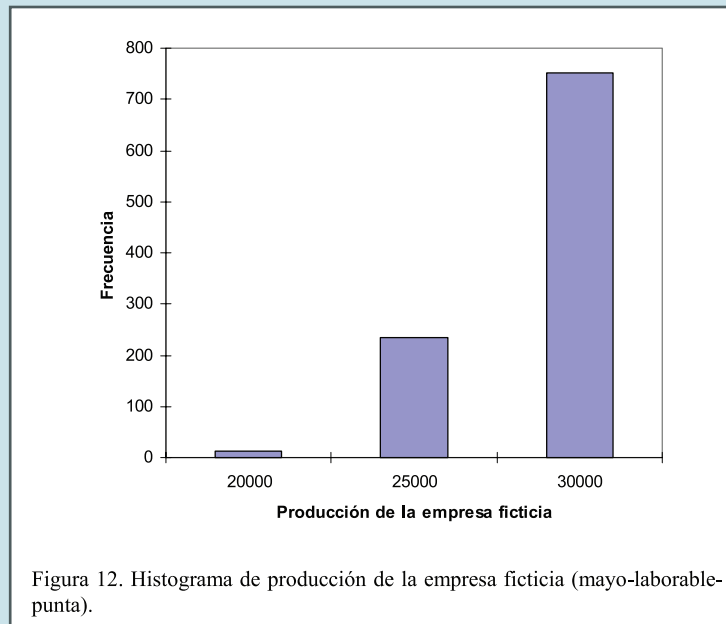
En la Figura 11. se presenta como resultado un histograma con las frecuencias individuales y acumulativas de los



márgenes expresados en USD, si la venta se realiza en su totalidad en el mercado spot. La figura 11. representa los niveles punta de los días laborables del mes de mayo de 2004.

La producción con las unidades de generación de la empresa ficticia para

cada escenario del precio del crudo, se ha obtenido a través del modelo de mercado. Las simulaciones sugieren que la producción total de la empresa para el periodo que se analiza estaría en el rango de los 25.000 MWh a los 30.000 MWh como se puede deducir del histograma de producción de la Figura 12.



En este contexto, se analiza la firma de un contrato a plazo simulando distintos valores de q_{mdn} . El precio del contrato F_{mdn} se supondrá igual al valor esperado del precio spot. Se considera un valor para los costos de transacción CT_{mdn} de 0,8 USD/MWh.

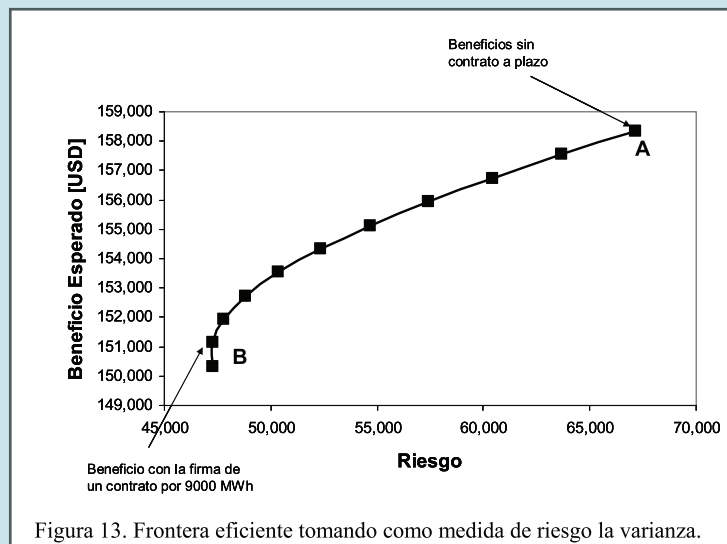
Se comparan tres enfoques para evaluar el binomio margen esperado-riesgo. Cada enfoque se corresponde con una medida de riesgo diferente: la varianza del margen, el PaR y el CPaR.

A. Análisis basado en la varianza del margen

Sobre la base de la ecuación (8) y tomado como medida del riesgo la

varianza del margen de la empresa ficticia se ha determinado la frontera eficiente durante el nivel de punta de los días laborables del mes de mayo de 2004.

La Figura 13. muestra una representación gráfica de dicha frontera eficiente, donde el eje horizontal mide la desviación típica del margen, expresado en USD. El punto A de la figura indica el margen que se esperaría si se vendiera toda la producción en el mercado spot. En cambio, el punto B refleja el margen que se esperaría con la firma de un contrato por 9.000 MWh. Por encima de este volumen de energía, se obtienen valores que carecen de sentido, pues para el mismo o mayor nivel de riesgo ofrecen un margen esperado menor.



B. Análisis basado en el margen en riesgo (PaR)

El margen en riesgo (PaR) es una extensión de la medida de riesgo VaR (*Value at Risk*), de uso habitual en los mercados financieros. El PaR indica el margen por encima del cual espera encontrarse la empresa con un nivel de confianza

α o, lo que es lo mismo, el $\alpha\%$ de las veces [2].

Cuando se firman contratos a plazo, como se ha podido observar del análisis de la frontera eficiente, el riesgo se reduce a costa de una disminución en el beneficio esperado. Dicha reducción del riesgo se traduce en un incremento del PaR, como lo sugiere la Figura 14.

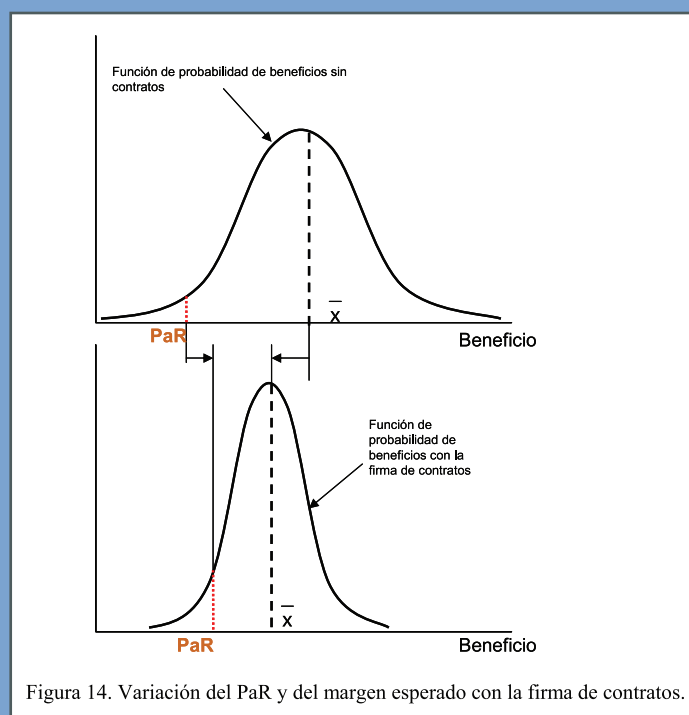


Figura 14. Variación del PaR y del margen esperado con la firma de contratos.

TABLA 1.
BENEFICIO ESPERADO VS PAR

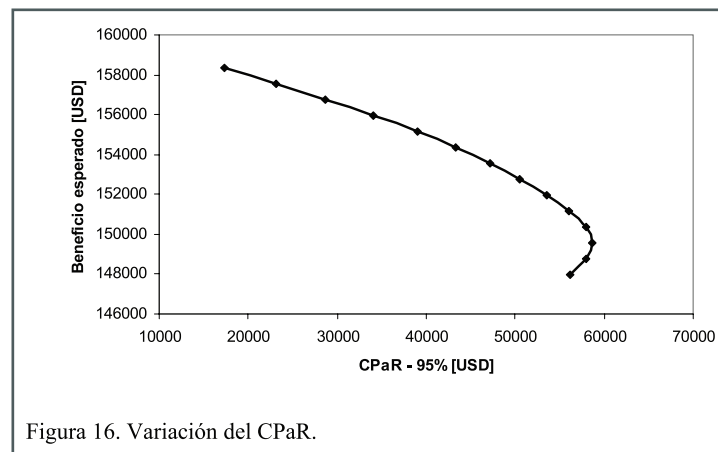
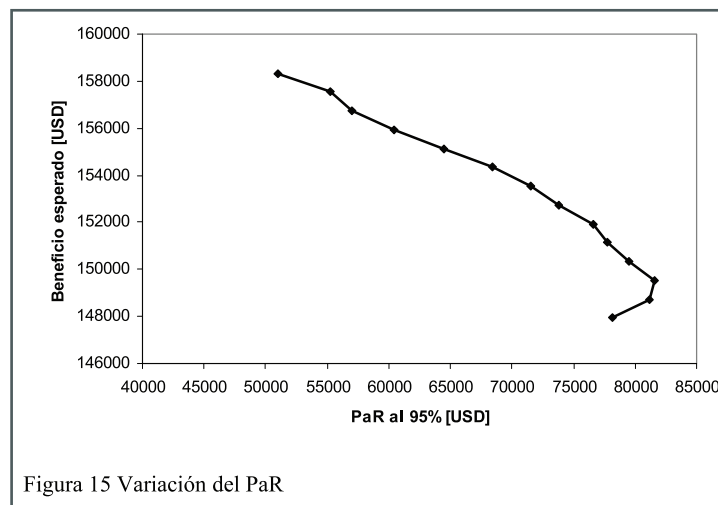
Para probar lo anterior con el caso de estudio, se ha elegido un nivel de confianza para el PaR del 95%. Con la venta de toda la producción de la empresa ficticia en el mercado spot se obtiene un PaR de 51.020 USD con unos beneficios esperados de 158.335 USD. En la medida que se firman contratos por diversas cantidades de energía se observa una disminución en los beneficios esperados y un incremento en el valor del PaR, lo que supone una disminución del riesgo (Tabla 1).

Energía contratos [MWh]	Beneficio Esperado [USD]	PaR 95% [USD]
Sin contratos	158335	51020
1000	157535	55192
2000	156735	56976
3000	155935	60441
4000	155135	64510
5000	154335	68419
6000	153535	71507
7000	152735	73789
8000	151935	76653
9000	151135	77713
10000	150335	79501
11000	149535	81541
12000	148735	81167
13000	147935	78134

Si se comparan los resultados obtenidos al utilizar como medida de riesgo el PaR (Tabla 1) con los obtenidos al utilizar como medida de riesgo la varianza del margen (Figura 13) se descubre una diferencia importante en el volumen de contrato que proporciona el riesgo mínimo. Cuando se utilizaba la varianza como medida de riesgo, el volumen de contrato que minimizaba el riesgo era de aproximadamente 9.000 MWh (punto B de la Figura 13). En este caso, en el que hemos utilizado el PaR como medida de riesgo,

el volumen contratado que minimiza el riesgo es de 11.000 MWh.

Una desventaja del PaR como medida de riesgo respecto a la varianza del margen es que proporciona una frontera 160.000 eficiente que no es convexa, como se observa en la Figura 15. El PaR, sin embargo, tiene la ventaja de poner el enfoque en los escenarios más desfavorables, a diferencia de lo que ocurre con la varianza, que depende de toda la distribución.



C. Análisis basado en el margen en riesgo condicional (CPaR)

El valor en riesgo condicional (*conditional value at risk*, CVaR) es una medida de riesgo que permite tener en cuenta colas pesadas en la función de distribución de probabilidad. Matemáticamente se define como la esperanza de la desviación negativa del margen condicionado por que la desviación sea mayor o igual que el VaR con un nivel de confianza determinado.

De manera análoga a la medida de riesgo CVaR se puede definir en este caso el margen en riesgo condicional (*conditional profit at risk*, CPaR). Este tipo de medida considera las colas pesadas en las funciones de distribución de probabilidad que típicamente tiene el margen operativo de una empresa de generación. Si se calcula el CPaR para el caso de estudio con el mismo nivel de confianza a del 95 % se obtienen los resultados que se ilustran en la Tabla 2. y la Figura 16.

TABLA 2.
BENEFICIO ESPERADO VS CPA R

Energía contratos [MWh]	Beneficio Esperado [USD]	CPaR 95% [USD]
Sin contratos	158335	17297
1000	157535	23065
2000	156735	28646
3000	155935	34037
4000	155135	38970
5000	154335	43291
6000	153535	47146
7000	152735	50557
8000	151935	53617
9000	151135	55998
10000	150335	57919
11000	149535	58685
12000	148735	57931
13000	147935	56133

Como puede observarse, el volumen de contrato que minimiza el riesgo utilizando el CPaR como criterio resulta ser el mismo que se obtenía utilizando el PaR como criterio.

El CPaR tiene tres ventajas fundamentales. La primera es que, al igual que el PaR, pone el enfoque en los escenarios más desfavorables. La segunda ve más allá que el PaR, porque calcula el peso de la cola de la distribución que queda a la izquierda de dicho valor. La tercera es que la frontera eficiente a la que da lugar es convexa.

CONCLUSIONES

Este apartado de conclusiones se organiza en dos partes. En la primera parte se analizan las conclusiones extraídas durante el desarrollo de los modelos de simulación (precio del crudo, costos variables, simulación de mercado) y luego se resumen los resultados de los enfoques que se han propuesto para valorar contratos de largo plazo.

A. Conclusiones del modelo jerárquico de simulación

El enfoque jerárquico para la simulación de costos variables que se ha propuesto en este artículo consta de tres modelos diferenciados. El primer modelo se utiliza para simular escenarios de precios del crudo WTI utilizando la metodología GARCH. El segundo modelo parte de estos escenarios de precios del WTI para simular los costos variables de producción de las unidades térmicas del sistema ecuatoriano mediante una regresión lineal multivariante. El tercero es un modelo fundamental que permite obtener escenarios de mercado mayorista de electricidad ecuatoriano, incluyendo precios y producciones de las distintas unidades de generación.

Se ha podido comprobar con datos históricos, que las series simuladas con el modelo GARCH para los precios del crudo WTI, siguen razonablemente la tendencia de las series observadas en la realidad. Este modelo no obstante, es sensible a los parámetros que lo conforman, por lo que la determinación de los mismos y la metodología empleada para ello, consti-

tuyen un factor clave para un funcionamiento adecuado.

Un aspecto fundamental del modelo de regresión lineal multivariante ha sido el tratamiento, descomposición y determinación de los residuos. El tratamiento de los residuos que se ha propuesto en este artículo podría extenderse a otros mercados.

En este artículo se ha optado por utilizar un modelo fundamental para generar los escenarios de precios de la electricidad que luego se utilizan para valorar contratos a plazo. Este modelo simula la operación del equipo generador ecuatoriano con un enfoque de minimización de costos y obtiene el precio de la electricidad como la variable dual de la restricción de demanda.

Tanto en el mercado de energía ecuatoriano, que puede ser calificado como un mercado en proceso de transición del marco tradicional al de competencia, como en un mercado totalmente liberalizado, los costos marginales de mercado e ingresos constituyen, para una empresa de generación, señales importantes para su operación. En concreto, el conocimiento de los ingresos y costos marginales resulta fundamental a la hora de establecer posiciones a medio y largo plazo.

El modelo fundamental utilizado, no obstante, presenta la limitación de un tratamiento determinista de la aleatoriedad de algunas variables relevantes como la demanda y las aportaciones hidrológicas. Sin embargo, si se cuenta con información estadística es posible también plantear distintos escenarios hidrológicos y de demanda. Incorporar la aleatoriedad de estas variables al modelo de gestión del riesgo puede considerarse como una línea futura de desarrollo.

B. Conclusiones de la valoración de contratos

Para la valoración de contratos se han comparado tres formas de evaluar el binomio margen esperado-riesgo. Cada enfoque se corresponde con una medida de riesgo diferente: la varianza del margen, el PaR y el CPaR.

La varianza del margen es la medida de riesgo más natural y la que se suele utilizar para construir la frontera eficiente. En este documento se ha ilustrado con un ejemplo la forma de obtener dicha curva.

El PaR resulta una medida atractiva y fácil de entender. Básicamente representa el beneficio por encima del cual se va a estar el 1% de las veces. Esta información es la que normalmente desean los altos ejecutivos de las compañías. El PaR brinda comodidad al condensar medidas, como las griegas, en una única cifra de riesgo. Sin embargo, presenta ciertas limitaciones. Una de ellas, según se ha visto en este artículo, es la que proporciona una frontera eficiente no convexa.

El CPaR tiene mejores propiedades matemáticas que el PaR y proporciona una medida de riesgo valiosa incluso en aquellos casos en los que la distribución de probabilidad del beneficio de la empresa no sigue una normal. En este artículo se ha mostrado que la frontera eficiente que proviene del CPaR es diferente de la que se obtiene utilizando la varianza. Ante esta situación es recomendable decantarse por la información que proporciona el CPaR.

Los análisis para los contratos a plazo realizados en este artículo pretenden únicamente introducir los conceptos de la valoración. Un enfoque alternativo de

especial interés, consiste en el uso de las funciones de utilidad, las que permiten una comparación inmediata de portafolios con distintos promedios y varianzas bajo el perfil de riesgo del generador.

En este contexto, los resultados que se han obtenido de los modelos desarrollados pueden servir como datos de entrada a modelos de valoración de contratos más sofisticados como los planteados por [2], [16] y [17].

REFERENCIAS

- [1] J. Barquín and C. Batlle, Modelos de análisis y gestión de riesgos en mercados energéticos, in *Apuntes Doctorado Ingeniería Industrial e Informática*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas, 2003.
- [2] D. Bunn, *Modelling Prices in Competitive Electricity Markets*: John Wiley & Sons, Ltd., 2004.
- [3] C. Batlle, Modelo de Análisis de Riesgos asociados al negocio de producción eléctrica, in *Instituto de Investigación Tecnológica, IIT*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas, 2002.
- [4] R. Kaye, H. Outhred, and C. Bannister, Forward contracts for the operation of an electricity industry under spot pricing, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, pp. 46-52, 1990.
- [5] A. Eydeland and H. Geman, Fundamentals of electricity derivative pricing, in *Energy Modelling and Management of Uncertainty*, R. Jameson, Ed.: Risk books, 1999.
- [6] D. Pilipovic, *Energy Risk*: Irwin Professional Publishing, 1997.
- [7] E. Schwartz and J. E. Smith, Short-term variations and long-term dynamics in commodity prices, *Management Science*, vol. 46, pp. 893-911, 2000.
- [8] L. Clewlow and C. Strickland, *Energy Derivatives pricing and risk management*, London: Lacima publications, 2000.
- [9] J. Barquín, A. Garro, E. Sanchez, and S. Tejero, A new model for electricity price series Modelling and forward and volatility curves computation, presented at 8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa State University, Iowa, 2004.
- [10] K. Quizhpe, Modelo de explotación a medio plazo de la generación, aplicación al mercado eléctrico ecuatoriano, in *Instituto de postgrado y formación continua*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas, 2005.
- [11] A. Brooke, D. Kendrick, and A. Meeraus, *GAMS a User's Guide*, GAMS Development Corporation, 1998.
- [12] F. Black and M. Scholes, The pricing of options and corporate liabilities, *The Journal of Political Economy*, 1973.
- [13] R. C. Merton, Theory of rational option pricing, *Bell Journal of Economics and Management Science*, 1973.
- [14] M. Brennan and E. Schwartz, Evaluating natural resource investments, *Journal of Business*, 1985.
- [15] H. Markowitz, *Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investments*. New York: Wiley, 1959.



- [16] T. S. Chung, S. H. Zhang, C. W. Yu, and K. P. Wong, Electricity market risk management using forward contracts with bilateral options, IEE Proceedings Gener. Transm. Distrib, vol. 150, 2003.
- [17] B. Marzano, L. Melo, and A.Souza, An approach for portfolio optimization of energy contracts in the Brazilian electric sector, presented at Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna, 2003.