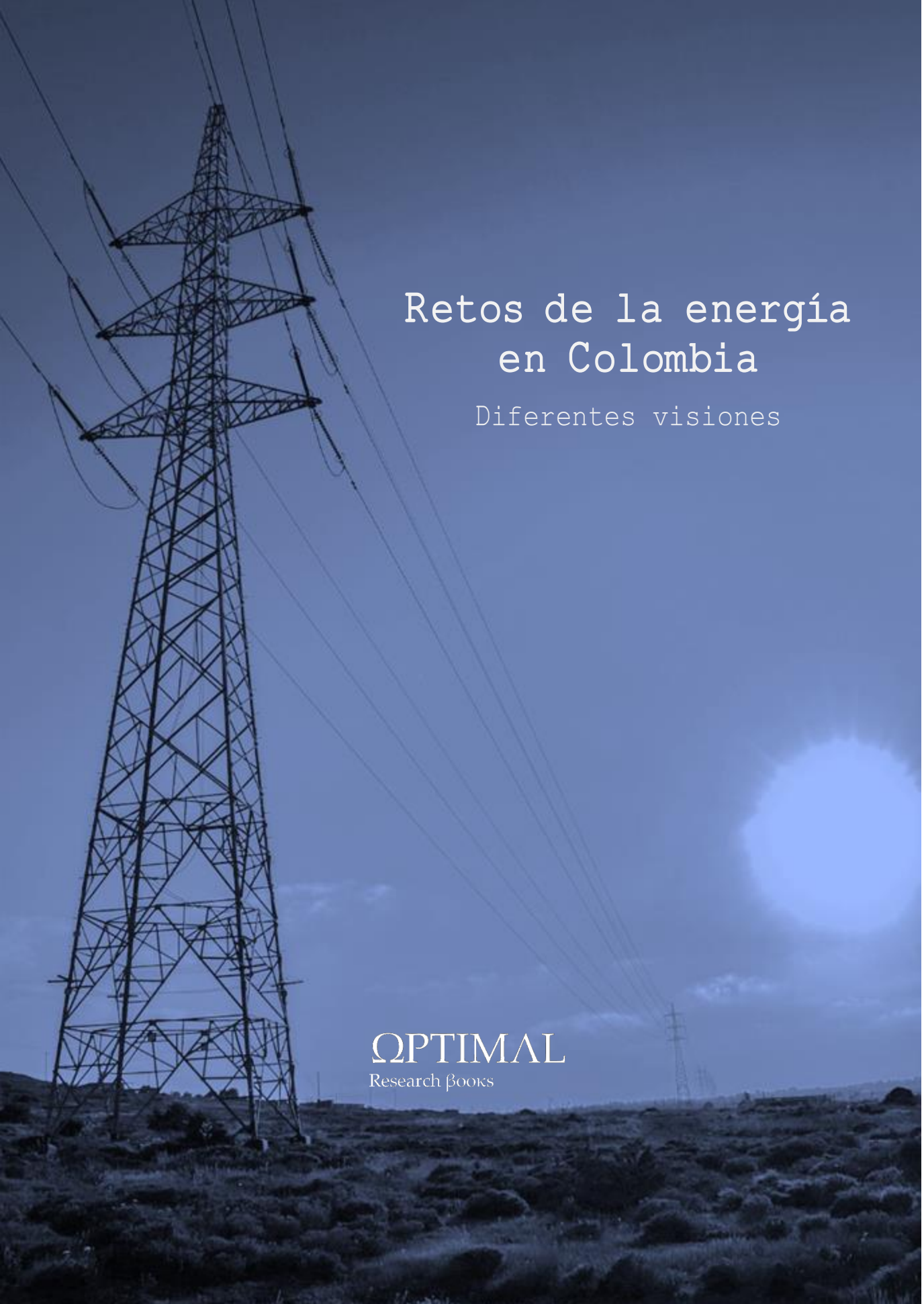


Retos de la energía en Colombia

Diferentes visiones

ΩPTIMAL
Research βooks

Retos de la energía en Colombia

Diferentes visiones

ΩPTIMΛL
Research βooκs

Optimal Research Group, 2019. Retos de la Energía en Colombia. Diferentes Visiones.

ISBN: 978-958-56624-3-8

Edición: marzo de 2019 - ISBN: 978-958-56624-3-8
Optimal Research SAS

Editado en Medellín, Colombia.
Optimal Research Group
Medellín, Colombia
www.optimalresearch.com.co
http://optimalbooksonline.wixsite.com/library

Información sobre edición y publicación:
Yesney Esperanza Londoño Ayala
Optimal Research Group
ylondono@optimalresearch.com.co
Teléfonos:
(+574) 558 1952
+57 4 300 709 8364

DERECHOS RESERVADOS. Ninguna parte de este trabajo podrá ser reproducida, transmitida, almacenada o utilizada en cualquier forma o por cualquier medio, ya sea gráfico, electrónico o mecánico, incluyendo, pero sin limitarse a lo siguiente: fotocopiado, reproducción, escaneo, digitalización, grabación en audio, distribución en Internet, distribución en redes de información o almacenamiento y recopilación en sistemas de información sin el consentimiento por escrito de OPTIMAL RESEARCH S.A.S.

Contenido

1. Demanda de energía eléctrica: no es suficiente considerarla normal..... 5
Juan Fernando Rendón García

2. Biodiesel..... 13
L. M. Baena, J. A. Calderón

3. Mezclas Biodiesel-Butanol..... 22
L. M. Baena, J. A. Calderón

4. Se llegó la hora de mirar hacia la energía nuclear..... 26
David Andrés Galeano G.

5. Generación de energía en Colombia: no tan verde y en espera de evolución: una opinión personal..... 34
Laima Klemas

6. Gestión integral de la energía verde, mercado de carbono, carbono neutral.....45
Óscar Alonso Fernández

7. Cierre Financiero de Proyectos Fotovoltaicos..... 51
Alfredo Trespalacios Carrasquilla

8. Métodos de análisis para riesgo de mercado de energía..... 66
David Esteban Rodriguez Guevara
Luis Felipe Caro Cortes

9. Nociones sobre la Gestión de Riesgo en Mercados Eléctricos..... 74
Alfredo Trespalacios Carrasquilla

10. Derivados Climáticos y el Mercado de Energía Eléctrica 2019... 86
Javier Orlando Pantoja Robayo

11. Los subsidios a los usuarios de energía eléctrica..... 101
Luis Eduardo Franco Ceballos
Gabriel Alberto Agudelo Torres

12. La evolución del sector eléctrico jalonada por la demanda y el cambio tecnológico 105
Diego Gomez
Edison Giraldo

Prólogo

Hoy nuestras historias se construyen en hashtag "#", en emoticones, se plasman en aplicaciones y se planean con la ayuda de Siri, Alexa, Ok Google y Cortana. Es el movimiento de electrones y una cantidad incontable de unos y ceros los que nos develan como una sociedad de información, una sociedad completamente comunicada, una sociedad que está iluminada de día y de noche, una sociedad que está redefiniendo por cuarta vez la forma como produce bienes y servicios[1]; todo en un escenario de campos electromagnéticos al ritmo de los hallazgos de Maxwell, Kirchhoff, Edison, Tesla, Ohm: La energía eléctrica es el lienzo en el que los artistas de la tecnología dibujan el paisaje de nuestras nuevas historias.

Los desarrollos tecnológicos, en tema de energía, están imponiendo un nuevo baile: Usuarios que son productores, usuarios que son conocedores, nuevos emprendedores capaces de sustituir los servicios de empresas con más de dos decenas de años de experiencia, sistemas de cómputo con la capacidad de pronosticar en tiempo real las acciones de seres humanos, (…). Es esta la simbiosis perfecta de la cual, inevitablemente, surgirán el rediseño de productos y la conformación de una dinámica de mercado que paso a paso se alejará del modelo tradicional de: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización. Tal vez, la energía eléctrica perderá su cualidad de bien homogéneo, y para el usuario final irá marcando distancia con la definición de *commoditie*.

El reto a futuro es inmenso: lograr que la energía eléctrica sea entregada con tan alta calidad y a precio tan competitivo que sea siempre reconocida como un insumo natural, que nunca represente un dolor de cabeza: que genere alegrías y alivie las frustraciones en cada cliente. Para esto será necesario el acompañamiento desde diferentes habilidades: Microeconomía, Mercadeo, Gestión de riesgos, Econometría, Machine Learning, Derecho comercial, Estructuración financiera, Gestión ambiental, Diseño, Construcción, Mantenimiento, Regulación, Prospectiva…

[1] En mención al concepto de industria 4.0, común por estos días.

En el contexto actual surge entonces la necesidad de la construcción colectiva en la que este libro participa. Un esfuerzo conjunto de diferentes académicos que, sin un formato predefinido, desean entregar al público general su conocimiento y opiniones con el objetivo de que sean insumo para afrontar la situación actual y futura en los mercados de energía eléctrica. No es compromiso de la editorial ni de ninguna otra persona, diferente a quienes escriben cada capítulo, sobre la veracidad de los contenidos o las opiniones que allí se presentan.

Quienes acá participamos esperamos que la lectura invite a la reflexión, a la acción y a la re-reflexión. Si usted amigo lector considera que puede también contribuir a una nueva versión de este libro, no dude en enviarnos un documento de entre cinco y diez páginas: consideraremos incluirlo.

Esperamos que disfrute la lectura, así como hemos nosotros disfrutado la escritura.

Alfredo Trespalacios Carrasquilla

alfredo.trespalacios@gmail.com

Marzo de 2019

Capítulo 1

Demanda de energía eléctrica: no es suficiente considerarla normal

Juan Fernando Rendón García[2]

En la modelación estocástica de variables eléctricas es habitual que se asuma el supuesto de normalidad, tanto en modelos simples como complejos. Tal es el caso por ejemplo de la modelación de rendimientos de demanda (cambios porcentuales de mes a mes) en modelos que consideran patrones autorregresivos y de medias ponderadas de errores (como los procesos ARIMA) y en los modelos de varianza condicional (como los procesos de las familias GARCH). Si bien los supuestos de normalidad han sido comúnmente acondicionados a problemas reales, limitar la solución de estos problemas a ser explicados sólo con media y varianza, es dejar "riesgo sobre la mesa".

En este documento se ilustra cómo los cambios de la demanda de energía eléctrica en Colombia deben ser explicados no solo con media y varianza sino también con sesgo, curtosis y momentos superiores de la distribución de probabilidad. Los resultados presentados corresponden a investigaciones que se han desarrollado en conjunto entre profesores del ITM, la Universidad EAFIT y la Universidad de Salamanca en España.

El hecho de que los cambios de la demanda de energía eléctrica deban explicarse con todos los momentos de la distribución: media, desviación estándar, sesgo curtosis y otros momentos de orden superior, acarrea algunos retos a los analistas de mercados: deberán adaptar sus metodologías de medición de riesgos, si desean capturar los casos extremos de forma adecuada.

[2] Instituto Tecnológico Metropolitano – ITM. Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas. Departamento de Finanzas. juanrendon@itm.edu.co

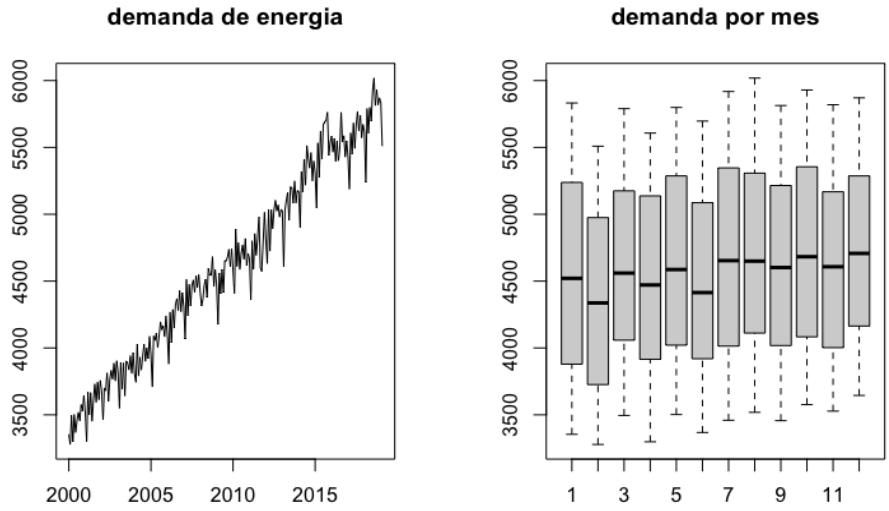


Figura 1.1. Evolución de la demanda mensual de energía para Colombia y diagrama de caja y bigotes de la demanda mensual.

En la figura anterior se presenta la evolución de la demanda mensual de energía para Colombia y el grafico de cajas y bigotes de la demanda para cada mes del año. En estas graficas se puede identificar una tendencia creciente de la demanda y la distribución de la demanda de energía para cada mes del año, en donde se puede apreciar que cada mes del año tiene diferentes precios promedios.

1.1. La situación

En la siguiente figura se presenta la demanda de energía de tres formas: i) la demanda de energía desde el año 2000 hasta el año 2017, explicado a través de un modelo lineal estacional. Esto es: se está explicando la demanda de energía con una línea de tendencia que aumenta o subre de precio cada mes[3], ii) La demanda de energía desestacionalizada[4] y iii) el histograma de la serie desestacionalizada y sin tendencia. Como allí se aprecia, el histograma de la componente no explicada de la demanda presenta una alta curtosis, señal de que la incertidumbre de la demanda de energía eléctrica no puede ser descrita con una distribución normal ya que tiene eventos extremos (leptocurtosis)

[3] Esta modelación se realiza con una regresión lineal entre la demanda de energía eléctrica como variable explicada y las variables explicativas (exógenas) el tiempo y variables dummy para cada uno de los meses.

[4] Corresponde con los residuales (errores) del modelo calibrado en la primera figura

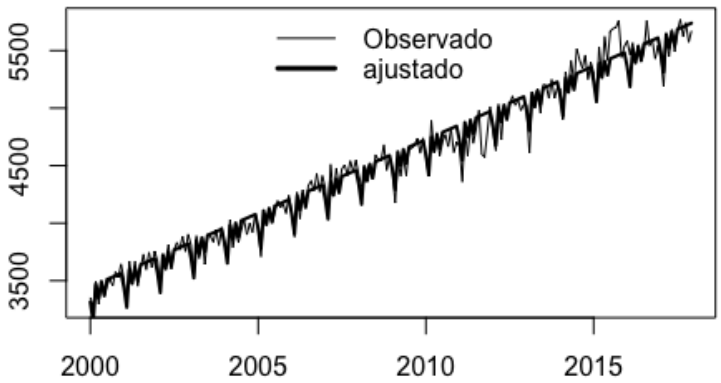


Figura 1.2. Ajuste de demanda con modelo lineal con tendencia y variables dicotómica tipo mes.

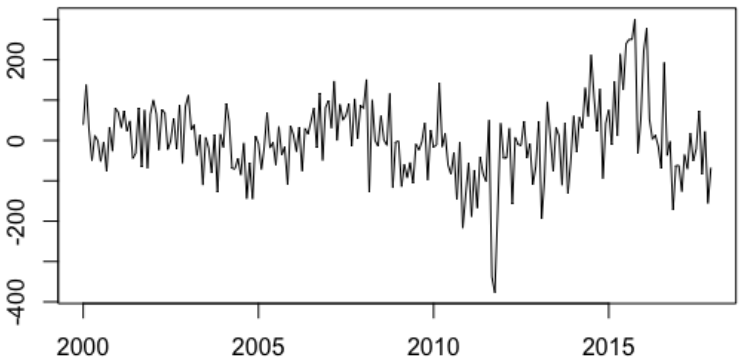


Figura 1.3. Serie de demanda de energía luego de desestacionalizada y sin tendencia

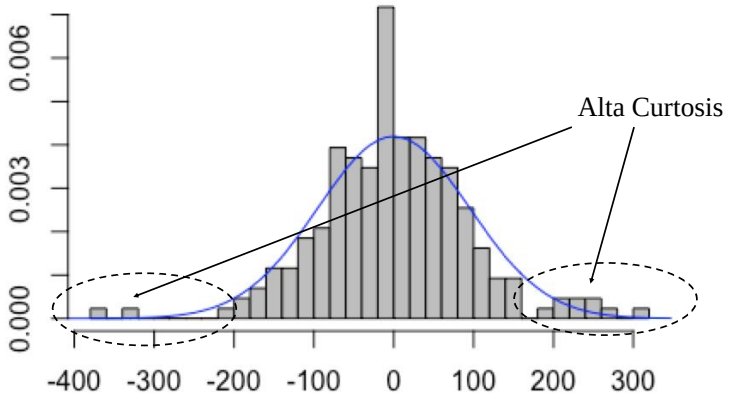


Figura 1.4. Histograma de la series de demanda desestacionalizada y sin tendencia

Para revisar la magnitud de desviación respecto a condiciones normales, se presenta la tabla de la estadística descriptiva para los rendimientos mensuales (cambios porcentuales de la demanda) y para el *Histograma de la series de demanda desestacionalizada y sin tendencia:*

Tabla 1.1. Rendimientos mensuales.

Parámetro	**Rendimientos demanda (%)**	**Demanda desestacionalizada (GWh-mes)***
Media	0.2%	0
Desviación estándar	4.3%	95
Sesgo	0.31	0
Curtosis	5.39	4,86
Percentil 5	-6.0%	-145
Percentil 25	-3.3%	-56
Percentil 50	0.2%	-3
Percentil 90	5.6%	102
Percentil 95	8.2%	146

De la tabla anterior, pueden evidenciarse los siguientes elementos:

Sesgo positivo. En una distribución normal se asume que es igualmente probable encontrar elementos a la derecha de la media como elementos a la izquierda de la media, esto es un sesgo igual a cero. Para el caso de los rendimientos de la demanda de energía tiene un sesgo de 0.31, mayor que cero. En tanto a los rendimientos de la demanda entonces es más posible encontrar eventos extremos hacia la derecha de la media que hacia la izquierda.

La situación de sesgo positivo implica que eventos aleatorios que ocurran en el día a día (mes a mes en este caso por ser datos mensuales) posiblemente exijan al parque de generación más de lo que se tenía planeado.

Leptocurtosis. En una distribución normal siempre la curtosis es igual a 3. Para el caso de los rendimientos de la demanda de energía se identifica que hay una curtosis de 5.33, superior a 3. Esto implica que para los agentes del mercado es recurrente la aparición de eventos extremos, los modelos de pronóstico que entonces consideran normalidad deben fallar "más de lo esperado".

Eventos extremos de cola derecha En una distribución normal el percentil 5% y el percentil 95% se encuentran a la misma distancia de la media, el percentil 5% por debajo de la media y el percentil 95% por encima de la media, pero siempre la misma distancia. En la tabla de estadística descriptiva se puede encontrar que la distancia entre el percentil 5% y la media es igual a -6% - 0.2%: esto es el percentil 5% está a una distancia de 6,02% de la media. Entre tanto la distancia entre el percentil 95% y la media es 8.2%-0.2%: la distancia entre el percentil 95% y la media es 8%.

Tabla 1.2. Percentil 5 y media, distancia e implicación.

	Distancia	Implicación
P5 y media	6.2%	Hay un 5% de probabilidad de que el rendimiento de la energía esté por debajo de 6.2% de la media
P95 y media	8%	Hay un 5% de probabilidad de que el rendimiento de la energía esté por encima de 8% de la media

Una tercera forma de evidenciar esta situación, puede apreciarse en el siguiente diagrama qqplot, donde los eventos de la cola de la distribución no logran ser captados por la distribución normal.

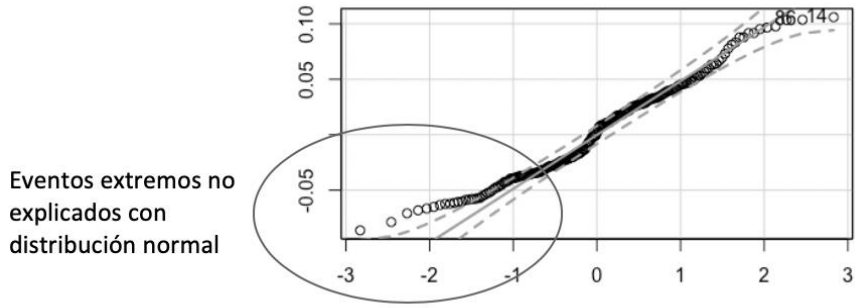


Figura 1.5. Diagrama qqplot.

1.2. La solución

Una manera de abordar esta situación de esta "no normalidad", es recurrir a otro tipo de herramientas estadísticas como el caso de la estadística semi no-paramétrica. La siguiente figura donde se comparan tres elementos: los datos de la demanda (franja sombreada), una distribución normal (línea continua) y una distribución semi no-paramétrica (línea punteada).

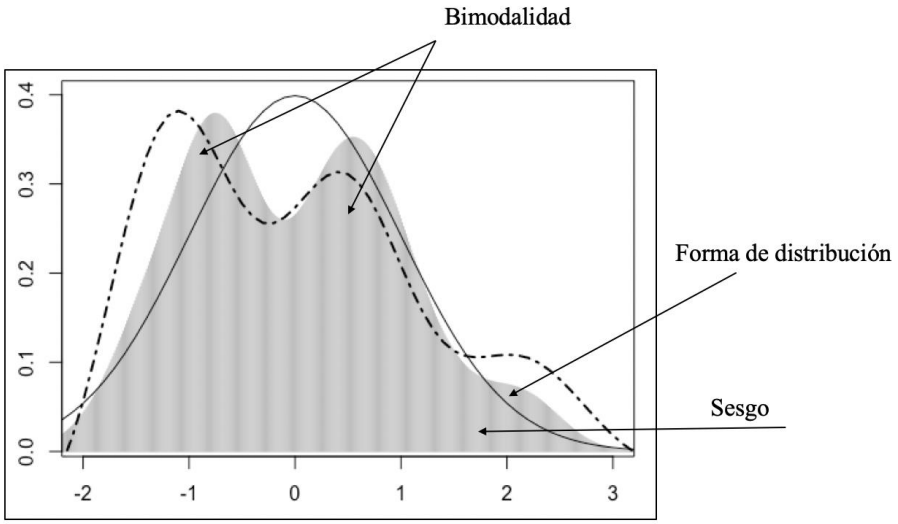


Figura 1.6. Demanda, distribución normal y distribución semi no-parametrica.

La distribución de tipo seminoparamétrica (SNP) lograr capturar elementos que la distribución normal no: bimodalidad, sesgo y eventos extremos, además de otros movimientos difíciles de capturar con distribuciones habituales de la estadística clásica.

Una distribución de tipo SNP truncada a n términos tiene una distribución de densidad de probabilidad para la distribución de la forma:

$$g(x;\boldsymbol{d}) = [1 + \sum_{s=1}^{n} d_s \cdot H_s(x)]\phi(x),$$

$$\phi(x) = \frac{1}{2\pi} e^{-\frac{x^2}{2}},$$

$$H_i(y) = \frac{(-1)^i}{\phi(x)} \cdot \frac{d^i \phi(x)}{dx^i}.$$

Donde d corresponde con un vector de parámetros di, $\phi(x)$ es la pdf de la distribución normal estándar de la ecuación y $H_i(x)$ que se muestra en (3), es el polinomio de Hermite de orden i. Como se muestra en la ecuación cada uno de los polinomios de Hermite requiere la derivación de orden i de la pdf normal estándar. Los primeros cuatro polinomios de Hermite se muestran a continuación:

$$H_0 = 1,$$
$$H_1 = x,$$
$$H_2 = x^2 - 1,$$
$$H_3 = x^3 - 3x,$$
$$H_4 = x^4 - 6x^2 + 3,$$

1.3. Comentario final

Si bien los modelos que suponen normalidad han contribuido a la medición de riesgos, la complejidad actual de las variables económicas y las finanzas están exigiendo la adaptación de métodos. La estadística de tipo SNP es una alternativa para enfrentar los nuevos retos.

Bibliografía

Cortés, L. M., Mora-Valencia, A., & Perote, J. (2018). Retrieving the implicit risk neutral density of WTI options with a semi-nonparametric approach. *The North American Journal of Economics and Finance*. In press. doi: 10.1016/j.najef.2018.10.010.

Del Brio, E., & Perote, J. (2012). Gram–Charlier densities: Maximum likelihood versus the method of moments. *Insurance: Mathematics and Economics*, *51(3)*, 531-537. doi: 10.1016/j.insmatheco.2012.07.005.

Capítulo 2

Biodiesel

L. M. Baena[5]

J. A. Calderón[6]

2.1. Introducción.

El biodiesel se presenta como una de las mejores alternativas para la sustitución parcial del petróleo y como una importante solución frente al calentamiento global. El biodiesel es un combustible producido a partir de materias primas renovables, (aceites vegetales y /o grasas animales) que puede ser usado puro (B100), o mezclado con diesel de petróleo en diferentes proporciones, el más común el B20, tiene 20% de biodiesel y 80% de diesel. La biodegradabilidad de las mezclas con diesel aumenta con la adición de biodiesel, ya que presenta un efecto sinérgico de biodegradación por medio de cometabolismo [1]. Algunos de los beneficios que ofrece el uso del biodiesel son la disminución de la dependencia energética, y mejora ambiental. Sin embargo, posee algunas desventajas, principalmente desde el punto de vista de compatibilidad con diferentes materiales usados en la fabricación de autopartes ya que tiende a ser más corrosivo que el diesel convencional. El biodiesel se vuelve corrosivo debido a que las reacciones de oxidación que experimenta, aumentan el contenido de oxígeno debido a su carácter higroscópico y generan una gran cantidad de productos secundarios como son los aldehídos, cetonas, agua, alcoholes, ácidos orgánicos y grasos, entre otros. La presencia de estos productos en el biodiesel aumenta su acidez total y por tanto el riesgo de corrosión en el sistema de vehículo [2]. Muchos materiales poliméricos como las poliamidas, polioximetileno, polietileno, elastómeros, etc, presentan deterioro por permeación de estos biocombustibles, alterando sus propiedades mecánicas, estructura química y su funcionalidad en las autopartes de los vehículos. El comportamiento frente a la corrosión de diferentes metales tales como cobre, latón, bronce, aluminio, hierro

[5] Grupo de Calidad, Metrología y Producción, Instituto Tecnológico Metropolitano ITM. Medellín, Colombia.
Corresponding author: +574-4405290. E-mail: libiabaena@itm.edu.co

[6] Centro de Investigación, Innovación y Desarrollo de Materiales-CIDEMAT, Universidad de Antioquia.

fundido, acero al carbono, etc., en el diesel y diferentes biodiesel ha sido estudiado por varios investigadores ya que en estos materiales se encuentran fabricadas las autopartes que están en contacto directo con el combustible [3].

2.2. Definición de biodiesel

La definición de biodiesel propuesta por las normas ASTM (American Society for Testing and Material Standard, asociación internacional de normativa de calidad) lo define como ésteres monoalquílicos de ácidos grasos de cadena larga derivados de lípidos renovables tales como aceites vegetales o grasas de animales, que son empleados en motores de ignición de compresión (diésel). Los aceites vegetales y las grasas animales son comúnmente conocidas como lípidos los cuales son una clase de sustancias químicas que se encuentran en plantas y animales [4].

Los productos químicos clasificados como lípidos incluyen grasas y aceites, ceras, fosfoglicéridos, glucolípidos entre otros. Un lípido es una grasa, si se trata de un sólido a 25°C, si no, entonces se considera un aceite. Estos lípidos son saponificables, lo que significa que pueden reaccionar para formar ésteres (es decir, para producir biodiesel) [5]. La principal diferencia entre una grasa en comparación con un aceite es el bloque de construcción de ácidos grasos. Los ácidos grasos saturados más comunes en el biodiesel son el láurico, mirístico, palmítico, esteárico, entre otros. Mientras que los ácidos grasos insaturados más comunes son el oleico, linoleico y ácidos araquidónico [6].

La técnica de producción predominante en los Estados Unidos es la metil-transesterificación de aceite de soja. Durante este proceso, el aceite de soja se hace reaccionar con un alcohol primario como el metanol y una base como el hidróxido de sodio para formar el ácido graso mono-éster de alquilo. También puede usarse etanol en lugar del metanol, para formar un éster etílico en lugar de un éster metílico [6]. Los ésteres se hidrolizan con el alcohol y el ácido en presencia de aire. La conversión del éster en el alcohol reduce el flash mientras que la conversión del éster en ácido aumentará el número total de ácido. Este número total de ácido hace que el biodiesel sea inestable en el almacenamiento [7]. La estabilidad del biodiesel depende también de la materia prima utilizada para la producción de biodiesel. La materia prima con mayor proporción de ácidos grasos saturados tiende a ser más estable que los que tienen mayor proporción de ácidos grasos insaturados [6].

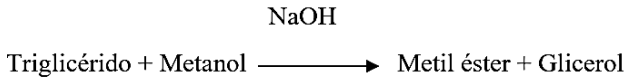
El biodiesel como combustible alternativo, tiene algunas ventajas técnicas sobre el combustible diesel, sin embargo, tiende a ser más

corrosivo que el diesel convencional. La naturaleza corrosiva de biodiesel puede ser causada por agua libre y los ácidos grasos libres presentes en combustible [8]. Los ácidos grasos libres pueden existir como consecuencia de reacción de transesterificación incompleta [3]. En comparación con el diesel, el biodiesel es más propenso a absorber agua ya que los esteres exhiben propiedades higroscópicas aumentando el contenido de agua en el biodiesel, la cual tiende a condensarse en la superficie del metal ocasionando la corrosión y el deterioro del material. El biodiesel experimenta procesos de oxidación en donde los ésteres metílicos de los ácidos grasos forman un radical que se vincula rápidamente con el oxígeno del aire [9], formando productos volátiles como aldehídos, cetonas, lactonas [10], y los ácidos fórmico, acético, propiónico, y caproico [11]. La auto-oxidación de biodiesel puede aumentar sus características corrosivas y la degradación de las propiedades del combustible [8]. La exposición de diferentes metales en biodiesel y el oxígeno disuelto puede aumentar su naturaleza corrosiva. Una serie de diferentes efectos pueden estar involucrados como cambios en el valor del TAN, aumento del contenido de agua, producto de la oxidación, presencia de especies metálicas, cambios en las características estructurales del biodiesel, etc [5].

2.3. Química del biodiesel.

Los aceites vegetales y las grasas animales son comúnmente conocidas como lípidos los cuales una clase de sustancias químicas que se encuentran en plantas y animales [4]. Los productos químicos clasificados como lípidos incluyen grasas y aceites, ceras, fosfoglicéridos, glucolípidos entre otros. Estos lípidos son saponificables, lo que significa que pueden reaccionar para formar ésteres (es decir, para producir biodiesel) [5]. Un lípido es una grasa, si se trata de un sólido a 25°C, si no, entonces se considera un aceite. La principal diferencia entre una grasa en comparación con un aceite es el bloque de construcción de ácido grasos. Los ácidos grasos saturados más comunes en el biodiesel son el láurico, mirístico, palmítico, esteárico, entre otros. Por el contrario, los ácidos grasos insaturados más comunes son el palmitoleico, oleico, linoleico y ácidos araquidónico [6]. Los aceites vegetales utilizados en la producción de biodiesel contienen principalmente ácido oleico y linoleico. La mayoría de las grasas usadas para la producción de biodiesel contienen proporciones similares de los ácidos palmítico, esteárico y oleico formando la porción de ácidos grasos dominante [6]. La técnica de producción predominante en los Estados Unidos es la metil-transesterificación de aceite de soja. Durante este proceso, el aceite de soja se hace reaccionar con un alcohol primario como el metanol y una base como el hidróxido

de sodio para formar el ácido graso mono-éster de alquilo. Este proceso se resume en el siguiente esquema de reacción [6]



También puede usarse etanol en lugar del metanol, para formar un éster etílico en lugar de un éster metílico [6]. Los ésteres se hidrolizan con el alcohol y el ácido en presencia de aire. La conversión del éster en el alcohol reduce el flash mientras que la conversión del éster en ácido aumentará el número total de ácido. Este número total de ácido hace que el biodiesel sea inestable en el almacenamiento [7]. La estabilidad del biodiesel depende también de la materia prima utilizada para la producción de biodiesel. La materia prima con mayor proporción de ácidos grasos saturados tiende a ser más estables que los que tienen mayor proporción de ácidos grasos insaturados [6].

2.4. Efectos dañinos del biodiesel sobre materiales.

El biodiesel se convierte en un combustible altamente agresivo desde el punto de vista de compatibilidad con materiales ya que debido a su composición y la facilidad con la cual experimenta reacciones de oxidación durante su uso y almacenamiento, éste se degrada aumentando su carácter corrosivo y dañino para los materiales que hacen parte del sistema automotor y que están en contacto directo con el biodiesel. Sin embargo, el gobierno nacional ha dado la señal sobre el incremento de la participación de la biomasa en el sector energético, y especialmente en sector transporte. La corrosión asociada al uso del biodiesel ocurre por la formación de compuestos polares, especies ácidas y agua durante la oxidación del biocombustible, lo cual es dependiente del tiempo, la naturaleza del aceite del cual fue sintetizado el combustible, las condiciones de producción, transporte y almacenamiento. Materiales poliméricos, cerámicos y metálicos pueden sufrir deterioro debido al uso de biodiesel como combustible, entre éstos se puede mencionar poliamida 6 (PA6), polioximetileno (POM), polietileno (PE), Etileno Propileno Dieno Monómero (EPDM) y policloropreno (CR), el cobre, el acero al carbono, aluminio, entre otros. El deterioro de materiales por el uso del biodiesel conduce a diversas desventajas asociadas al aumento de costos por reemplazo de autopartes y mantenimiento de vehículos, desconfianza por parte de los usuarios y hasta riesgos para la vida humana por derrames de combustible y fallas del motor como consecuencia de corrosión y degradación de materiales.

El biodiesel puede afectar algunos polímeros y elastómeros [12]. Los polímeros reflejan su incompatibilidad con el biodiesel mediante el

fenómeno de hinchamiento y deterioro de sus propiedades físicas, químicas y mecánicas. El hinchamiento de los materiales poliméricos es el aumento de volumen del material generado por la interacción con un disolvente el cual es retenido por el polímero al presentarse afinidad química entre el polímero y el biodiesel, lo cual depende de la composición del combustible y la formulación del polímero [13]. Además del hinchamiento, el biodiesel puede causar en los polímeros cambios estructurales, en volumen, en masa, y cambios en las propiedades mecánicas como elongación, dureza y esfuerzo tensil [14]. Un trabajo reciente estudió el comportamiento del polietileno de alta densidad en biodiesel de soja y girasol mediante ensayos de inmersión estática a 60°C durante 125 días, observando una importante ganancia en peso de aproximadamente 5% [12]. Algunos autores han investigado el efecto de mezclas de diesel y aceite de soja sobre la resistencia a la tracción, elongación, dureza, cambios en el volumen con cambio en la masa de varios elastómeros comunes. Gary et al [15] encontró que algunas propiedades físicas de materiales poliméricos como el nylon 6/6, caucho de nitrilo, y polipropileno de alta densidad se ven afectadas después de estar inmersos en mezclas de biodiesel a 51,7°C durante 694 horas, mientras que Teflon, Viton 401-C, y Viton GFLT no fueron afectados por la mezcla de combustible [15]. Se ha reportado que el biodiesel de palma mezclado con diesel (B10) causa hinchamiento del caucho de nitrilo hidrogenado (HNBR) y cambios en la elongación con respecto al tiempo de inmersión [16]. Cabe destacar que el grado de absorción de combustible y la extracción de componentes solubles, como plastificantes y aditivos es diferente para cada tipo de elastómero [16].Otro estudio comparó la degradación mediante el cambio en propiedades físicas y mecánicas de algunos materiales elastoméricos como el caucho de silicona (SR), politetrafluoroetileno (PTFE) y el ethylene propylene diene monomer (EPDM) expuestos a diferentes mezclas de biodiesel de palma y diesel a 25°C durante 1000 horas. El politetrafluoroetileno (PTFE) presentó reducción en masa y volumen en las mezclas con mayor concentración de biodiesel y el (EPDM) presentó disminuciones en su dureza y esfuerzo tensil [17].

Los resultados de los ensayos de degradación en polímeros, se establecen a partir de los cambios estructurales, pérdida o ganancia de masa, cambios dimensionales, disminución en las propiedades mecánicas como dureza, tracción, flexión, etc. La calorimetría diferencial de barrido (DSC), se ha convertido en la técnica de análisis térmico más usada para evaluar degradación polimérica. El DSC mide la diferencia de temperatura entre una muestra y una referencia interna en función del tiempo y de la temperatura. Esto permite medir transiciones

endotérmicas y exotérmicas en función de dicha temperatura [18]. En el análisis termogravimétrico (TGA) cuando la muestra es calentada la masa se mide en función de la temperatura en una atmósfera controlada [19]. El % de masa restante se calcula dividiendo la masa en la temperatura de interés entre la masa inicial antes de calentar. Con base a los resultados obtenidos en los termogramas, puede leerse la temperatura máxima de degradación de las diferentes muestras poliméricas evaluadas. Los análisis de espectroscopia infrarroja con transformada de Fourier (FTIR) es usada para determinar cambios estructurales y químicos en los materiales poliméricos asociados a la degradación causada por la inmersión en medios agresivos como el biodiesel. Un espectro infrarrojo es una representación de la absorción (o transmisión) de la radiación infrarroja (IR) en la muestra en función de la frecuencia o número de onda de la radiación IR incidente. Cada pico, o banda de absorción/transmisión, está asociado con una determinada transición vibracional [19]. Actualmente se ha investigado que las técnicas SEM y FTIR han sido usadas para estudiar cambios en elastómeros que fueron expuestos en biodiesel [14].

El comportamiento frente a la corrosión de diferentes metales tales como cobre, latón, bronce, aluminio, hierro fundido, acero al carbono, etc., en el diesel y diferentes biodiesel ha sido estudiado por varios investigadores ya que en estos materiales se encuentran fabricadas las autopartes que están en contacto directo con el combustible [3].Sin embargo, aún no sea reportado si las velocidades de corrosión presentadas en los materiales en biodiesel se encuentran dentro de los límites aceptables de funcionamiento de las autopartes [20]. Los mecanismos de corrosión de los materiales metálicos se deben principalmente a las reacciones químicas producidas en el biodiesel. Las autopartes que generalmente están en contacto directo con el biodiesel son el tanque, la bomba y los filtros de combustible, y los inyectores [20]. Se ha reportado que un acero ASTM 1045 en biodiesel de palma y en diésel puro mediante ensayos de inmersión a 27, 50 y 80 C° durante 30, 60 y 120 días, exhibiendo deterioro por corrosión en el biodiesel [21]. Geller et al [22] observó que el cobre y sus aleaciones presentan daño por corrosión en mayor grado que el acero inoxidable 316 y acero al carbono expuestos a biodiesel obtenido a partir de biodiesel de grasa de ave. Sgroi et al [23] investigó el efecto del biodiesel sobre aleaciones de cobre. Se encontró corrosión por picadura en los componentes del filtro fabricados en aleaciones de cobre y por lo tanto contaminación del biodiesel con los iones de cobre liberados. Norouzi et al [24] estudiaron la corrosión de aluminio y cobre mezclas de diésel con biodiesel de colza en concentraciones de 0%, 50%, 75% y 100%) a 80 °C durante 600 h. Los autores observaron que a medida que aumentaba la concentración

de biodiesel es mayor el deterioro por corrosión. También se encontró que el cobre es más susceptible a la corrosión que el aluminio en todos los medios de exposición. Cursaru et al [25] evaluaron aluminio, cobre y un acero al carbono en de biodiesel de girasol puro (B100), y mezclado con 80% de diésel (B20) y en diesel tradicional (B0) a temperatura ambiente y 60°C para 3000 h. Se observó que el biodiesel de girasol era más corrosivo que el diésel y la corrosión de los metales y la degradación de los combustibles dependían de la temperatura. El cobre fue el metal más propenso a corroerse la corrosión en biodiesel en comparación con el acero al carbono y el aluminio. En general las aleaciones de cobre son más propensos a la corrosión que las aleaciones ferrosas y las aleaciones de aluminio [20]. Fazal et al [26] investigaron el comportamiento frente a la corrosión de un acero al carbono a temperatura ambiente, 50 y 80 ºC mediante ensayos de inmersión estáticos en B0 (diesel), B50 (50% biodiesel en el diesel), B100 (biodiesel) realizados durante 1200 h. los investigadores observaron que el deterioro por corrosión de las probetas metálicas expuestas aumentaba a medida que se incrementaba la temperatura de los combustibles y que el contenido de agua y de productos generados a partir de las reacciones de oxidación también aumentaban a altas temperaturas. Fazal et al [27] en otro estudio investigó la estabilidad del biodiesel de palma y su composición química luego de exponer probetas de cobre y acero al carbono a temperatura ambiente durante 20, 40 y 60 días. Se observó que el cobre afecta notablemente la estabilidad de algunas propiedades del biodiesel como la viscosidad, el contenido de agua, su poder calorífico, la densidad, entre otras.

Referencias

[1] Y. Sharma, B. Singh, and S. Upadhyay, "Advancements in development and characterization of biodiesel: a review," Fuel, 2008.

[2] G. Karavalakis, S. Stournas, D. K.- Fuel, and undefined 2010, "Evaluation of the oxidation stability of diesel/biodiesel blends," Elsevier.

[3] "Corrosion characteristics of copper and leaded bronze in palm biodiesel," Fuel Process. Technol., vol. 91, no. 3, pp. 329–334, Mar. 2010.

[4] S. J. Baum, Introduction to organic and biological chemistry /. 1978.

[5] M. Zappi, R. Hernandez, and D. Sparks, "A review of the engineering aspects of the biodiesel industry," MSU E-TECH, 2003.

[6] J. Armstrong, "General, Organic, and Biochemistry: An Applied Approach," 2014.

[7] R. Sarin, M. Sharma, S. Sinharay, R. M.- Fuel, and undefined 2007, "Jatropha–palm biodiesel blends: an optimum mix for Asia," Elsevier.

[8] M. Fazal, A. Haseeb, H. M.-F. P. Technology, and undefined 2010, "Comparative corrosive characteristics of petroleum diesel and palm biodiesel for automotive materials," Elsevier.

[9] A. Sarin, R. Arora, N. Singh, M. Sharma, R. M.- Energy, and undefined 2009, "Influence of metal contaminants on oxidation stability of Jatropha biodiesel," Elsevier.

[10] L. Niczke, F. Czechowski, and I. Gawel, "Oxidized rapeseed oil methyl ester as a bitumen flux: Structural changes in the ester during catalytic oxidation," Prog. Org. Coatings, vol. 59, no. 4, pp. 304–311, Jul. 2007.

[11] T. Tsuchiya, H. Shiotani, S. Goto, G. Sugiyama, and A. Maeda, "Japanese standards for diesel fuel containing 5% FAME: Investigation of acid generation in FAME blended diesel fuels and its impact on corrosion," 2006.

[12] "Biodiesel compatibility with carbon steel and HDPE parts," Fuel Process. Technol., vol. 90, no. 9, pp. 1175–1182, Sep. 2009.

[13] E. Thomas, R. Fuller, K. T.-S. Transactions, and undefined 2007, "Fluoroelastomer compatibility with biodiesel fuels," JSTOR.

[14] "Compatibility of elastomers in palm biodiesel," Renew. Energy, vol. 35, no. 10, pp. 2356–2361, Oct. 2010.

[15] G. Bessee, J. F.-S. transactions, and undefined 1997, "Compatibility of elastomers and metals in biodiesel fuel blends," JSTOR.

[16] W. Trakarnpruk, S. P.-R. Energy, and undefined 2008, "Palm oil biodiesel synthesized with potassium loaded calcined hydrotalcite and effect of biodiesel blend on elastomer properties," Elsevier.

[17] A. Haseeb, T. Jun, M. Fazal, H. M.- Energy, and undefined 2011, "Degradation of physical properties of different elastomers upon exposure to palm biodiesel," Elsevier.

[18] M. Brown and P. Gallagher, "Handbook of thermal analysis and calorimetry: recent advances, techniques and applications," 2011.

[19] C. Arroyave, "El papel del NOx en la Corrosión Atmosférica del Acero," 1995.

[20] K. Sorate, P. B.-R. and S. E. Reviews, and undefined 2015, "Biodiesel properties and automotive system compatibility issues," Elsevier.

[21] D. Jin, X. Zhou, P. Wu, L. Jiang, H. G.-R. Energy, and undefined 2015, "Corrosion behavior of ASTM 1045 mild steel in palm biodiesel," Elsevier.

[22] D. Geller, T. Adams, J. Goodrum, J. P.- Fuel, and undefined 2008, "Storage stability of poultry fat and diesel fuel mixtures: specific gravity and viscosity," Elsevier.

[23] M. Sgroi, G. Bollito, G. Saracco, and S. Specchia, "BIOFEAT: Biodiesel fuel processor for a vehicle fuel cell auxiliary power unit: Study of the feed system," J. Power Sources, vol. 149, pp. 8–14, Sep. 2005.

[24] S. Norouzi, F. Eslami, M. L. Wyszynski, and A. Tsolakis, "Corrosion effects of RME in blends with ULSD on aluminium and copper," Fuel Process. Technol., vol. 104, pp. 204–210, Dec. 2012.

[25] D.-L. Cursaru, G. Brănoiu, I. Ramadan, and F. Miculescu, "Degradation of automotive materials upon exposure to sunflower biodiesel," Ind. Crops Prod., vol. 54, pp. 149–158, Mar. 2014.

[26] M. A. Fazal, A. S. M. A. Haseeb, and H. H. Masjuki, "Effect of temperature on the corrosion behavior of mild steel upon exposure to palm biodiesel," Energy, vol. 36, no. 5, pp. 3328–3334, May 2011.

[27] M. Fazal, M. Jakeria, A. H.-I. C. and Products, and undefined 2014, "Effect of copper and mild steel on the stability of palm biodiesel properties: a comparative study," Elsevier.

Capítulo 3

Mezclas Biodiesel-Butanol

L. M. Baena[7]

J. A. Calderón[8]

3.1. Introducción.

Se ha reportado que las mezclas de biodiesel-diesel-butanol son térmica y físicamente estables, con propiedades muy parecidas a las del diésel tradicional [1]. Otros estudios han encontrado que el butanol puede ser usado como un aditivo muy promisorio para la mezcla de diésel y biodiesel de microalgas, ya que el número de cetano, la densidad, la viscosidad y el punto de fluidez son comparables con los del diésel tradicional [2]. Sin embargo, aún no sea reportado si las mezclas de biodiesel-diesel-butanol presentan efectos dañinos sobre los materiales que hacen parte del sistema automotor. El butanol puede ser producido mediante técnicas de fermentación a partir de materias primas de bajo costo como maíz, melazas de soja, biomasa celulósica y diferentes productos de biomasa agrícola [3]. El butanol tiene el potencial de superar los inconvenientes presentados por alcoholes de bajo carbono o el biodiesel desde el punto de vista de combustión, rendimiento del motor y emisiones de escape. Sin embargo, el butanol no se ha estudiado lo suficiente como el etanol y el biodiesel [4].

3.2. Butanol como biocombustible.

El Butanol al igual que el biodiesel, es un combustible alternativo viable obtenido a partir de recursos renovables que tiene una serie de propiedades deseables para su uso en motores diesel [5]. En comparación con el etanol, el butanol tiene propiedades de combustible superiores lo cual hace que sea más adecuad para la aplicación en los motores diesel, tales como alto poder calorífico, buena solubilidad con el diesel, y no se presentan problemas de corrosión en los ductos [6]. El butanol posee un contenido de energía mayor que la del etanol, por

[7] Grupo de Calidad, Metrología y Producción, Instituto Tecnológico Metropolitano ITM. Medellín, Colombia.
Corresponding author: +574-4405290. E-mail: libiabaena@itm.edu.co

[8] Centro de Investigación, Innovación y Desarrollo de Materiales-CIDEMAT, Universidad de Antioquia.

lo cual se esperaría que su desempeño como biocombustible sea mejor que el del etanol, y más parecido al de la gasolina. Aquí es importante destacar que el butanol es más denso que el etanol, y de este modo el butanol tendrá un mayor contenido de energía. El butanol posee un contenido de energía mayor que la del etanol, por lo cual se esperaría que su desempeño como biocombustible sea mejor que el del etanol, y más parecido al de la gasolina. Aquí es importante destacar que el butanol es más denso que el etanol, y de este modo el butanol tendrá un mayor contenido de energía.

La mayoría de los estudios se han centrado en el uso de etanol como combustible alternativo en los motores. Pocos estudios se han reportado sobre el uso del butanol como combustible, a pesar de poseer mejores propiedades que el etanol [7]. Algunos estudios sobre el uso de butanol como combustible en motores diésel informaron que las emisiones de hollín se reducen de manera significativa [8]. También se ha reportado que el butanol es menos hidrófilo, tiene un poder calorífico y el número de cetano más alto, tiene una presión de vapor más baja, y tiene una miscibilidad mayor que el etanol [9]. Rakopoulos et al [10], encontró que las emisiones de PM, NOx y de CO se redujeron significativamente mediante el uso de mezclas de butanol / diesel en lugar de mezclas de diesel regular. El Butanol se puede producir durante la fermentación de materia prima de biomasa no comestible en procesos donde normalmente se produce acetona, butanol, y etanol en porcentajes de volumen de aproximadamente 22-33%, 62-74%, y 1-6% (butanol es el componente principal) [11]. Areerat et al [9], realizó un estudio comparativo de la estabilidad de fase, la dependencia de la solubilidad con la temperatura (10, 20, y 30°C), y una evaluación de algunas propiedades básicas del sistemas de tres componentes diesel-biodiesel-etanol y diesel-biodiesel-butanol a diferentes concentraciones de los componentes. Ellos encontraron que el uso de butanol podría resolver el problema de la inestabilidad del combustible a bajas temperaturas debido a su mayor solubilidad en el diesel. Además, los resultados de la evaluación de las propiedades del combustible indicaron que las mezclas que contienen butanol tienen propiedades muy similares a las del diésel. Sin embargo, existen pocos estudios en la literatura sobre sobre el uso de mezclas de butanol / aceite vegetal / diesel en motores diesel y el uso de butanol y del biodiesel es promisorio debido a que se obtienen a partir de materias primas no comestibles.

3.3. Impacto de mezclas de biodiesel-butanol sobre materiales.

El butanol es un biocombustible considerado como una mejor alternativa en comparación con el etanol ya que es menos corrosivo y más soluble con la gasolina, siendo así un combustible más adecuado

para las máquinas de combustión interna utilizadas actualmente en los automóviles . El biodiésel al ser mezclado con diésel y butanol puede disminuir su taza de oxidación, sin embargo, factores como el agua, el aire, el almacenamiento, el aumento de la temperatura, aditivos y el contacto con materiales metálicos, aumentan significativamente su deterioro y degradación, desencadenando reacciones de oxidación las cuales generan una serie de productos y subproductos que influyen negativamente sobre la integridad de los materiales que hacen parte de las autopartes que estarían en contacto directo con el combustible [12]. Durbin y col [13] investigaron la compatibilidad de algunos materiales poliméricos y metálicos con mezclas de etanol (10%) y butanol (55%). Los autores encontraron que los materiales plásticos y elastoméricos presentaron aumentos en volumen y masa al finalizar la exposición en las mezclas de combustible, lo cual se asocia a una absorción de líquido en la estructura interna de los polímeros. en cuanto a los materiales metálicos estudiados se encontraron disminuciones mínimas en el cambio de peso. Shukla y col [14] evaluaron las propiedades tribológicas de mezclas de butanol y diesel en diferentes concentraciones, las cuales tuvieron efectos poco significativos sobre el comportamiento tribológico de los materiales. Fue observado un efecto favorable sobre el comportamiento tribológico a temperaturas elevadas, a pesar de una ligera caída de potencia, el rendimiento del motor no se ve afectado.

Referencias

[1] R. N. Mehta, M. Chakraborty, P. Mahanta, and P. A. Parikh, "Evaluation of Fuel Properties of Butanol–Biodiesel–Diesel Blends and Their Impact on Engine Performance and Emissions," Ind. Eng. Chem. Res., vol. 49, no. 16, pp. 7660–7665, Aug. 2010.

[2] G. Tüccar, T. Özgür, K. A.- Fuel, and undefined 2014, "Effect of diesel–microalgae biodiesel–butanol blends on performance and emissions of diesel engine," Elsevier.

[3] N. Qureshi, B. Saha, B. Dien, R. H.-B. and bioenergy, and undefined 2010, "Production of butanol (a biofuel) from agricultural residues: Part I–Use of barley straw hydrolysate," Elsevier.

[4] C. Jin, M. Yao, H. Liu, F. Chia-fon, J. J.-R. and sustainable energy, and undefined 2011, "Progress in the production and application of n-butanol as a biofuel," Elsevier.

[5] Y. Chang, W. Lee, S. Lin, L. W.-A. Energy, and undefined 2013, "Green energy: Water-containing acetone–butanol–ethanol diesel blends fueled in diesel engines," Elsevier.

[6] H. Liu, S. Li, Z. Zheng, J. Xu, M. Y.-A. energy, and undefined 2013, "Effects of n-butanol, 2-butanol, and methyl octynoate addition to diesel fuel on combustion and emissions over a wide range of exhaust gas recirculation (EGR," Elsevier.

[7] L. Siwale, L. Kristóf, T. Adam, A. Bereczky, M. M.- Fuel, and undefined 2013, "Combustion and emission characteristics of n-butanol/diesel fuel blend in a turbo-charged compression ignition engine," Elsevier.

[8] F. Lujaji, L. Kristóf, A. Bereczky, M. M.- Fuel, and undefined 2011, "Experimental investigation of fuel properties, engine performance, combustion and emissions of blends containing croton oil, butanol, and diesel on a CI," Elsevier.

[9] A. Chotwichien, A. Luengnaruemitchai, S. J.-I.- Fuel, and undefined 2009, "Utilization of palm oil alkyl esters as an additive in ethanol–diesel and butanol–diesel blends," Elsevier.

[10] D. Rakopoulos, C. Rakopoulos, D. H.- Fuel, and undefined 2010, "Investigation of the performance and emissions of bus engine operating on butanol/diesel fuel blends," Elsevier.

[11] A. Jahanmiri, H. R.-B. engineering journal, and undefined 2005, "On-line states and parameter identification of acetone–butanol–ethanol fermentation process," Elsevier.

[12] G. Knothe, K. S.-F. P. Technology, and undefined 2018, "The effect of metals and metal oxides on biodiesel oxidative stability from promotion to inhibition," Elsevier.

[13] T. D. Durbin et al., "Material compatibility evaluation for elastomers, plastics, and metals exposed to ethanol and butanol blends," Fuel, vol. 163, pp. 248–259, Jan. 2016.

[14] M. K. Shukla, G. D. Thakre, R. C. Saxena, Y. K. Sharma, A. K. Jain, and S. K. Singal, "Butanol / Diesel Blends as a CI Engine Fuel : Physico- chemical and Engine Performance Characteristics Evaluation," vol. 2. pp. 1–6.

Capítulo 4

Se llegó la hora de mirar hacia la energía nuclear

David Andrés Galeano G.[9]

Cuando se habla de energía nuclear a algunos se les puede ponen los pelos de punta, ya sea por el miedo a esta tecnología o por escuchar la serie de andanadas y argumentos falaces que se dan para no instalar esta tecnología en el país.

A continuación, se hace un breve compendio de las razones que nos deben llevar a pensar en la energía nuclear como una opción, dentro de la baraja de posibilidades energéticas para Colombia. Cabe anotar que hoy en el país ni siquiera se considera la opción nuclear dentro de su matriz energética lo cual es un juego poco estratégico, donde todas las opciones deberían estar seriamente consideradas, máxime en un mundo electrodependiente.

Si bien desde hace unos años la UPME (Unidad de Planeación Mineroenergética) ha considerado dentro de varios informes a la energía nuclear como una Fuente no Convencional de Energía (FNCE), nunca se ha considerado como una opción seria y materializable siquiera en el largo plazo.

Si bien la planeación y construcción de un proyecto de generación hidráulica, térmica, solar, eólica, etc, tienen algunos procedimientos ampliamente conocidos por los consultores y constructores del país, en la concepción y operación de proyectos de energía nuclear todavía se debe seguir un gran camino y no estamos siquiera en la puerta para empezarlo a recorrer. Algunos dirán que afortunadamente, sin embargo, vale la pena pensar si se tienen los argumentos racionales para tal afirmación.

La IAEA (Agencia Internacional de Energía Atómica, por sus siglas en inglés) es el organismo encargado de la aplicación de salvaguardas, verificación, promoción de la seguridad y el fomento de las aplicaciones civiles de la energía nuclear. Según datos de este organismo, desde el momento en que un país toma la decisión de construir su primera planta nuclear, hasta que esté en operación pasan al menos 20 años

[9] galeanodavid@gmail.com

(INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, 2007) mientras se surten las siguientes fases:

- ✓ Inclusión oficial de la energía nuclear dentro del plan de desarrollo energético del país.
- ✓ Generar masa de conocimiento especializado alrededor del tema.
- ✓ Negociación y contratación de proveedores.

De hecho, solo en la segunda fase se estima que el tiempo varía entre 10 a 15 años, lo cual implica que en caso de que el país tomara la decisión de incursionar o al menos evaluar la posibilidad de manera seria y responsable de incursionar en la energía nuclear, esto no sería materializable sino hasta después del año 2035, siendo optimistas.

Como se puede ver, el primer paso es una decisión gubernamental. En este punto es importante decir que la IAEA no plantea sus relaciones con empresas particulares sino con los estados directamente. En otras palabras, la decisión de evaluar la energía nuclear tiene que venir del alto gobierno.

La capacidad efectiva neta de Colombia a 2019 está compuesta en 63.36% hidro, 29.37% térmica y el 7.27% restante está distribuido entre autogeneración, cogeneración y eólica (XM, s.f.), lo cual nos pone en una situación de alta vulnerabilidad ante fenómenos climáticos y precios de los combustibles fósiles, atado a la concentración geográfica de ellos.

Si bien los planes de expansión de referencia que anualmente publica la UPME (UPME, s.f.) ha incluido desde hace varios años la posibilidad (¿necesidad?) de diversificar la matriz energética del país, no incluye dentro de estas opciones a la energía nuclear, lo cual claramente representa una contradicción en su intención.

Si bien la formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (Corpoema, 2010) patrocinado por la UPME indica que la energía nuclear es la que tiene mayor poder y asume los desechos radiactivos y que la potencialidad aniquiladora en caso de accidente son sus mayores problemas, como veremos adelante, estos temas en realidad no representan mayor riesgo y prácticamente son problemas solucionados a nivel mundial con la tecnología actual.

Sin el ánimo de adentrarme aún en temas de seguridad nuclear, pues este tema lo abordaré más adelante en detalle, los casos de accidentes nucleares graves que han ocurrido a lo largo de la historia han tenido como protagonistas tecnologías de seguridad de los años 70's y 80's. Luego volveremos en este punto.

El Decreto 2119 de 1992 creó en Colombia el Instituto de Asuntos Nucleares (IAN) y lo denominó posteriormente como el Instituto de

Asuntos Nucleares y Energías Alternativas (INEA). Dentro de sus funciones, entre otras, está la elaboración de programas científicos y tecnológicos para la intensificación del uso de las fuentes alternas de energía. Misión que evidentemente no fue acuciosamente desempeñada y menos en materia de energía nuclear.

En 1997 mediante el Decreto 1682 las funciones del INEA pasan a ser desempeñadas por la UPME y mediante el Decreto 2741 de 1997 se especifica que se debe "evaluar la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales, asi como el desarrollo de energía nuclear para fines pacíficos". Claramente esto último no se ha hecho con todo el rigor necesario, pues evidentemente este tópico requiere de un debate social, académico, político, ambiental y hasta en instancias internacionales.

De acuerdo a la calificación de proyectos de generación (BID, 2018) de acuerdo a la modificación de la Resolución 40791 de 2018, la energía nuclear ni siquiera cuenta con una calificación que permita ponderarla ante las demás alternativas, lo cual muestra el evidente atraso en materia de conocer esta alternativa para nuestro país.

Y es que a partir de las dos bombas nucleares que han oscurecido la historia de la humanidad (Hiroshima y Nagasaki) se ha creado un rechazo generalizado sin fundamento en el conocimiento técnico real a la energía nuclear para fines pacíficos. Como dice el viejo adagio, pagan justos por pecadores.

En las próximas líneas pretendo hacer una exposición clara y concisa de lo que es la energía nuclear y las implicaciones técnicas, económicas y sociales en caso de que el país tome la decisión de incursionar, o al menos evaluar la posibilidad de desarrollar proyectos de energía nuclear.

La energía nuclear, como seguramente el lector sabe, es la extracción de parte de la energía que se encuentra al interior del átomo, más exactamente en el núcleo.

Si bien la física que está detrás del proceso puede ser un poco compleja, el concepto general es básico. La energía térmica que mueve los generadores eléctricos se produce a partir de una reacción en cadena controlada del rompimiento de átomos de uranio enriquecido. A este proceso se le conoce como fisión nuclear. Más adelante trato en detalle el asunto del enriquecimiento que no es más que obtener el isótopo adecuado para el proceso nuclear que deseo implementar. Baste decir en este punto que el enriquecimiento necesario para una bomba nuclear es absolutamente diferente que el necesario para generar energía eléctrica. En otras palabras, no todo uranio enriquecido sirve para los mismos fines.

Los reactores nucleares de fisión están diseñados para sostener una reacción en cadena continua. Los reactores se llenan con barras de combustible de uranio sólido con el enriquecimiento apropiado y rodeado de agua (en algunos diseños). Cuando se produce el arranque de la reacción, los átomos de uranio se dividen liberando neutrones y calor. Esos neutrones golpearán otros átomos de uranio, lo que hará que se dividan y continúen el proceso, generando más neutrones y más calor.

Este calor se utiliza para crear el vapor que hace girar una turbina, lo que hace funcionar un generador para generar electricidad. En otras palabras, el proceso es similar a cualquier planta térmica convencional, solo que en el combustible no es carbón o un derivado del petróleo sino el uranio.

Si bien el proceso de fisión nuclear es una tecnología madura, recientemente ha venido tomando relevancia la investigación y desarrollo de la energía nuclear de fusión, que a diferencia de la energía nuclear de fisión donde se rompe el átomo, en esta se fusionan dos átomos livianos para formar un tercero y en el proceso generar energía.

Las principales potencias económicas del mundo están invirtiendo millones de dólares en el desarrollo y posterior comercialización de esta tecnología. Es así como China, la Unión Europea, India, Japón, Corea del Sur, Rusia and Estados Unidos reúnen esfuerzos para el desarrollo del proyecto Iter (Iter, s.f.) que es el proyecto energético más ambicioso en la historia de la humanidad.

Sin embargo, no quiero salirme del objeto central de este capítulo y baste decir en este punto que el crear una masa de conocimiento alrededor del tema nuclear permitirá que cuando la tecnología de fusión nuclear esté lo suficientemente madura, el país tenga una transición hacia ella de manera natural. En otras palabras, si hoy los niveles de conocimientos alrededor de la tecnología de fisión nuclear (que como hemos visto es una tecnología madura alrededor del mundo), el rezago será mayor cuando en unos años llegue la nueva tecnología relacionada con la fisión nuclear, que valga la pena decirlo, es completamente segura y tiene como principal ventaja la carencia de residuos nucleares. ¿y qué podemos decir entonces de los residuos nucleares de la tecnología de fisión nuclear? Más adelante veremos que si bien es un problema, no es el gran problema que a veces quieren hacernos ver.

Después de un leve desvío por el tema de la fusión nuclear, de la que en algunos años escucharemos hablar ya no solo en los pasillos de las universidades sino en las ruedas de negocios y en las reuniones con proveedores, regresemos al objeto central nuestro y es la tecnología de fisión nuclear.

Como he dicho antes, la fisión nuclear convencional (para no ahondar en otros desarrollos tecnológicos que se han venido haciendo con plutonio y otros elementos pesados) utiliza el isótopo uranio-235 (^{235}U). Solo para dar un pincelazo en el tema, el uranio se encuentra distribuido en toda la corteza terrestre, siendo tan común como el estaño. Valga la pena decir que es 500 veces más abundante que el oro. Por lo tanto, el problema de conseguir el uranio no es problema.

Sin embargo, previamente nos hemos referido al tema del enriquecimiento, pero ¿qué es eso? Luego de extraer el óxido de uranio (U_3U_8) de las minas, se realizan procesos químicos para extraer de él el isótopo ^{235}U. Naturalmente, el uranio se encuentra en dos tipos de isótopos ^{238}U y ^{235}U donde el primero representa el 99,28% y el segundo el 0.71%, el restante 0.01% es ^{234}U. El tipo de uranio que se utiliza comercialmente (por razones técnicas que no ahondaremos aquí) es el ^{235}U y el porcentaje de enriquecimiento se refiere en grandes rasgos a la cantidad de este isótopo presente en las barras de combustible que se utilizan para generar energía.

Específicamente, el uranio de bajo enriquecimiento tiene una concentración aproximada del 20% de ^{235}U y se utiliza en reactores típicos de agua ligera (que es la mayoría de reactores). Para el desarrollo de bombas nucleares se requiere de uranio enriquecido a más del 85%, lo cual inicialmente marca una diferencia entre el material nuclear para generar electricidad y el que se tiene para la guerra.

Habiendo dejado claridad sobre este asunto tan importante, sobre el cual muchas veces se tiene confusión inclusive en las esferas académicas, nace una pregunta natural y es ¿si hay suficiente uranio en el mundo? Y si lo hay, ¿dónde está?

El uranio se encuentra casi que uniformemente distribuido alrededor del mundo. Los países que cuentan el 96% de los recursos son Australia, Canadá, Kazakstán, Suráfrica, Brasil, Namibia, Uzbekistán, Estados Unidos, Nigeria y Rusia. Como se puede ver, el uranio tiene reservas en prácticamente todo el globo terráqueo, a diferencia de los recursos fósiles que se encuentran centralizados en los países de la OPEP.

Bajo la racionalidad económica, una pregunta natural que surge en este punto es ¿Qué tan costosa es la energía nuclear? Antes de resolver este asunto es clave mirar el tipo de tecnologías que hoy comercializan los proveedores, pues están directamente ligados al asunto de la seguridad y por lo tanto directamente ligado al Capex.

De acuerdo al reporte de diciembre de 2018 de la WNA (World Nuclear Association, 2018) el costo de instalar una planta nuclear pasó de 1900 USD$/kWe a fines de la década de 1990 a un promedio de 3800

USD$/kWe. Todo esto debido al incremento de los sistemas de seguridad sobre los que hablaremos luego.

Si bien el costo de instalación inicial es elevado, los costos de operación son relativamente bajos pues de acuerdo al mismo informe, con tasa de descuento de descuento del 7% y asumiendo un factor de planta del 85% el costo nivelado promedio en el mundo se ubica alrededor de 70 $USD/MWh, lo cual es un precio altamente competitivo si se compara con plantas térmicas tradicionales de factores de planta similares.

Sin embargo, una pregunta que queda es el tema medioambiental. ¿Qué se hace con la deposición de los desechos nucleares? Sin duda este es un tema álgido y que a los ambientalistas les puede preocupar. Sin embargo, Colombia hoy cuenta con residuos nucleares provenientes de industrias y el sector médico (medicina nuclear). En virtud de esto, el país cuenta con una política para la gestión de desechos radiactivos que data de diciembre de 2009 y está en cabeza del Ministerio de Minas y Energía.

Si bien la operación de una planta nuclear supondría robustecer las políticas de disposición de los residuos nucleares, la energía que tiene una barra de uranio es tan alta que no da pie a pensar en altos volúmenes de material, sino que estos serían bastante concentrados. Una barra de uranio genera tanta energía como una tonelada de carbón, 149 galones de gasolina o 17.000 pies cúbicos de gas natural. Por lo tanto, en volumen, la disposición de los residuos podría ser un tema manejable, aunque repito, a partir de un debate y unas políticas públicas mediombientales y de seguridad claras.

Finalizo diciendo que, aunque la alternativa económicamente viable hoy es la disposición de los residuos nucleares en el subsuelo, se están desarrollando nuevas tecnologías como la transmutación nuclear para que esta disposición sea más segura o incluso inocua al convertir el material radiactivo en un material inerte. Cuando Colombia tome la decisión de incursionar en la energía nuclear o al menos de estudiarla y considerarla como una opción materializable, estas tecnologías para la disposición nuclear estarán lo suficientemente maduras. Recordemos, que pasará al menos 20 años desde el momento en que se tome la decisión por parte del gobierno hasta que siquiera se piense en tener operando una planta nuclear.

Y es que los países desarrollados, siguen invirtiendo recursos en la investigación nuclear de fisión y en los residuos que de esta se desprenden pues la matriz energética de ellos sigue y seguirá dependiendo de la generación nuclear.

Otro asunto en el que se viene invirtiendo recursos de investigación y hoy se encuentra en una fase madura es en la seguridad nuclear. Algunos podrían decir que las catástrofes nucleares son un argumento para no incursionar en la energía nuclear. En este punto es importante hacer una pausa y hacer un recuento de los dos grandes accidentes nucleares que han ocurrido a lo largo de la historia reciente: Chernobyl (1986) y Fukushima (2011). Si bien ha habido otros incidentes, estos se remontan a los años 50's y 60's donde se utilizaba otra tecnología de seguridad que nada tiene que ver con los equipos que se comercializan hoy.

En el caso de Chernobyl, un sobrecalentamiento de los reactores generó una explosión y la evacuación de más de 300.000 personas de la zona. Cabe señalar que el reactor de Chernobyl y su seguridad datan de los años 70's y la razón para el sobrecalentamiento y pérdida de control de los reactores fue debido a un manejo inadecuado de la central por parte de los operarios. Ese manejo sería imposible de realizar hoy con los sistemas de seguridad que se tienen en los generadores modernos. En otras palabras, así un operario quisiera hacer las maniobras que realizaron los operarios de Chernobyl, los sistemas de seguridad actuales no permitirían hacerlo.

En el caso de Fukushima, se tiene un reactor construido en los años 70's que, si bien había sido modernizado en varias ocasiones mejorando sus sistemas de seguridad, lo acontecido en ella sobrepasa los niveles predictivos. El 11 de marzo de 2011 un terremoto de magnitud 9 en la escala de Richter ocurrió en la costa de Japón y aunque la seguridad operó correctamente en los reactores, el tsunami que con olas de hasta 14 metros superaron las barreras de seguridad generando las explosiones, incendios y liberación de material nuclear en una vasta zona. En este punto quisiera introducir algunos conceptos de seguridad moderna que se han implementado en reactores de última generación y que se denomina "seguridad pasiva".

La seguridad nuclear pasiva no requiere ninguna intervención por parte del operador o retroalimentación electrónica para apagar el reactor de forma segura en caso de un sobrecalentamiento resultante por una pérdida de refrigerante. Para actuar la seguridad pasiva, toma ventaja de la fuerza de gravedad que siempre se encuentra presente y por tal motivo su efectividad de aplicación es casi del 100%. Si la planta de Fukushima hubiese contado con seguridad pasiva moderna, la catástrofe nuclear no hubiera ocurrido.

Para finalizar, no quiero dejar en el ambiente una sensación de que la energía nuclear es la única y la mejor opción que tendría el país. Sin duda, el país cuenta con otra cantidad importante de recursos para generar energía eléctrica, y dentro de ellos debería incluir la posibilidad

de valuar la energía nuclear como una alternativa más, pues como vimos, los costos operativos, la seguridad, la disponibilidad de recursos y las características del combustible, nos muestran que es una tecnología madura y que si bien tenemos un rezago como país en el conocimiento de la energía nuclear, es el momento de ponernos a tono con el mundo, pues no en muy largo plazo llegará la energía nuclear de fusión que promete enormes cantidades de energía, sin residuos nucleares y aunque seguramente inicialmente los costos serán elevados, con el paso del tiempo estos se harán más competitivos y Colombia, como la esquina de Suramérica y polo de desarrollo en la región debe montarse en esa ola.

La invitación es a hacer un debate racional y técnico desde todas las aristas en el país para estudiar el tema y tener la energía nuclear como una posibilidad real en el largo plazo. En últimas, el llamado es a no satanizar ninguna fuente de energía sin dar el debate desprevenido y poniendo siempre como premisa, el bienestar y crecimiento del país.

Bibliografía

[1] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Milestones in the Development of a National Infrastructure for Nuclear Power, IAEA Nuclear Energy Series No. NG-G-3.1, Vienna: IAEA, 2007.

[2] XM, «Paratec,» [En línea]. Available: http://paratec.xm.com.co. [Último acceso: 18 02 2019].

[3] UPME, «Siel,» [En línea]. Available: http://www.siel.gov.co/Inicio/Generaci%C3%B3n/PlanesdeExpansi%C3%B3nGeneraci%C3%B3nTransmisi%C3%B3n/tabid/111/Default.aspx. [Último acceso: 19 02 2019].

[4] C. E. Corpoema, «Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energia en Colombia - Volumen 2,» UPE, Bogotá, 2010.

[5] BID, «Calificación de proyectos de generación,» UPME, Bogotá, 2018.

[6] Iter, «Iter,» [En línea]. Available: https://www.iter.org/.

[7] World Nuclear Association, «Economics of Nuclear Power,» 12 2018. [En línea]. Available: http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx. [Último acceso: 21 02 2019].

Capítulo 5

Generación de energía en Colombia: no tan verde y en espera de evolución: una opinión personal

Laima Klemas[10]

Cada vez que hacemos referencia a la generación de energía en Colombia, la gran mayoría de nosotros siempre piensa de forma automática que nuestra **matriz** es *estable*, *confiable*, y, ante todo: "VERDE". ¡Y cómo no ha de serlo, cuando cerca del 70% de nuestra energía es generada por las grandes hidroeléctricas instaladas en el país! Energía "limpia", estable y confiable. Pero permítanme desglosemos un poco esta idea preconcebida sobre nuestro sistema o matriz energética, y analicemos un par de cosas, sobre las cuales confío Usted, estimado lector, ya habrá cavilado. Y si no, le invito para que me acompañe en esta corta reflexión, que espero le deje con más preguntas que respuestas (que es finalmente la intención de este capítulo: reflexión).

Iniciemos por el tema que, gracias al cambio climático, debería ser siempre nuestro centro de atención y de discusión actual y futuro: "energía VERDE", "sistema energético VERDE", "matriz energética limpia".

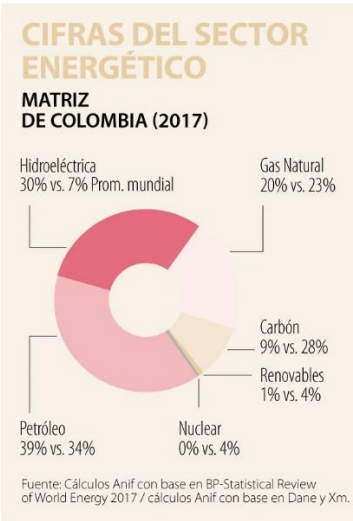


Figura 5.1. Cifras del sector energético. Matriz de Colombia 2017.

[10] lklemas@litcoltda.com

Colombia se vende en el mundo como un país VERDE y limpio, uno que solo aporta un "insignificante" 0,57% de todas las emisiones de CO_2 del mundo, y que para el 2014 generaba 236,7 millones de toneladas (Mton) de CO2 equivalentes[11], lo que en mi concepto no debería ser ninguna gracia (logro) para un país tan pobremente industrializado. De hecho, es alarmante tener estos niveles de emisión de GHG. Ahora bien, vamos a más detalles. De este 0,57%[12] que aportamos en contaminación al mundo, el 14% corresponde a las actividades relacionadas con la minería y energía y un 12% a las actividades relacionadas con el transporte. Teniendo este preámbulo en mente, sigamos adelante con la discusión sobre "sistema energético verde".

La matriz energética en Colombia está compuesta por dos formas: *energía eléctrica* y *energía térmica*. Usualmente se cree que el uso de la energía térmica es solo importante en los países que están en latitudes por encima de los Trópicos de Cáncer y de Capricornio por aquello de los temas de calefacción en el invierno, sin embargo, este tipo de energía es quizás la que más consumimos en Colombia, y que, de hecho, sin ella, tanto usted como yo, no podríamos gozar del estilo de vida del que tanto disfrutamos. Gracias a la energía térmica nuestros autos, aviones, buses, camiones, barcos, ferris, trenes, calderas, quemadores, plantas generadoras de energía *eléctrica* (tanto para generación de energía de respaldo, o como fuente única o principal para la generación de energía eléctrica en zonas no conectadas a la red), entre muchos otros equipos industriales y domésticos, simplemente no funcionarían o trabajarían: ¡Así es! Nuestro estilo de vida, que incluye el aparato productivo del país depende del uso de la energía en toda su magnitud, no solo eléctrica, y tanto térmica como eléctrica provienen de dos tipos de recursos, clasificados como renovables y no renovables.

En la siguiente figura, "Balance Energético Resumido de Colombia en el 2010" (fuente OLADE, marzo 2019), observe en el centro del diagrama Sankey la franja de unión de las fuentes primarias para la generación de *energía eléctrica*; detalle el alto porcentaje que consumimos de petróleo, carbón mineral y gas natural para generar *energía eléctrica*, y luego observe los porcentajes de estas mismas fuentes para la generación de *energía térmica* en la industria, construcción, transporte (con un 33%), y sector residencial. Es cierto que esta gráfica es una foto del año 2010, y que para el 2019, nuestra generación de *energía eléctrica* es un poco más limpia, gracias en parte a los nuevos proyectos de

[11] Ver más información sobre inventario de CO_2 en Colombia en: http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023634/INGEI.pdf
[12] Ver más detalles en: http://sielac.olade.org/consultas/tablero-participacion-consumo-energertico-sectores.aspx?or=603&ss=2&v=3

generación por fuentes renovables *distintas* al agua (PCH y represas). Sin embargo, nuestro principal consumo como se puede ver, es energía térmica, y sobre este respecto son pocos los esfuerzos tanto del sector privado, como del Estado y sus ciudadanos para buscar formas de satisfacer estas demandas y forma de energía, pero mediante fuentes limpias y ojalá renovables. Como opinión personal, creo que se nos inculcó (quiero pensar que con buenas intenciones) que Colombia posee y demuestra tener una matriz energética VERDE y limpia: así los valores de "pocas emsiones" de esta canasta energética es solo consecuencia del azar y no corresponde con acciones concretas para la diversificación del total de las fuentes energéticas hacia una matriz eficiente que aporte a un país con necesidades de industrialización. ¿Qué opina Usted?

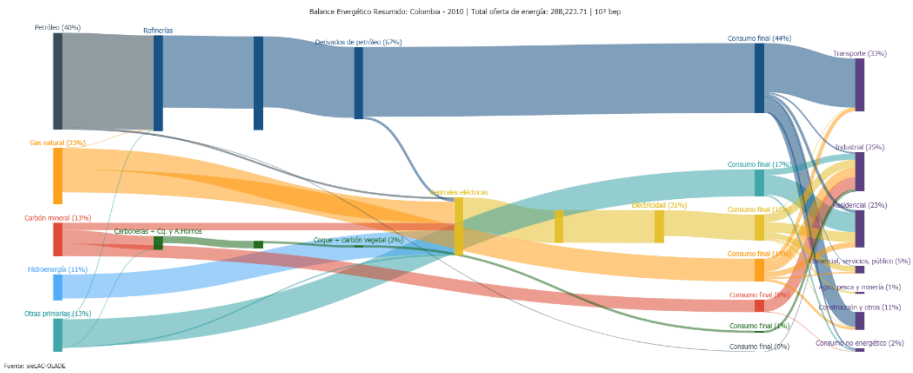


Figura 5.2. Balance energético resumido.

¿Es nuestro sistema tan "VERDE" como pensamos?, ¿son los sistemas por fuentes renovables la solución para nuestro mercado de energía?, ¿Cuál es el futuro del sector energético en Colombia?

Continuemos y dejemos atrás el tema de *energía térmica* para concentrarnos solo en un problema a la vez, y abramos la discusión respecto a que la generación de nuestra *energía eléctrica* es VERDE y limpia. Ya tocaremos los temas de "confiable y estable", que finalmente tienen que ver con la creación de un sistema robusto para la generación de energía (algo costoso en mi opinión y demasiado robusto por miedo a un posible racionamiento como el que padecimos a principios de los años 90) y la creación de un mercado energético (dónde solo el 20% de la energía generada es transada en la bolsa, y un 80% se hace en contratos de mediano y largo plazo).

Cuando pensamos que la matriz de generación de energía eléctrica en Colombia es VERDE y limpia porque cerca del 70% de nuestra generación proviene de grandes represas, y que supuestamente éstas no tienen emisiones de gases nocivos para la atmósfera, la pregunta con la

que debemos iniciar es de dónde viene el concepto de energía verde, y cuál puede ser el efecto que tienen las represas sobre el ambiente. Una respuesta rápida a la primera inquietud es que el concepto de *energía verde* sale cuando la generación hídrica fue comparada contra la generación por plantas térmicas a carbón, gas, fuel jet o Diesel, las cuales tienen claramente emisiones de GHG y de material particulado. Respecto a estos sistemas de generación de energía, incluso la energía nuclear[13] se muestra "inofensiva" y ambientalmente amigable. Ahora bien, ¿son las grandes hidroeléctricas con embalse realmente tan VERDES y limpias en su generación? Note que no estoy haciendo referencia a las PCH filo de agua, las cuales considero tienen un bajo impacto para el ambiente, y dado que carecen de un gran dique o muro, su huella de carbono es muy baja.

El tema de las grandes hidroeléctricas no deja de ser controversial, en mi opinión debería buscarse alternativas de sustitución para estos proyectos en corto plazo (para mañana es tarde como coloquialmente se dice), considerando que existen hoy tecnologías que logran satisfacer necesidades de generación en sitio por fuentes energéticas diversas, además de nuevos e innovadores sistemas de almacenamiento. Lo más interesante, es que estas tecnologías *alternativas* presentan impactos negativos mínimos para el ambiente y las comunidades.

Continuando con nuestro análisis respecto a las grandes hidroeléctricas, meditemos sobre lo siguiente: uno de los sectores que mayor huella de carbono presenta en el mundo, es la industria productora de cemento. Cada vez que se prepara un mortero, durante el proceso de su fraguado se liberan grandes cantidades de CO_2. Teniendo esto en cuenta, ¿se ha preguntado alguna vez si cuando mencionan que las represas son VERDES y limpias, han considerado dentro de sus cálculos de huella de carbono la cantidad de GHG que son generados tan solo por la construcción del muro de la represa, que usualmente incluye concretos reforzados?

Ahora, mucho se dice que los sistemas solares fotovoltaicos para tener la misma potencia que una hidroeléctrica requieren de mucho más terreno. ¿Ha considerado Usted los km^2 de espejo de agua que requieren las hidroeléctricas? Es más, ¿ha estimado Usted los $\mathbf{km^3}$ que una represa

[13] No olvidemos que, en algunos países, y hasta el reciente accidente de Fukushima, la energía nuclear también era considerada como una fuente *LIMPIA* y amigable con el ambiente. Dejando adrede en segundo plano la cantidad onerosa de residuos radioactivos que éstas dejan por su funcionamiento, problema que a la fecha no arroja una solución satisfactoria, más allá de depositar miles de toneles conteniendo estos residuos, y dejándolos en cavernas, cavas especiales, e incluso, en algunos atolones del Pacífico.

demanda para su generación? Cuando realice este ejercicio, y saque los cálculos, permítame decirle que se sorprenderá de los resultados, tanto que estoy segura los revisará varias veces. Estudios que se han hecho para estimar la relación de potencia nominal [MW] entre área [m^2], han encontrado que, para una misma potencia nominal de la planta de generación, son los sistemas eólicos quienes menos área necesitan, seguidos de muy de cerca por sistemas solares fotovoltaicos, luego sistemas solares térmicos (CSP y otras tecnologías). Y ni que decir, si hacemos esta comparación en términos de km^3. Dado que hay un aceleramiento en el aumento de la eficiencia de estos sistemas, es posible notar como cada vez la brecha de esta razón entre represas y sistemas eólicos y solares fotovoltaicos, aumenta.

Nuestra matriz energética no es tan saludable o VERDE para el ambiente como a primera impresión deja verse. Si bien en otros países la componente de generación por térmicas es mayor, lo que los hace aún más contaminadores, no por ello podemos cerrar los ojos y seguir creyendo que nuestra matriz, y en específico las grandes hidroeléctricas, son completamente VERDES, y que no existen otros sistemas de generación de energía eléctrica que nos lleven y transformen en un futuro cercano a lograr sistemas de generación **"cuasi-carbono-neutrales"**.

Ahora, estoy muy segura que algunos lectores podrán estar pensado: OK, los sistemas de generación por fuentes renovables diferentes a las hidráulicas, presentan un menor impacto, PERO, ¿y qué pasa con la *estabilidad* y *confiabilidad* para el sistema de energía? Una represa puede generar 24x7, y además generar y entregar energía de forma inmediata acorde a la demanda de la red, cosa que los sistemas térmicos no pueden lograr porque generan siempre a una potencia fija que no se puede variar, así mismo como tampoco los eólicos y solar fotovoltaico pueden hacer (… ¿con la misma rapidez o eficiencia que una hidroeléctrica?). Sí, lo anterior es muy cierto, los sistemas eólicos y solares fotovoltaicos presentan una variabilidad en su generación de energía, pero las tecnologías actuales en sistemas de transformación y control de la potencia, además de estudios profundos del clima (que permiten obtener sistemas que logran predecir la generación desde el día anterior con un error no mayor al 2%), y la inclusión de sistemas de almacenamiento de energía (recordar como ejemplo las plantas solares fotovoltaicas más mega almacenamiento con baterías de iones de litio[14] de TESLA en

[14] Los costos del kWh de estas baterías es cada vez menor, lo que ha permitido lograr el "grid-parity" de sistemas solares fotovoltaicos con mega bancos de baterías en algunos países, donde el costo del kWh de la red es un poco mayor a lo que pagamos actualmente en Colombia. Se espera que para finales del 2020 los costos por kWh sean

Australia), han permitido todos ellos el mitigar estos posibles impactos para la red eléctrica (tales como la desestabilización de la frecuencia o del voltaje). Por otro lado, cabe resaltar que desde hace algunos años es posible, técnicamente hablando, garantizar una energía por hora mínima en sistemas por fuentes renovables, dejando una cantidad de energía variable que como se ha visto en otros países, no son dificultad alguna para el centro de control de la red nacional de energía. En resumen, las nuevas fuentes de energía no representan una amenaza para el sistema nacional interconectado, por el contrario, son una oportunidad inmensa para ayudar a mejorar tanto nuestra matriz energética, como la red de energía nacional, colaborando en bajar los costos del kWh que pagamos en la actualidad gracias en parte a algunas "fallas" sobre el cómo está constituido nuestro mercado energético y sus respectivas regulaciones; esto siempre que la tecnología, el conocimiento y la regulación trabajen de forma conjunta.

Como podrá estar imaginando a esta altura, quiero invitarle estimado lector a que pensemos juntos y planteemos una revolución para el sistema actual de energía, dónde en vez de estar castigando a cada fuente de generación de energía con un ENFICC (en su peor momento para la generación durante el año, lo que aumenta los costos innecesariamente de la energía en Colombia por solo un temor a apagar el país), aprovechando la capacidad actual instalada hidroeléctrica, y la futura eólica y solar fotovoltaica, se haga un sistema basado en portafolio, valiéndose de que todas estas tecnologías trabajan en perfecta complementariedad y armonía. Incluso, sería muy interesante seguir el ejemplo de Alemania[15] con el cierre de sus plantas térmicas a carbón, y aumento de los sistemas de generación por fuentes renovables.

¿Hacia dónde vamos? ¿Cuál es el futuro energético que sería fantástico lograr en Colombia?

Cada vez es más común escuchar en las noticias, congresos y demás, términos tales como generación distribuida, *prosumidor*[16], energías

---

de menos de los USD 200, algunos autores hablan de menos de USD 100, sea el caso, estos costos harán viables las baterías para varios sectores en el país, y por ello pienso se dará una masificación de hogares e industrias autosuficientes, energéticamente hablando.

[15] Alemania presenta programas estatales que promueven la generación de nuevas empresas relacionadas en el diseño e ingeniería, desarrollo de nuevos materiales, construcción e instalación de sistemas, consultoría especializada, electromovilidad, aplicaciones innovadoras para gestión de la energía, programas de eficiencia energética efectivos, programas educativos (incluso muchos de ellos a distancia), etc.

[16] Prosumidor es la combinación de dos palabras: productor y consumidor, es así que se entiende prosumidor como aquel consumidor que ya no es pasivo con la red, sino

renovables, electromovilidad, micro redes, redes inteligentes, gestión de la demanda, eficiencia energética, "net zero energy buildings", block-chain, plantas de energía virtuales, sistemas de almacenamiento, bioclimática, economía circular, sostenibilidad… Cada uno de estos términos es un mundo per-se, pero en conjunto están todos ellos transformando a pasos acelerados nuestros sistemas actuales de energía, haciéndolos más eficientes, más amigables con el ambiente y cambiando nuestra percepción de la especie humana como dueño único del planeta.

Cuando se mira la historia, es fascinante ver que la electromovilidad tiene más de 200 años y que solo hasta el año 2010 empieza a cobrar importancia a punto tal que empresas como Volvo solo harán vehículos eléctricos a partir del 2020. Por otro lado las energías renovables vieron su (re)nacimiento en los años 70's, y gracias a que el LCOE[17] de diferentes tecnologías y fuentes de energía es cada vez menor, su uso y propagación por el mundo es imparable[18]. Esto ya no se trata de tan solo un fenómeno de moda pasajero, esto es ya una tendencia clara. Y lo que antes imaginábamos para un futuro superior al año 2050, son las metas para el año 2030.

Colombia ha dado pasos demasiado tímidos para lograr la inclusión de sistemas de generación por fuentes renovables (no convencionales), regulaciones que tomaron exagerada cantidad de años para estar listas, con regulaciones posteriores que van en contravía con el espíritu de las leyes que buscan su integración y fomento, hasta un punto tal que se da la sensación de buscan querer proteger a la generación tradicional (la cual lleva varios años disfrutando de ser un oligopolio, siendo dueños de plantas hídricas y térmicas que les permite jugar en ambos bandos y aprovecharse de los "huecos" que tiene el marco regulatorio).

La ley 1715 y la resolución 030 de 2018, que permite la venta de excedentes a la red (a través de un comercializador o generador) y/o al acceso a los créditos de energía, ha facilitado que los usuarios de la red empiecen a tomar conciencia no solo de sus consumos, sino que además pueden convertirse en nuevos agentes activos en el mercado energético colombiano como *prosumidores*. Cabe resaltar que esta ley y regulación han sido un primer paso legal importante, pero a pesar de éste, aún no

---

que, por el contrario, es activo y puede inyectar energía a la red (generalmente sus excedentes).

[17] LCOE es el costo nivelado de la energía (levelized cost of energy). Se calcula como la relación entre en VPN del TOTEX (CAPEX y OPEX) y de la generación, razón por la cual es un indicador excelente para comparar diferentes tecnologías y tomar las decisiones correctas a la hora de ejecutar un determinado proyecto.

[18] Las tecnologías fotovoltaicas empiezan a comportarse como sus primos lejanos, los computadores.

se permite que entre personas (por ejemplo: entre vecinos), o entre empresas (por ejemplo: las empresas A y B son vecinas. B podría vender a su vecino A la energía que genera sin tener que usar la red) se puedan vender y comprar (transar) la energía que generen en sus cubiertas u otros espacios, sin tener que recurrir al comercializador o al generador.

Por otro lado, hemos visto en las noticias las subastas que el Gobierno abrió para generación y para cargo por confiabilidad. Si bien la primera no tuvo un resultado positivo, como podría pensarse inicialmente, si se debe reconocer que la CREG con sus indicadores logró evitar que una sola empresa empiece a perfilarse como la "única" al generar y comprar su propia energía, con proyectos tan grandes que podrían comprometer la seguridad energética en el futuro, y que dejarían a otros posibles competidores por fuera del negocio. En cuanto a la segunda subasta, sorprendió la cantidad de proyectos eólicos y solares que se presentaron y que además lograron ganar en la subasta. En ambos casos la señal es clara: "estamos listos, somos competitivos y queremos realizar estos proyectos en Colombia", por ello bienvenidos los mega parques y espero que cada día recibamos nuevas noticias sobre éstos si queremos en verdad un futuro con una matriz más VERDE y limpia en el país.

Ahora, cabe preguntarse entonces si las grandes empresas generadoras de energía tienen muy claro desde hace unos 5 años que las energías renovables son sus nuevos nichos de mercado, así mismo los desarrolladores de proyectos, ¿qué están esperando las personas y empresas para adquirir sus propios sistemas, ser autogeneradores y disfrutar de los beneficios de la resolución 030?

¿Cuál es entonces el sistema energético que espero lograr ver instaurado en Colombia?

Para mi mayor facilidad y describir como veo será el futuro energético de nuestro país y seguramente del mundo, me remito a usar "bullet-points":

- Los avances en aplicaciones que permiten realizar transacciones en tiempo real y de forma segura para la compra y venta de energía, se incluye el block-chain si bien no soy su gran fanática, son actualmente maduros. Es solo cuestión de que sigan encontrando nuevos campos y formas de aplicación. Colombia tiene la ventaja respecto a otros países de tener excelentes programadores de software y apps.
- La inteligencia artificial permitirá hacer la gestión adecuada y óptima de los consumos o demandas de energía al interior de las empresas, determinará también cuando comprar energía y a

quién hora a hora, incluso en intervalos de tiempo menores (5 minutos).

- Los sistemas de generación por fuentes renovables presentan cada año, incluso mes a mes, un LCOE y USD/kW cada vez menor. Ello significa que los sistemas son capaces de generar más energía con un mismo monto de inversión, y que cada vez los costos "soft" de los proyectos se reducen al incrementarse la velocidad de las curvas de aprendizaje.
- Los sistemas de almacenamiento revolucionarios son cada vez más variados y son muchos los grupos de investigación que trabajan en estos desarrollos en el mundo. No se trata solo de baterías de iones de litio, o grafeno, sino además de sodio y otros elementos muy comunes. Por otro lado, los sistemas basados en hidrógeno casi logran alcanzar el punto donde son financieramente interesantes en países como el nuestro. Sistemas ingeniosos como aire comprimido, y otras innovaciones para almacenamiento que usen la geografía o incluso los materiales mismos de construcción u otros como los "pase change materials" serán cada vez más comunes.
- Los nuevos materiales fotovoltaicos que permiten convertir cualquier superficie en un generador de energía eléctrica, y los nuevos procesos productivos de módulos que lograrán mayores eficiencias y módulos de mayor potencia. Se espera para los siguientes 10 años que la potencia promedio de módulos de 72 celdas sea de 430Wp para los mono PERC.
- Paraderos de buses, aeropuertos y puertos con sistemas solares fotovoltaicos.
- Los vehículos eléctricos tendrán estandarizada la función V2V o V2G, lo que permitirá usarlos como sistemas portátiles de energía a discreción (transporte y distribución de energía) del sistema de control de las redes inteligentes, el cual definiría dónde estos vehículos deben estar en función de las rutas de usuarios y horarios.
- Calles, avenidas y autopistas con sistemas de carga para vehículos eléctricos sean inalámbricos o por cable a suelo, con sistemas piezoeléctricos y/o módulos fotovoltaicos especiales para soportar tráfico de vehículos sobre ellos y generar más energía.
- Sistemas de bandas transportadoras sobre las aceras para el movimiento rápido de peatones.

- Edificios de gran altura que integran en su arquitectura turbinas eólicas, sistemas PV, y conceptos de bioclimática para hacerlos energéticamente más eficientes.
- Nuevos materiales de construcción que hagan de las edificaciones sistemas mejor aislados al ruido y a la temperatura exterior, que además permitan la generación de energía o térmica que el mismo edificio requiera.
- Los sistemas de baterías para hogares, industria y ciudades serán lo normal. Estos ayudarán a controlar las variaciones de voltaje, frecuencia y otros fenómenos de las micro y macro redes eléctricas.
- Marco regulatorio que habilite la transacción de energía entre usuarios sin tener que recurrir a los comercializadores o generadores. Esto sin lugar a dudas también desencadenaría la formación de micro-redes dentro de las ciudades.
- Marco regulatorio que no incluya un cargo por ENFICC.
- Marco regulatorio que considere por igual la transmisión y la distribución, de tal forma que no tenga que pagarse por dos cargos.
- Un mercado energético dónde desaparecen las distinciones entre grandes y pequeños consumidores, repleto de prosumidores, generadores pequeños y grandes, con desaparición de los comercializadores como hoy están concebidos.
- Las líneas de transmisión seguirán existiendo pues siempre se requerirá la interconexión entre ciudades o clústeres energéticos y mega plantas de generación de energía fuera de las ciudades. Sin embargo, su tasa de crecimiento será menor a la que se ha presentado a la fecha.
- Dado que los sistemas eólicos y fotovoltaicos presentan una variabilidad, la red y los sistemas hídricos actuarán como sus reguladores y sistema de almacenamiento de energía.
- Es probable que, por temas ambientales tanto en el sistema colombiano como el mundial, ya no se construyan más plantas térmicas para la generación de energía eléctrica, ni sistemas Diesel para las zonas no interconectadas; de la misma forma que las plantas nucleares están siendo apagadas.
- En el futuro no habrá zonas no interconectadas, aunque la interconexión no necesariamente se hará por redes; tal vez por vehículos eléctricos o sistemas de transmisión inalámbrica (como el Inventor Tesla siempre soñó). Colombia será un país en donde en las zonas rurales será común la instalación de

sistemas de generación por biogás o biomasa, entre muchos otros.

- Los rellenos sanitarios serán historia del pasado, y gracias a sistemas como el "waste to energy" se podrá generar más energía.
- Habrá más plantas de tratamiento de agua como la de San Fernando, las cuales podrán generar energía a partir de los gases y cuyos lodos tratados podrán ser usados como fertilizantes en pequeñas granjas al interior de las ciudades.

¿Y usted? ¿Cómo imagina que será nuestro futuro sistema energético nacional? Y más chévere aún: ¿Cómo quisiera que fuera?

Capítulo 6

Gestión integral de la energía verde, mercado de carbono, carbono neutral

Óscar Alonso Fernández[19]

6.1. Introducción

Las pruebas científicas son incuestionables: el cambio climático global, provocado por el aumento de las concentraciones de Gases Efecto Invernadero (GEI) en la atmósfera; causado por la interferencia humana y, en particular por la combustión de cantidades cada vez mayores de combustibles fósiles; está aumentando la temperatura y alterando el clima del planeta, constituyéndose en una grave amenaza para el bienestar de la humanidad. Las consecuencias posibles y previsibles van desde la alteración de los patrones de los ciclos hidrológicos y las corrientes marinas hasta el aumento del nivel de los océanos y acidificación de aguas. Aunque hay mucha incertidumbre sobre los alcances, magnitud, y consecuencias del fenómeno, existe un amplio consenso científico sobre la necesidad de adoptar medidas urgentes de política, destinadas a mitigar sus causas.

Se convierte entonces en una prioridad estabilizar la concentración de GEI en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático. Es así como en la cumbre mundial de cambio climático celebrada en Copenhague[20] los países del mundo se comprometieron a limitar el calentamiento global por debajo de un aumento de 2 ºC respecto a los niveles en la época pre-industrial, por esto se hace imperativo que la concentración de GEI tendrá que disminuir en un 80% para el 2050. Esta meta fue reafirmada en la cumbre climática de Paris de diciembre de 2015, donde surgió el Acuerdo de Paris, que expresa entre sus objetivos: mantener un aumento de la temperatura media mundial "muy por debajo de 2 ºC" y hacer esfuerzos para que "no supere los 1,5 ºC". Para alcanzar este objetivo, se propuso que las emisiones mundiales alcancen su punto máximo "lo antes posible" y a partir de ese momento mitigar los GEI lo

[19] oscarfernandeztaborda@gmail.com

[20] INFORME DE LA CUMBRE MUNDIAL SOBRE DESARROLLO SOCIAL (Copenhague, 6 a 12 de marzo de 1995) http://www.un.org/documents/ga/conf166/aconf166-9sp.htm

más rápidamente. Reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático.

Colombia, atendiendo el llamado de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático en la cumbre de París se comprometió a reducir en un 20% sus emisiones de GEI de acuerdo con las proyecciones realizadas por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible al año 2030, a partir de un escenario inercial (*Business as usual)*[21], pero podría llegar al 30% si recibiera financiación extra. Asimismo, el país se compromete a aumentar la resiliencia y capacidad adaptativa del país, a través de 10 acciones sectoriales y territoriales priorizadas a 2030. Estos compromisos representan para Colombia una gran oportunidad de mejorar el modelo de desarrollo del país, para el que la mitigación y la adaptación son una prioridad nacional, debido a su vulnerabilidad frente a los impactos del cambio climático y la variabilidad del clima.

Es así como estos compromisos crean una nueva presión a los países y a sus empresas, ya que están obligadas a reducir sus emisiones y adoptar políticas, conductas y tecnologías bajas en carbono. En este sentido, han surgido una serie de productos e instrumentos que permiten no solo mostrar lo que las organizaciones hacen para la mitigación del cambio climático, que es capitalizado a través de una mejor imagen a los grupos de interés, sino con procesos que generan valor económico a las organizaciones.

6.2. Mercado de Carbono

En 1997 se adoptó el Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático CMNUCC, acuerdo internacional que tiene por objeto reducir las emisiones de GEI, causantes del calentamiento global, en un porcentaje de un 5,2%, en el periodo 2008 - 2012, con base en las emisiones de 1990, el cual entró en vigor en febrero 16 de 2005, este hecho dio el campanazo de salida para la creación de los mercados de carbono.

El mercado de carbono se basa en el esquema cap and trade. El umbral, tope o cap asegura el cumplimiento de objetivos ambientales y climáticos; el mercado (trade) garantiza la eficiencia y puede contribuir a la equidad de todo el sistema.

---

[21] Esto quiere decir que Colombia tomó como punto de referencia el inventario de emisiones nacionales de 2010 y proyectó cómo crecerían sus emisiones si no se tomaran medidas de mitigación. Con base en esa proyección, creó un escenario para 2030. La reducción del 20% es sobre ese escenario proyectado.

El Protocolo de Kyoto, impone una restricción a las emisiones de los países desarrollados (cap) Países Anexo I, eximiendo a los países en vías de desarrollo Países no Anexo I, por la mayor responsabilidad histórica de los primeros, y se complementa con un mercado (trade). Los países desarrollados deben asumir la restricción impuesta por el Protocolo (reducción promedio de emisiones de un 5.2%), y la hacen extensiva a sus empresas más relevantes, las cuales son autorizadas a emitir sólo un volumen determinado de emisiones GEI. Tales autorizaciones se traducen en títulos denominados derechos de emisión, que a su vez pueden ser objeto de transacción en el mercado, lo que asegura su asignación eficiente de acuerdo con las condiciones y expectativas de cada empresa.

El Protocolo de Kyoto contempla tres mecanismos de flexibilización para su implementación. Primero está el Sistema Europeo de Comercio de Emisiones, en el cual *se* realizan transacciones sobre los permisos de emisión entregados por los gobiernos a las empresas llamados Derechos de Emisión Europeos (EUA, por las siglas en inglés de European Union Allowances). El segundo mecanismo es la implementación conjunta, donde cualquier país del anexo I puede invertir en un proyecto de reducción de emisiones (denominado «proyecto de implementación conjunta") situado en cualquier otro país del anexo I como alternativa a reducir sus propias emisiones nacionales. Finalmente, el Protocolo de Kyoto contempla el denominado Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), el cual permite emprender proyectos en países no Anexo I (países en vías de desarrollo) que mitiguen emisiones de GEI, tales proyectos pueden ser acreedores a Certificados de Reducción de Emisiones (CERs) o bonos de carbono otorgados por las Naciones Unidas y comercializarlos para apalancar financieramente proyectos ambientalmente limpios y contribuir al desarrollo sostenible.

Paralelamente al mercado de carbono de Naciones Unidas surgieron los mercados voluntarios de carbono los cuales ha adquirido gran importancia para los proyectos agrícolas y forestales. Los créditos de carbono en el mercado voluntario se denominan Reducción Verificada de las Emisiones de carbono (VER, por sus siglas en inglés) los cuales son adquiridos principalmente por el sector privado y se emiten bajo diferentes estándares, entre los más importantes y conocidos están: VCS[22], CCB+ y GOLD STANDAR[23].

6.3. Energía Verde

[22] http://www.v-c-s.org/project/vcs-program/
[23] https://www.goldstandard.org/

Dado que el sector energético es de los que más emiten GEI a nivel global y que están bajo la mirada de la sociedad en general, un número cada vez mayor de empresas, donde electricidad es un recurso clave en su cadena de suministro, han definido la meta de llegar al 100% de consumo de electricidad de fuentes renovables o "Energía Verde". Esto les permite demostrar liderazgo al hacer decisiones conscientes de cambiarse al consumo de energía renovable y demostrar a sus clientes, empleados y otros actores, un compromiso verdadero con la mitigación del cambio climático.

Es así como grandes empresas como Microsoft, Google o el Banco ING firmaron el compromiso RE100 (100% Renewable Electricity), una iniciativa global para la conversión al consumo de energía proveniente 100% de fuentes renovables, "Energía Verde", y también muchos usuarios residenciales están participando de estas iniciativas voluntarias de llevar a cero sus emisiones por el consumo eléctrico, y jugar un rol activo en la transformación de la matriz energética mundial.

Dado que, al consumir electricidad, es imposible rastrear directamente si tal energía fue generada de fuentes renovables o fósiles, se han establecido sistemas de certificación, como los Certificados de Energía Renovable (REC) que tienen su origen en plantas de generación 100% de energía renovable. De esta manera, empresas de servicios públicos que trancen energía y ofrezcan planes de "Energía Verde", típicamente tienen que utilizar RECs para validar sus credenciales verdes. Los RECs son *commodites* que pueden ser comercializados en los mercados internacionales y en el mercado nacional, similar a los certificados de reducción de emisiones en los mercados del carbono.

América Latina y Colombia siguiendo la estela de la Unión Europea y algunos estados de EEUU, están desarrollando sistemas de seguimiento de atributos para la energía renovable, reconociendo la necesidad de la estandarización. Por esto, están trabajando con organizaciones internacionales que facilitan el seguimiento de atributos, como el estándar I-REC, para determinar por un lado la función que puede desempeñar en la regulación y por otro dar la posibilidad de tener un registro autorizado y reconocido de las Garantías de Origen (GO) de la energía 100% renovable.

Fundamental tener claro las implicaciones positivas que se emanan del consumo de energía verde, fuera del prestigio que ello pueda dar o la sensación de estar siendo participes de una buena causa, la adquisición de "Energía Verde" se puede reportar en el inventario anual de GEI o huella de carbono de las compañías, lo cual supone que las emisiones asociadas a la electricidad consumida por la organización (emisiones alcance 2) puede ser reportada como energía con factor de emisión cero,

de acuerdo con los requisitos de calidad, lo que la convierte en una excelente alternativa para la reducción de la huella de carbono de las empresas. Normas como ISO y GRI y organizaciones como Carbon Disclosure Proyect (CDP) han implementado la Guía de alcance 2 en sus textos y encuestas, como herramienta básica para probar el origen de la electricidad de la red.

En un futuro no muy lejano comprar solo energía 100% renovable se convertirá en la opción predeterminada para los consumidores, entre tanto el mercado será liderado por aquellos que tomen una decisión clara para reducir las emisiones relacionadas con su uso de electricidad. Cuantos más consumidores, especialmente los grandes, tomen medidas activas para satisfacer su demanda de energía de fuentes renovables o con el atributo verde, más rápido se puede acelerar el despliegue de energía eólica, solar y otras tecnologías de energía renovable.

6.4. Carbono Neutral

Cualquier industria ya sea de bienes o servicios, está produciendo emisiones de GEI que generan el cambio climático. Por esto las empresas de todo el mundo deben estar cada vez más comprometidas en poder identificar la "huella de carbono" de sus actividades, empleados y clientes, con el fin de tomar las medidas adecuadas para disminuirlas al máximo y compensar las emisiones inevitables en la organización. Calcular la huella de carbono de la empresa se convierte entonces en una herramienta clave para comenzar a cuantificar las emisiones de GEI como un primer paso para gestionarlas, minimizarlas y reducirlas.

Recordemos que una de las tendencias empresariales a raíz de toda la problemática del cambio climático es la de ser carbono neutral, lo cual se refiere a remover o compensar de la atmósfera la cantidad medida de CO_2e emitida en una actividad o evento con una cantidad equivalente. Para alcanzar la neutralidad en carbono es necesario compensar la huella de carbono en sus dos alcances, explicados a continuación junto a los mecanismos que pueden usarse:

Alcance 1: Emisiones provenientes del consumo de combustibles fósiles, metano, gases refrigerantes y exafloruro de azufre. Compensación: Con certificados de reducción de emisiones de cualquier mercado de carbono (CER o VER).

Alcance 2: Emisiones asociadas al consumo de energía. Compensación: Con Certificados de Energía Renovable (REC) o con certificados de reducción de emisiones de cualquier mercado de carbono (CER o VER).

Dadas las exigencias del cambio climático, las credenciales ambientales van a ser fundamentales para los negocios en el corto plazo, toda vez

que los compradores e inversionistas se volverán más exigentes con las emisiones de carbono. En Norte América existe un indicador que es el FTSE4Good[24], el cual se emite para los inversionistas, entidades de crédito y entidades que valoran la responsabilidad social empresarial y ambiental. Así mismo la Unión Europea está considerando hacer obligatorio el sello de carbono neutral para todos los productos que son importados fuera de la unión, y que escapan al ámbito de su regulación ambiental, con el fin de hacer exigible los compromisos de cambio climático.

[24] http://www.ftse.com/Indices/FTSE4Good_Index_Series/index.jsp

Capítulo 7

Cierre Financiero de Proyectos Fotovoltaicos

Alfredo Trespalacios Carrasquilla[25]

Este documento nace de la duda de cómo lograr realizar evaluación rápida de proyectos de electricidad sin perder calidad en los resultados obtenidos. Por lo que así mismo se consideren los elementos de valor de dinero en el tiempo, riesgo sectorial, tiempo de la inversión, inversión y costos del proyecto. La metodología parte de dos conceptos: la paridad de red y el costo nivelado (LCOE) y es aplicada a información obtenida de algunos agentes que participan en el mercado de energía solar fotovoltaica en Colombia. Estos conceptos son explicados a detalle en el libro "Análisis de Mercados de Electricidad" publicado por el fondo editorial de la universidad EAFIT, que escribí en conjunto con Javier Pantoja y Óscar Fernández.

El contenido de este trabajo se presentó por primera vez en el taller: "Evaluación Técnico-Financiera de un Proyecto", del seminario taller: "Energía Solar: Fuente de Desarrollo y Sostenibilidad" realizado en el año 2016, donde proveedores de tecnología y posibles inversionistas con los que se tuvieron contacto y que facilitaron información utilizada en el caso de estudio acá relacionado. Hoy, marzo de 2019, el tema continúa teniendo relevancia: la reducción de los precios de la tecnología a nivel mundial, la condición ambiental de las ciudades y la incertidumbre sobre la evolución de los precios futuros de la energía, han mejorado las condiciones de cierre financiero de la tecnología fotovoltaica.

No obstante, los resultados acá obtenidos son de utilidad a la hora de la toma de decisiones, se recomienda que la evaluación final de los proyectos sea realizada por analistas de cada compañía con la formación y experiencia requerida para estos retos. El autor no comparte responsabilidad sobre el uso de los resultados obtenidos en este documento.

7.1. Cadena de suministro de electricidad

La cadena de producción de la electricidad está constituida por agentes que, en general, se dedican a alguna(s) de las actividades de generación,

[25] alfredo.trespalacios@gmail.com

transmisión, distribución y comercialización del insumo, como en la siguiente figura, hasta llegar al usuario final. En la figura 7.1 se muestra la forma "tradicional" como un sistema eléctrico es atendido por plantas de generación de grandes potencias y ubicados a cientos de kilómetros de los puntos de consumo.

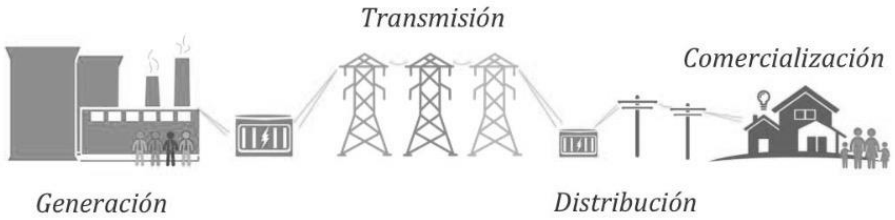


Figura 7.1. Forma "tradicional" de atención de un sistema eléctrico por medio de plantas de generación de grandes potencias ubicadas a cientos de kilómetros de los puntos de consumo.

En lo que corresponde a este documento, la producción de energía fotovoltaica se puede presentar en diferentes puntos del sistema. Puede ocupar las veces de un generador que se conecta al sistema de transmisión, generación distribuida en nodos del sistema de distribución o bien en la instalación del usuario final, como se ilustra a continuación:

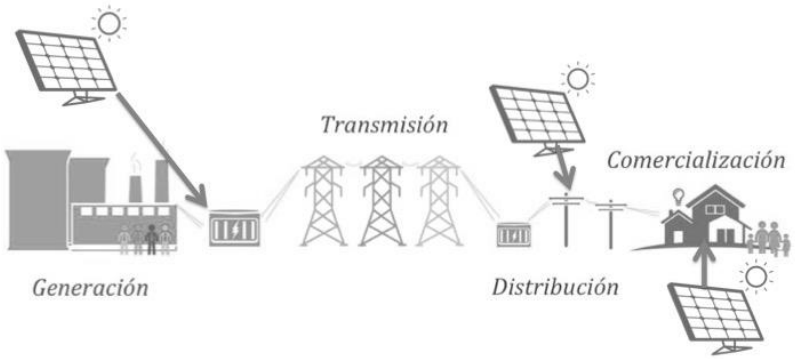


Figura 7.2. Producción de energía fotovoltaica ocupando las veces de un generador conectado al sistema de transmisión, generación distribuida en nodos del sistema de distribución o instalación del usuario final

Los incentivos necesarios para que haya cierre financiero de cada uno de los proyectos dependerá de la función que esté realizando en el punto de instalación. Cuando un sistema fotovoltaico se instala como un gran generador se están aprovechando eficiencias a escala que permite la

reducción de costo unitario de instalación y además una ubicación lejana de centros de consumo, no obstante, recibirán un precio inferior por la energía generada que un sistema ubicado directamente en la instalación de un usuario final ya que el costo de oportunidad de este último obedecerá a la tarifa plena, que incluye todas las componentes de la cadena.

En cuanto a la obtención de la energía eléctrica en la instalación de un usuario final, se consideran dos alternativas: 1. Que el usuario obtenga la energía de la cadena de producción o 2. De un proyecto solar ubicado directamente en su instalación. Se dice que hay Paridad de Red cuando el costo de suministro de la alternativa 1 es igual al costo de suministro de electricidad de la alternativa 2.

La Paridad de Red o *Grid Parity* debe entonces considerar la comparabilidad que pueda hacerse entre las soluciones de energía por fuentes no convencionales que tenga un usuario y la energía de la red eléctrica, que en este documento se hará comparando el costo variable de suministro por cada cantidad de energía.

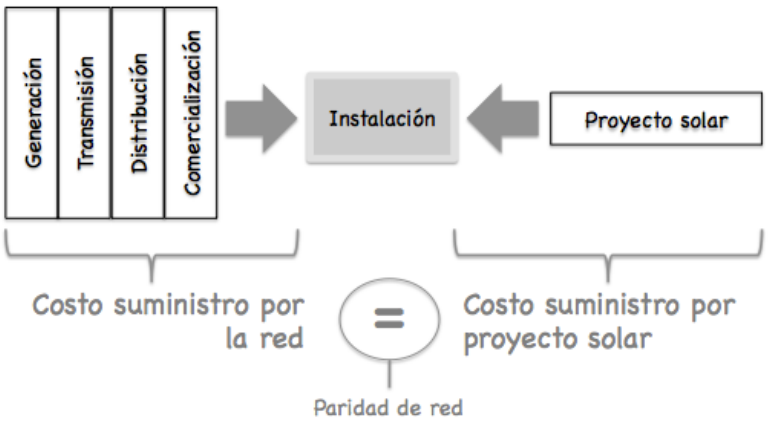


Figura 7.3. Paridad de red.

7.2. Costo Nivelado

El costo nivelado de energía, en inglés Levelized Cost Of Electricity (LCOE) es un valor en unidades monetarias por unidades de producción de energía (costo variable equivalente) de largo plazo que permite comparar económicamente diferentes tecnologías de generación de energía. Es consecuencia de los diferentes elementos involucrados en la construcción, operación y financiación del proyecto, así como el mercado eléctrico al que pertenecerá. La EIA (US Energy Information Administration) define el LCOE como el costo por unidad de energía en

dólares reales por construir y generar con una planta durante el ciclo de vida técnico y financiero. El costo nivelado L, puede ser obtenido a través de la relación:

$$L = c + \kappa \cdot inv$$

Con la aproximación $\kappa = \frac{1}{n} + \frac{(n+1)}{2n} i + \frac{(n^2-1)}{12n} i^2$, que puede ser contrastada en el anexo de este documento.

Donde i la tasa de interés real que representa el costo de oportunidad, estimado como el costo de capital promedio que pondera el apetito por riesgo del inversionista, el nivel de deuda del proyecto y las tasas de interés del mercado. Por otro lado, c es el costo total de la operación de la planta dividido por la cantidad de energía esperada para un periodo, la vida útil del proyecto n y *inv* es el valor presente de la inversión neta del proyecto que corresponde con la diferencia entre la inversión total en el proyecto y los ingresos que no provienen de la venta de energía generada; dividida por la cantidad de generación esperada para un periodo.

A esta altura, vale la pena considerar que la tasa de interés real corresponde con la tasa de interés efectiva descontando el efecto inflacionario, y se puede obtener así:

$$i = \frac{1 + i_{efectiva}}{1 + Inflación} - 1$$

7.3. Expectativas de precios de energía

El precio de la energía que se obtiene del Mercado de Energía colombiano para la instalación del usuario en cuestión debe ser considerada para el mismo periodo de vida útil del proyecto. Como el LCOE está estimado en moneda constante (descontando el efecto inflacionario), el precio de la energía desde la cadena de suministro (alternativa 1) debe ser también calculado en esta condición.

Por tratarse de un bien primario con dificultad para la transmisión a largas distancias y más aún para el almacenamiento en grandes bloques, no existe un precio teórico que permita identificar cuál será el precio de la energía eléctrica en el futuro y tampoco existe evidencia de que el precio actual de la energía, bien sea en contratos de largo plazo o en bolsa de energía (precio spot) agregue información acerca del precio de la energía para los próximos diez, quince, veinte, veinticinco años o más.

Para definir hoy expectativas a largo plazo sobre precio de la energía del mercado, se deberán considerar aspectos como el crecimiento de la demanda de electricidad nacional, que dependerá del desempeño

económico del país; la expansión en generación; la disponibilidad de fuentes primarias de energía, como agua, carbón o gas natural; tasa de cambio. En las siguientes figuras se presentan los precios de la energía en Colombia para cada año luego de la creación del mercado en 1995 y la volatilidad promedio de este precio. Allí se aprecia como desde el año 2000, época desde la cual hay consistencia estadística en el movimiento del precio hasta 2019, no solo el precio ha aumentado, sino que así mismo lo ha hecho la volatilidad.

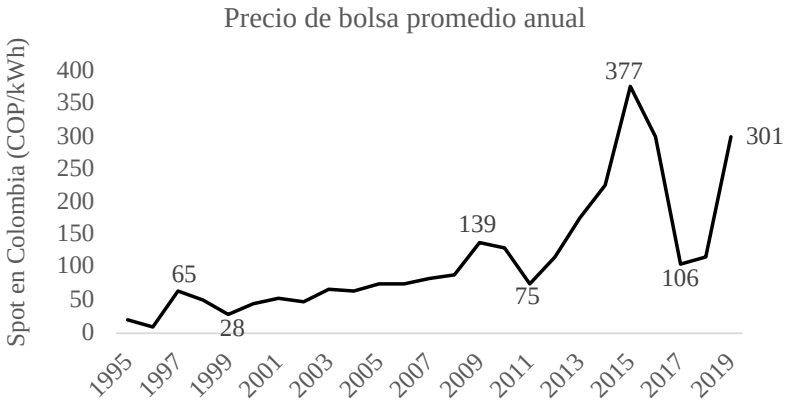


Figura 7.4. Precios de la energía en Colombia desde 1995.

Las condiciones de alta volatilidad del mercado de electricidad exigen por parte de los actores, una gestión de riesgos adecuada que garantice la sostenibilidad de las empresas que interactúen en el mercado. Factores adicionales a considerar entonces, corresponde con las expectativas de precios de contratos de largo plazo que pueden ser evidenciados en las licitaciones de mercado regulado o las negociaciones bilaterales en el mercado no regulado. Estos contratos tienen la ventaja de estabilizar el precio por un tiempo determinado, eliminando por este periodo de tiempo la volatilidad mencionada.

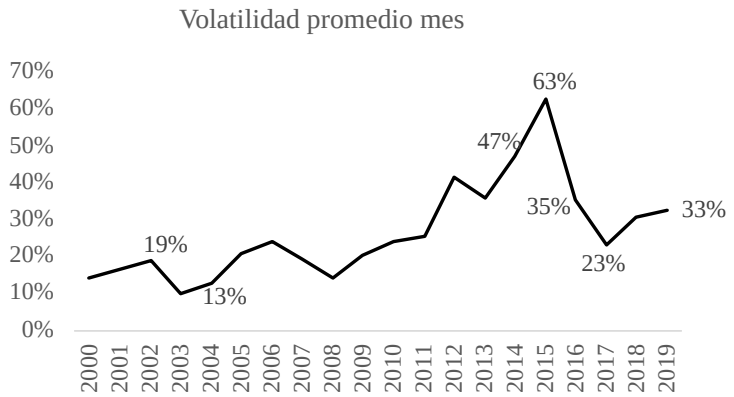


Figura 7.5. Volatilidad del precio de la energía en Colombia desde 1995.

7.4. Metodología

La metodología propuesta para este documento consiste en comparar el costo variable de suministro por las alternativas 1 y 2. Es decir, identificar cuál es el precio variable equivalente entre comprar un kWh a la red y si este valor es superior o inferior a adquirir el mismo kWh del proyecto solar en cuestión.

El reto consiste entonces en identificar cuál será el precio equivalente de un proyecto fotovoltaico de largo plazo. en COP/kWh o USD/MWh según el caso. Así como estimar cuál será el precio de la energía en el largo plazo obtenida desde el mercado eléctrico "tradicional", para el periodo de vida útil del proyecto de energía solar.

Para la estimación de los precios equivalentes de largo plazo de la alternativa 1 y de la alternativa 2 se puede realizar una encuesta a personas que poseen diferentes roles: inversionistas, proveedores de tecnología solar e industriales. En la práctica, serán los tomadores de decisiones de cada empresa quienes deberán construir el conjunto de información necesaria y suficiente para evaluar las alternativas propuestas o para construir las ofertas que les entregarán a sus clientes, en caso de ser proveedores de soluciones.

7.5. Ejemplo

Si se considera un sistema fotovoltaico con una inversión inicial de 2,324 COP/kWh (Pesos por cada kilowatiohora generado en un año) y que los costos anuales de mantenimiento del sistema son del 1% de la inversión inicial, es decir, 23.24 COP/kWh. Si el precio de suministro de largo plazo de la energía por la red del sistema interconectado es de 260 COP/kWh, ¿bajo qué condiciones es viable el proyecto?

Ahora sin más información, se encuentra el costo nivelado del proyecto para el caso de una tasa de interés real de cero y 30 años de vida útil, para la cual se encuentra que es de 100.71 COP/kWh (Ver y comparar con Tabla), que claramente es inferior al precio de 260 COP/kWh. Ahora bien, asumir 30 años para el cierre financiero de un proyecto con una tasa del 0% real puede ser poco realista.

Tabla 7.1. Costo nivelado del proyecto para el caso de una tasa de interés real de cero y 30 años de vida útil.

Caso	inv	c	años	tasa	kappa	LCOE
1	2324	23.24	30	0%	0.03	100.71

De igual manera, el proyecto puede ser considerado con diferentes composiciones de años y tasa de interés real. En la Tabla 7.2 se presenta la combinación del proyecto si se toman diferentes parejas de tasa de interés y años de vida útil. De donde se identifica por ejemplo que si el proyecto se considera a 25 años con una tasa de interés efectiva anual del 11.2% en pesos, el costo nivelado equivalente es de 243.8 COP/kWh. Así mismo la tabla indica como el LCOE si la tasa de interés efectiva es del 15.4% (12% real) con el proyecto a 10 años.

Tabla 7.2. Combinación del proyecto si se toman diferentes parejas de tasa de interés y años de vida útil.

	efectiva	real	Vida útil en años			
			10	15	25	30
Interés	3.0%	0%	255.6	178.2	116.2	100.7
	6.1%	3%	295.7	218.0	156.8	142.0
	8.2%	5%	324.3	247.4	188.7	175.3
	11.2%	8%	370.2	295.8	243.8	233.9
	15.4%	12%	436.6	368.6	330.8	328.4

*Inflación esperada: 3%

Si el precio de suministro de energía para la instalación por el sistema interconectado nacional (Alternativa 1) es 260 COP/kWh, el proyecto sería viable para las combinaciones de tasa de interés y años de vida útil marcados con una x en la Tabla .

Tabla 7.3. Combinaciones viables de tasa de interés y años de vida útil.

	efectiva	real	Vida útil en años			
			10	15	25	30
Interés	3.0%	0%	X	X	X	X
	6.1%	3%		X	X	X
	8.2%	5%		X	X	X
	11.2%	8%			X	X
	15.4%	12%				

Una combinación de mayores condiciones de tasa de interés y años de vida útil se presenta en el gráfico en tres dimensiones:

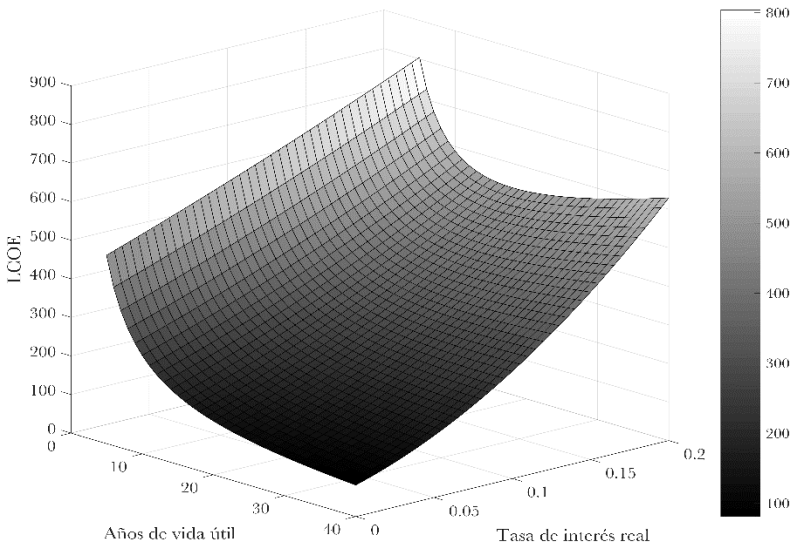


Figura 7.6. Combinación de mayores condiciones de tasa de interés y años de vida útil.

Y que al compararlo con la Alternativa 1 con un precio de 260 COP/kWh, puede lograrse identificar el conjunto de tasa de interés real y años de vida útil que logran viabilidad del proyecto de energía solar (Alternativa 2).

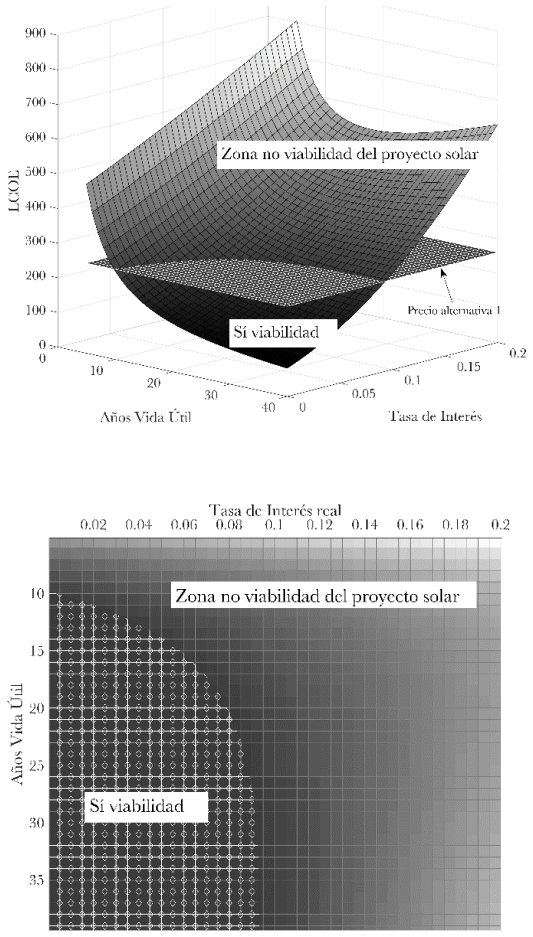


Figura 7.7. Conjunto de tasa de interés real y años de vida útil que logran viabilidad del proyecto de energía solar.

7.6. Ante varios precios de referencia alternativa 1

En esta sección se considera la viabilidad del proyecto solar del ejemplo anterior ante diferentes precios de la energía obtenida del sistema interconectado. Dicho de otra forma, se considerarán diferentes valores a los 260 COP/kWh. La viabilidad de cada proyecto quedará a la izquierda y hacia abajo de cada curva referenciada en la Figura .

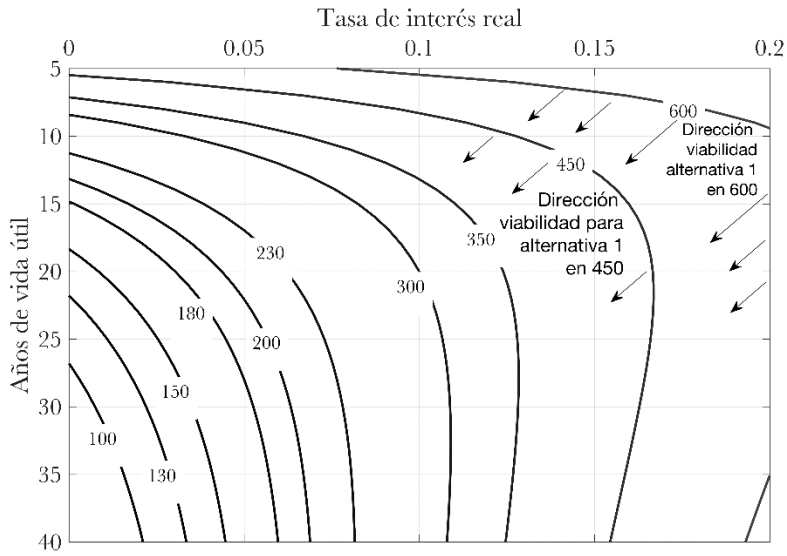


Figura 7.8. Viabilidad de cada proyecto.

Bajo estas condiciones, se puede comparar la situación de cada tomador de decisiones en función de tres variables: tasa de interés real exigida por el inversionista, años de vida útil y precio esperado de suministro por la red eléctrica (Precio alternativa 1). A manera de ejemplo se considera el punto de la Figura que corresponde con una vida útil de 16 años y tasa de interés real del 7%.

El punto del tomador de decisiones que se presenta en la Figura , indica que existe viabilidad para él siempre que el precio de la alternativa 1 de suministro de electricidad sea superior a 300 COP/kWh e inviable para los valores inferiores a 230 COP/kWh, como se puede deducir de la flecha que se presenta allí. Debe entonces el tomador de decisiones identificar claramente su ubicación en estas tres variables: tasa de interés esperada (descontando inflación para obtener la tasa de interés real), los años de vida útil (no tanto técnica sino financiera) y el precio que espera que la energía podría ser comprad desde la cadena de suministro del mercado de electricidad (precio de alternativa 1). Allí, en la Figura , se presenta además la dirección del precio de alternativa 1 para el cual este tomador de decisiones (el punto grande) validaría la construcción del sistema fotovoltaico para abastecer total o parcialmente su instalación. Así mismo se ha sombreado la zona donde actualmente es difícil encontrar precios de suministro de alternativa 1 en el mercado eléctrico colombiano.

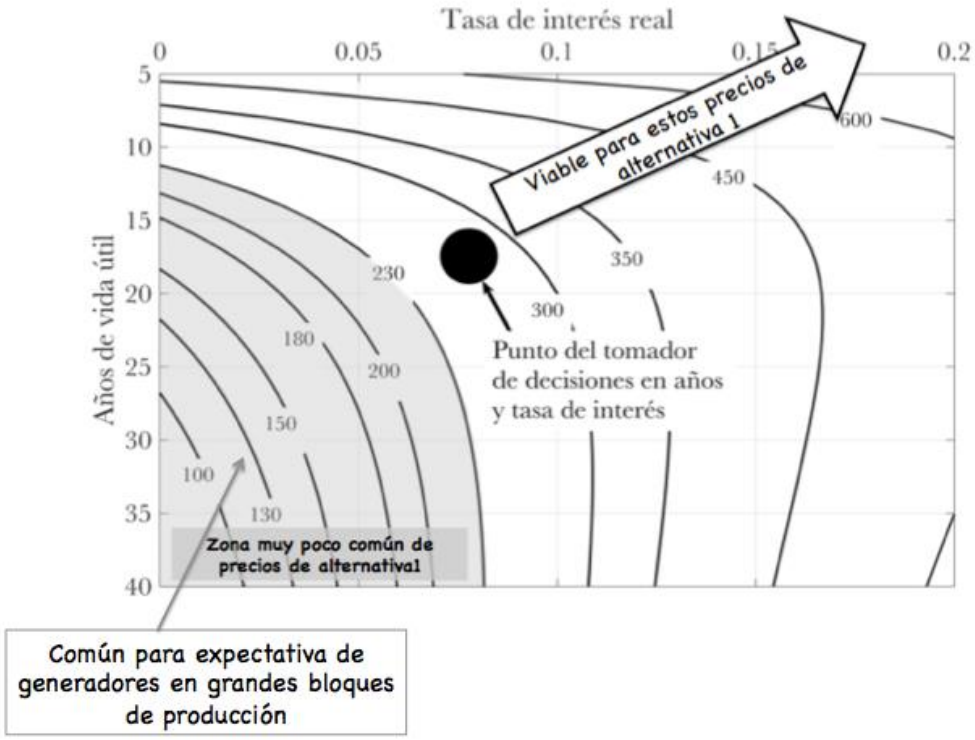


Figura 7.9. Dirección del precio de alternativa 1 para el cual el tomador de decisiones validaría la construcción del sistema fotovoltaico.

7.7. Elementos adicionales

A continuación, se presentan algunos elementos que deben considerarse de los resultados presentados en este documento, que incluyen el ámbito de aplicación y algunas consideraciones que deben incorporarse en análisis posteriores.

7.7.1. Suministro de energía en iguales condiciones

La comparación entre el precio de suministro por las alternativas 1 y 2 están condicionadas a igualdad en el suministro, situación que debe refinarse al momento de un análisis fino del cálculo.

En condiciones de operación, algunas instalaciones tienen un consumo de energía variable durante diferentes horas del día, así como en tipos de días; esto mismo ocurre con el precio de la energía en bolsa de energía y en algunos contratos de suministro desde el mercado de electricidad. De la misma manera, debe ponderarse la confiabilidad que represente para la instalación el suministro de energía.

7.7.2. Cobertura de largo plazo

El precio definido por LCOE por el sistema solar tiene menor riesgo que el precio definido en la expectativa del mercado de electricidad. Una vez negociada la instalación de los paneles hoy, el precio de la energía solo se modificaría por los costos asociados con el mantenimiento y que de acuerdo con las encuestas realizadas es considerablemente inferior al costo de la instalación total. En cambio, el precio definido en la expectativa del mercado de electricidad estará sujeto a la eficacia en la compra de energía que el equipo de la empresa logre en el mercado de electricidad que a menos que sea un contrato que dure por todo el tiempo de vida útil del proyecto solar, quedará sujeto a múltiples negociaciones.

Así, debería ponderarse al momento de realizar un análisis, que el suministro por proyecto solar tiene un riesgo de precio cercano a cero, mientras que las negociaciones futuras de energía tendrán un riesgo asociado al riesgo del mercado spot de energía (que tiene una volatilidad cercana al 20% mensual).

7.7.3. Impuestos y Depreciaciones

Los valores de costos e inversiones fueron formulados de esa manera en las encuestas realizadas. Si bien se considera que la inversión y los costos debieran ser los asociados con la instalación, no se hace ningún supuesto adicional sobre este hecho. Se recomienda que en cálculos futuros para la viabilidad de un proyecto en específico se haga un análisis claro de este tema.

La evaluación del proyecto para estimar el LCOE tiene implícito el cálculo del flujo de caja libre del proyecto donde la devaluación por ejemplo no interfiere en el cálculo, toda vez debe restarse para estimar los impuestos del proyecto y de nuevo sumarse.

Respaldo de red eléctrica

Los cálculos acá realizados no consideran el eventual respaldo requerido por el sistema de autogeneración instalado, por parte de la red eléctrica del Sistema. Una vez negociado este ítem con el operador de red deberá incluirse en la componente c.

Bibliografía

Mendoza, Ángela: Afectación de los Ingresos Operacionales de una Empresa Distribuidora de Energía Ele□ctrica por Penetración de Energía Solar en su Área de Influencia. Trabajo de Grado para optar por el título de Magíster en Administración Financiera en la Universidad EAFIT, dirigido por Alfredo Trespalacios, 2016.

Gaviria, Estefanía; Trespalacios, Alfredo: Contraste de Modelos Estocásticos para el Precio de la Energía en Colombia. Revista de la Facultad de Ciencias de la Universidad Nacional de Colombia. ISSN Impreso: 0121-747X, ISSN En línea: 2357-5549. Volumen 3, número 1 de 2014.

Anexo 1. Desarrollo algebraico LCOE

Como el momento cero del tiempo (justo cuando se realiza la inversión I_0) los ingresos esperados del proyecto hasta el periodo n, para un precio de la energía invariable igual al LCOE deben ser iguales a los costos esperados, aparece la relación que se presenta a continuación, donde OI^* representa otros ingresos diferentes a la venta de energía, como la venta por potencia o firmeza, bonificaciones por tipo de tecnología, servicio de regulación de frecuencia, entre otros.

$$OI^* + \sum_{t=0}^{n} \frac{LCOE \cdot E(Q_t)}{(1+i)^t} = \sum_{t}^{n} \frac{E(C_t)}{(1+i)^t} + I_0$$

Debido a que en el momento cero solo se hace la inversión inicial, para este momento del tiempo tanto los costos como la como la energía generada son cero. Como el valor de LCOE se asume constante por su definición, así mismo se hace con el valor esperado de los costos y la energía generada con lo que se obtiene:

$$OI^* + LCOE \cdot E(Q_t) \cdot \sum_{t=1}^{n} \frac{1}{(1+i)^t} = E(C_t) \cdot \sum_{t=1}^{n} \frac{1}{(1+i)^t} + I_0$$

Si se define la inversión neta como la diferencia entre la inversión inicial y los otros ingresos que no dependen de la venta de energía, tiene sentido la siguiente agrupación de términos:

$$LCOE \cdot E(Q_t) \cdot \sum_{t=1}^{n} \frac{1}{(1+i)^t} - E(C_t) \cdot \sum_{t=1}^{n} \frac{1}{(1+i)^t} = (I_0 - OI^*)$$

$$\rightarrow \left(LCOE \cdot E(Q_t) - E(C_t)\right) \cdot \sum_{t=1}^{n} \frac{1}{(1+i)^t} = (I_0 - OI^*)$$

$$\rightarrow \left(LCOE \cdot E(Q_t) - E(C_t)\right) = \frac{(I_0 - OI^*)}{\sum_{t=1}^{n} \frac{1}{(1+i)^t}}$$

Si se hace kappa igual a una constante $\kappa = \left(\sum_{t=1}^{n} \frac{1}{(1+i)^t}\right)^{-1}$, queda:

$$LCOE = \frac{E(C_t)}{E(Q_t)} + \kappa \cdot \frac{(I_0 - OI^*)}{E(Q_t)}$$

Para simplificar la expresión, si *inv* es la inversión neta a valor presente dividida la cantidad de energía esperada a generar en un periodo, c es el costo dividido la cantidad de energía esperada para un periodo y L es el LCOE:

$$L = c + \kappa \cdot inv$$

Donde kappa converge a la expresión:

$$\kappa = \frac{1 - (1+i)^{-1}}{(1+i)^{-1} - (1+i)^{-(n+1)}} < 1$$

Por expansión en series de Taylor alrededor de $i=0$, queda:

$$\kappa = \frac{1}{n} + \frac{(n+1)}{2n} i + \frac{(n^2-1)}{12n} i^2 + error$$

Y para la cual se puede encontrar que si la tasa de interés es cero, el valor de kappa coincide al inverso de los años de vida útil, coherente con el hecho de que ante la ausencia de costo de oportunidad del dinero, el costo nivelado debe remunerar en cada uno de los años una porción igual de la inversión.

$$\lim_{i \to 0} \kappa = \frac{1}{n}$$

Además, cuando el número de años tiende a infinito, se encuentra que el valor de kappa es igual a la tasa de interés, coherente con el hecho de que no habría que amortizar a la deuda:

$$\lim_{n \to \infty} \kappa \to i$$

Anexo 2. Código en Matlab para el costo nivelado

```
function Salida = Lcoe( Inv,Ctto,Interes,VidaUtil )

%Costo nivelado de un proyecto de energía en unidades monetarias por
unidad
```

%de energía producida. Devuelve un vector

% Inv: Inversión total dividida la cantidad de energía generada en un periodo, puede ser en vector columna.

% Ctto: Costo de operación por periodo dividido la energía generada en un periodo, puede ser en vector columna.

% Interes: Tasa de interés real efectiva capitalizable cada periodo, puede ser en vector columna.

% VidaUtil: Número de periodos que el proyecto tiene de vida útil, puede ser en vector columna.

```
CPO=1./VidaUtil;

CSO=(VidaUtil+1)./(2*VidaUtil);

CTO=(VidaUtil.^2-1)./(12*VidaUtil);

Kappa=CPO+CSO.*Interes+CTO.*Interes.^2;

LCOE=Ctto+Kappa.*Inv;

Salida=LCOE;

End
```

Capítulo 8

Métodos de análisis para riesgo de mercado de energía

David Esteban Rodriguez Guevara[26]

Luis Felipe Caro Cortes[27]

El riesgo de mercado, se define como la posibilidad de un cambio abrupto en los precios de un activo real o financiero, según los cambios en las cantidades en la oferta y la demanda, que afectan la expectativa de retorno en el futuro (Levitz, 1974). Documentos como Greene (1986), explican que el riesgo de mercado no depende solo del valor nominal de los precios, tasas o cantidades de las variables que se desean evaluar, sino también con otros aspectos relevantes en la valoración como el perfil de riesgo del inversionista y el origen del riesgo a nivel puro y/o especulativo. También es importante revisar la historicidad de la información y su evolución en el tiempo, debido a que cada cambio representa un factor de probabilidad de riesgo, que entre más amplio puede generar mayor ganancia, pero a su vez una mayor perdida.

Según el acuerdo de Basilea (2005), el riesgo de mercado representa la ocurrencia del escenario de perdida en las cuentas de balance de los estados financieros como consecuencia de los cambios en precios de mercado de sus activos. La FAO (2010) define la volatilidad, como el cambio y la velocidad que tiene el valor de precio definido por un bien en un mercado establecido, que involucran en su proceso incertidumbre y variabilidad. Farrelly, G., Ferris, K., & Reichenstein, W. (1985) agregan en la concepción del riesgo de mercado, la importancia de la calidad de la información relacionada con los fundamentales del activo subyacente como un parte en el proceso de selección de las opciones de inversión y su inclusión otorguen realmente información del riesgo asociado al activo analizado al igual que en su retorno.

Blume (1971) argumenta que el concepto de riesgo ha permeado tanto la comunidad financiera que nadie necesita ser convencido de la necesidad de incluir riesgo en el análisis de inversión. Sigue la controversia es lo que constituye riesgo y como debería ser medido.

---

[26] Magister en administración financiera de la universidad EAFIT – Instituto Tecnológico Metropolitano.

[27] Magister en economía de la universidad Nacional de Colombia – Brinks S.A

Para ello, dentro del análisis relevante de la medición del riesgo de mercado, se parte de la naturaleza de la información de los precios siempre viene acompañada de tres elementos, 1) el precio nominal, 2) el proceso estocástico definido por el movimiento browniano geométrico como herramienta de la gestión del riesgo (Özel Kadilar, 2013), 3) la información interna del precio, que puede generar riesgo de base, como una perdida potencial de riesgo ante diferenciales de precios entre activos equivalentes, como futuros, bonos, otras acciones y swaps entre sí (Mirkovic, V & Dasic, B & Siljkovic, B, 2013).

Para el caso de la medición del riesgo de mercado en los precios de la energía, subyacen en variables como tarifas planas al consumidor, la composición de los precios de cada activo como lo manifiesta (Santa María et al., 2009) vienen atados a los precios de bolsa y la hidrología nacional, siendo los eventos climáticos de temporada los que muestran los ciclos de contratos de acuerdo a las temporadas de crecientes, el margen de reserva eléctrica, los precios internacionales de energía como el precio regulado de gas natural, precios de combustibles y precios de energía térmica, las cuales proporcionan la naturaleza de las series de precios, ciclos macroeconómicos o variación de los precios por efectos como la inflación.

Siendo las series de precios entonces, un conjunto de información en el tiempo y procesos definidos por variables de mercado, los métodos apropiados para su predicción en los mercados de energía se sostienen en los modelos estadísticos y revisión de comportamiento, autores como: (Agung & Ngurah, 2009; Casas & Cepeda, 2008; Greene, 2008; Gujarati, 2004; Wang, 2009; Conejo & Nogales, 2006; Muñoz, Corchero & Heredia, 2013; Singh & Mohanty, 2015), quienes coinciden en que los métodos idóneos para el análisis de la variable precio, cuando es un procesos de variable única son: el proceso ARIMA (Autorregresivo – Integrado – Media Móvil) basado en metodología Box – Jenkins o sus extensiones como son los modelos CARMA (Continuo, Autorregresivo – Integrado – Media Móvil) explicados por Brockwell (2004), o modelos que especifican procesos de estacionalidad como los SARIMA (Greene, 1992) y (Barrientos, Tabares, & Velilla, 2018).

8.1. Modelos ARIMA - SARIMA

Los modelos ARIMA (Autorregresive – Integrated – Movile Average), son modelos usados esencialmente para verificar la composición de las series de tiempo, usando la metodología Box-Jenkins, que permiten en primera instancia verificar el modelo óptimo de la serie de tiempo, dependiendo de la constitución de la información esta puede presentar series totalmente dependientes de procesos estacionales (Greene, 1992),

los cuales pueden ser medidos con mayor eficacia con modelos SARIMA (Seasonal ARIMA), como se evidencia en la ecuación [1], donde su información dependerá de los procesos autorregresivos integrados con media móvil (ϕ_p, Δ^d, θ_q), con la propiedad de que $\Phi_P(B^s)$ y $\Theta_Q(B^s)$ son procesos de autorregresión y media móvil explicitas para los ciclos marcados como eventos estacionales puros en las series.

$$\Phi_P(B^s)\phi_p(B)\Delta_s^D\Delta^d z_t = \theta_q(B)\Theta_Q(B^s)a_t \qquad [1]$$

Para su aplicación, es importante inicialmente hacer un análisis estadístico a la serie de información que defina la composición y tipo de distribución que puedan tener y la existencia de volatilidad a lo largo del tiempo.

A nivel de estudios aplicados para la predicción de la demanda de energía a corto plazo Contreras, Espinola, Nogales y Conejo (2003) aplicaron un modelo para el mercado de electricidad en el estado de California, que fue lo suficientemente preciso para ajustar las estrategias de subasta de los oferentes y compradores, con un margen de error promedio del 3%. No obstante, algunos de los problemas en la utilización de modelación con ARIMA para las series de tiempo de los precios de energía, como señalan Muñoz, Corchero y Heredia (2013), es que los precios de contado, muestran muchos tipos de comportamiento no estacionario, como media y varianza no constante, estacionalidad diaria y semanal, efectos calendario como resultado de fines de semana y festivos y alta volatilidad. (Muñoz et al, 2013, p 290).

Conejo et al (2006) incluye dentro de las limitantes de la información reportada en los precios de la electricidad, el factor de la alta frecuencia, la presencia de datos atípicos y la existencia de estructuras de mercado y comportamientos de oligopolio por parte de las empresas más grandes de la industria, que generan efectos de errores no aleatorios en el proceso de formación de precios, haciendo más complicado el pronóstico de estos.

8.2. Redes neuronales autorregresivos

Otro método aplicado como alternativa a los modelos econométricos, son las redes neuronales que funcionan como sistemas de aprendizaje continuo que se ajustan de acuerdo a la naturaleza de una neurona cerebral, la cual puede ser totalmente entrenada con información a fin de optimizar los resultados de un modelo aplicado.

Es importante tener en cuenta que estos procesos se basan de cuatro elementos; 1) las variables (Input), 2) las capas (funciones matemáticas), 3) los nodos (cantidad de funciones matemáticas), 4) los resultados (output); como lo muestra la ecuación [2], para su construcción, se

identifican las variables que puedan comprender cualquier estudio, en este caso pueden ser variables autoregresivas $t - n$, que son medidas en funciones lineales o logísticas como centroides, que pueden medir tanto el valor futuro como el comportamiento de los valores, mostrando al final valores pronosticados.

$$\sum_{i=1}^{N} w_i x_i + b_i \rightarrow f(x) \rightarrow y \qquad [2]$$

8.3. Metodología aplicada

Para explicar las metodologías anteriormente se toma en consideración una serie de demanda de energía del mercado colombiano entre el año 2000 a 2017 (216 observaciones de tiempo), en frecuencia mensual, que contiene un proceso de tendencia positiva y señales de estacionalidad marcadas como se aprecia en la

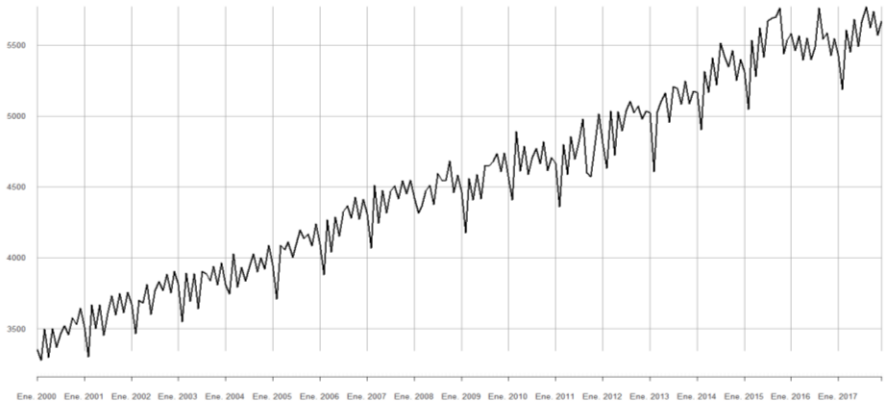


Figura 8.

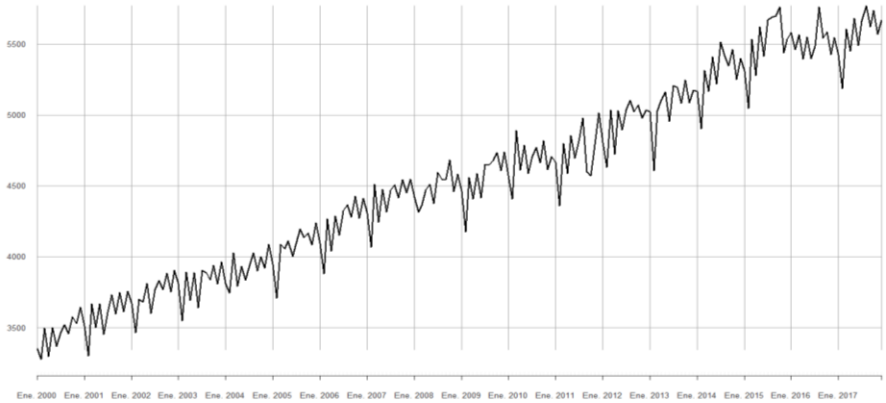


Figura 8.1. Demanda de energía en el mercado colombiano.

Para un análisis previo se revisa la estadística de la serie de demanda como se observa en la Tabla 8.. De esta se información se establece que no muestra un comportamiento de normalidad, adicionalmente, que la desviación estándar de información es relativamente corta frente por su evidente condición de volatilidad controlada siendo el coeficiente de variación de 0.15 en la serie de datos.

Tabla 8.1. Revisión Estadística de la serie de demanda.

Revisión estadística de la serie de demanda			
min	3278.26	3rd Qu.	5085
1st Qu.	3929	max	5769.31
median	4542.91	std.dev	683.08
mean	4533.68	coef.var	0.15
Jarque Bera Test			
X-squared	11.134	p-value	0.0038

Fuente. Elaboración propia.

Para desarrollar los modelos SARIMA y NNAR, se toman como datos de entrenamiento a la serie comprendida entre el año 2000/01 y 2012/12, de los cuales se aplica un proceso de recursión en los datos, donde a cada modelo SARIMA y de Red Neuronal Autorregresivo se reentrena con $t + 1$ llegando a obtener un plano de 60 recursiones en el tiempo. Para cada recursión, se estima el modelo de ajuste que identifique una serie pronosticada de un año de información $(t + 12)$, a fin de verificar el ajuste de la información frente a los datos reales.

Para iniciar con el proceso de redes neuronales, se tuvo en cuenta los siguientes criterios: 1) Para definir los nodos de la red neuronal se realizó un proceso iterativo de 20 nodos a fin de evidenciar con criterio AIC (Akaike Information Criterion), las condiciones óptimas para identificar los pronósticos de red neuronal como lo muestra la Tabla es con cuatro nodos.

Tabla 8.2. Proceso de iteración para identificación de nodos.

nodos	**aic**	**nodos**	**aic**
4	1744.91786	19	1848.03381
9	1795.3556	13	1853.27338
5	1797.64092	1	1861.19807
6	1801.39403	2	1872.49626

7	1809.35825	12	1881.33826
8	1812.02959	20	1894.66344
16	1815.10669	15	1906.10785
10	1821.24992	14	1908.09974
11	1846.68886	17	1921.72891
3	1847.22374	18	1983.69017

Fuente: Elaboración propia.

Mostrando una red neuronal tal que:

$$y_{[T+k]} = f(Y_T) + \varepsilon_{[T+k]}; \quad k = 1 \dots 60 \qquad [1]$$

Para verificar el proceso de eficiencia de los modelos, se realiza una predicción a 12 meses, y dichos resultados se comparan con los datos de demanda real a fin de identificar que método genera menos residuos en cada recursividad. De las 60 recursividades presentadas se pueden evaluar 53 de ellas dado que tienen los datos completos de predicción contrastable con los datos reales. Para lograr dicha determinación se usa el RSME (Root-Square Mean Error) como índice de base y verificar dicha afirmación como se muestra en la Tabla 8.3.

Así mismo, el proceso de desarrollo para los modelos SARIMA se establece las mismas condiciones iniciales, y respetando los procesos de Box-Jenkins, se establecen los modelos que explican cada proceso recursivo, generando los valores estimados y pronosticados con la ecuación [1].

Los resultados de cada proceso recursivo se muestran en la Tabla .

Tabla 8.3. Resultados de RSME para cada modelo en recursión.

Recursión	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6…**	**51**	**52**	**53**
NNET	122.370	139.835	209.977	292.664	199.705	205.503	116.638	118.729	147.161
SARIMA	142.671	142.307	214.551	221.840	152.413	123.129	235.947	185.869	165.457
Decisión	NNET	NNET	NNET	SARIMA	SARIMA	SARIMA	NNET	NNET	NNET
Resultados									
Recursiones	53	NNET	47%	SARIMA	53%				

Fuente: Propia.

Como dato adicional, la Figura 8.1 muestra el proceso de evolución de entrenamiento de la recursión, y se vuelve evidente que si bien, los modelos SARIMA tienen más resultados de generar los procesos óptimos, al transcurrir la recursión, al final son menos volátiles los modelos generados por Redes Neuronales.

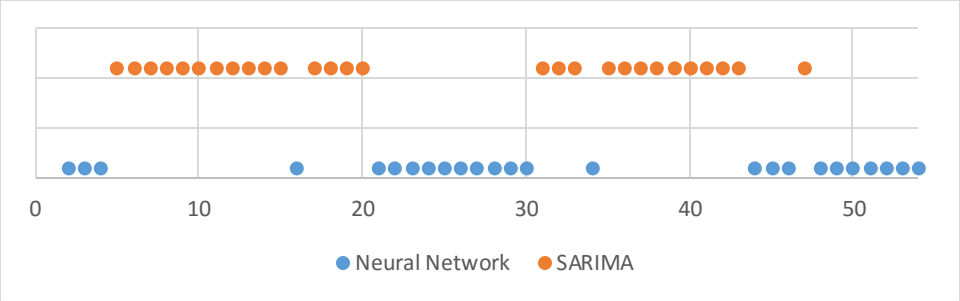


Figura 8.2. Proceso de evolución de la recursión. Elaboración propia.

Como resultado final, se puede concluir que el uso de modelos SARIMA y NNAR, son igualmente eficientes, pero dependerá de la necesidad del estudio de la demanda de los precios de energía que modelo se puede utilizar; como se pudo apreciar, los modelos SARIMA son levemente eficientes en sus resultados frente a los NNAR, pero su construcción obviamente es mucho más demandante por el proceso de metodología Box – Jenkins; pero, los modelo NNAR, si bien son más rápidos en su creación también pueden ser complejos en su construcción al verificar los procesos de optimización de nodos y capas que es iterativo, al final entre más información se conserve se encuentra que los NNAR son modelos que tienen mejores ajustes que los SARIMA por su proceso de reentrenamiento en cada valor.

Referencias

Agung, I. G. N., & Ngurah, G. (2009). Time series data analysis using EViews. Statistics, 609. http://doi.org/10.1002/9780470823699

Barrientos, J., Tabares, E., & Velilla, E. (2018). Forecasting electricity price in Colombia: A comparison between neural network, ARMA process and hybrid models. International Journal of Energy Economics and Policy, 8(3), 97–106.

Casas, M., & Cepeda, E. (2008). Modelos ARCH, GARCH y EGARCH: aplicaciones a series financieras. Cuadernos de Economía, 27(1), 287–319. http://doi.org/DOI: 10.15446/cuad.econ

Greene, W. H. (1992). A Statistical Model for Credit Scoring. NYU Working Paper No. EC-92-29. Retrieved from http://papers.ssrn.com/abstract=1293124

Greene, W. H. (2008). Econometric Analysis: . Pearson/Prentice Hall.

Gujarati, D. (2004). Econometría (4ta Edició). McGraw-Hill Interamericana. Retrieved from https://books.google.es/books?id=8RttQgAACAAJ

Mills, T. C. (2015). Time Series Econometrics: A Concise Introduction. (Palgrave Macmillan, Ed.) (1st ed.). Hampshire: Palgrave Macmillan. http://doi.org/10.1016/S1062-9769(96)90007-1

Perez, F. (2006). Modelación de la volatilidad y pronóstico del precio del café. Revista Ingenierías Universidad de Medellín, 5(9), 45–58.

Ratnadip, A., & Agrawal, R. . (2013). An Introductory Study on Time Series Modeling and Forecasting. arXiv preprint arXiv:1302.6613 (Vol. 1302.6613).

Santa María, M., Von Der Fehr, N.-H., Millán, J., Benavides, J., Gracia, O., & Schutt, E. (2009). El mercado de la energía eléctrica en Colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores. Cuadernos de Fedesarrollo, 30(1), 1–64. http://doi.org/10.1007/s00401-014-1370-3

Wang, P. (2009). Financial Econometrics. (Taylor & Francis Group, Ed.) (2nd ed.). Oxon: Taylor & Francis Group.

Capítulo 9

Nociones sobre la Gestión de Riesgo en Mercados Eléctricos

Alfredo Trespalacios Carrasquilla[28]

La liberación de los mercados de energía eléctrica ha logrado su objetivo de incorporar capitales adcionales, a los de los gobiernos de cada país, que contribuyan al abastecimiento de la demanda de electricidad tanto en hogares como empresas. Esta dinámica de capitalización del sector se mantendrá en función de que los inversionistas logren los niveles de rentabilidad requeridos en los tiempos esperados. La administración de las empresas juega allí un papel preponderante ya que debe cumplir con el objetivo propuesto ante cualquier posible movimiento de las variables que intervienen en sus resultados. En este documento, escrito en una primera versión para la convención latinoamericana de riesgos en 2017, se presentan algunos de los elementos cuantitativos que deben ser considerados en la administración de riesgo de mercado para empresas que intervienen en un mercado de energía eléctrica y que tengan exposición a variables de mercado.

9.1. Introducción

Las particulariedades de la energía eléctrica como bien primario, exigen que la toma de decisiones en incertitumbre tenga un manejo diferente al de activos de tipo financieros u otros bienes primarios. Las limitaciones de almacenamiento y de transporte de la energía eléctrica imponen restricciones físicas al estructurador del portafolio.

El éxito de la liberalización de los mercados de electricidad a nivel mundial radica en que esta liberalización ha contenido diseños de esquemas de mercados que permiten a los agentes participantes no solo la recuperación de las inversiones en el largo plazo sino también la generación de valor de sus compañías en el corto plazo. Estos esquemas de mercado involucran una cantidad no despreciable de productos reales y financieros para las transacciones de energía y potencia que, de un

[28] Instituto Tecnológico Metropolitano – ITM. Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas. Departamento de Finanzas. alfredo.trespalacios@gmail.com

lado, aseguran la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica a los clientes finales sino también asegurar los precios de transacción.

En este documento se presentan algunos de los elementos que deben ser considerados por los analistas de mercados de electricidad para la estructuración de portafolios que involucren transacciones de energía. Se asume que los tomadores de decisiones presentan aversión al riesgo y que el portafolio tiene como objetivo la maximización del valor esperado de venta (o minimización del valor esperado de compra) bajo restricciones de riesgo aceptables.

9.2. Función de beneficio

La función de riqueza propuesta para la estructuración del portafolio, puede dividirse en dos componentes: una que representa el riesgo inherente a la operación del agente del mercado (ϕ_{bolsa}) y otra que obedece a las operaciones de cobertura ($\phi_{cobertrua}$) que el agente decida realizar para protegerse de condiciones adversas de la primera componente:

$$\pi = \phi_{bolsa} + \phi_{cobertura}$$

Se parte del hecho de que πEs una variable aleatoria, lo que implica que su resultado solo puede conocerse a posteriori. Así el proceso de maximización o minimización, durante la selección del portafolio de energía, debe realizarse sobre estadísticos de π: Si el agente es un comprador de energía, deberá minimizar por ejemplo el valor esperado de compra y, si es vendedor, deberá maximizar el valor esperado de venta.

Para efectos prácticos, π puede considerarse como las ventas netas de energía en el mercado. No considera ingresos por cargos de capacidad, bonos de energías renovables o cualquier ingreso o egreso adicional.

ϕ_{bolsa} es una variable aleatoria y corresponde con la exposición a mercado spot que el agente tiene si no hace ninguna operación de cobertura, reflejado así la operación del proyecto en el "día a día". La forma de su distribución de probabilidad solo puede ser gestionada en la definición del proyecto y sale del alcance del estructurador del portafolio. El éxito final de la estructuración de un portafolio de energía recae sobre la comprensión de ϕ_{bolsa}. $\phi_{cobertrua}$ deberá ser diseñada para compensar todos los movimientos desfavorables de ϕ_{bolsa}. sobre π.

9.3. Precio spot

Todas las funciones de pagos explicadas en los capítulos anteriores y, por ende, la estructuración del portafolio está en función del posible desempeño del precio spot. Una adecuada estimación de la distribución de probabilidad del precio spot para cada momento del tiempo (T) es la clave para el éxito de las recomendaciones del analista y si bien existen diferentes estrategias para su determinación como lo explican Deng y Oren (2006); hay características comunes en diferentes tipos de mercados y que deben ser estudiadas, como las que se listan a continuación:

Efecto de los fundamentales

Debido a las dificultades técnicas de almacenar la energía eléctrica durante largo periodos de tiempo, los precios de la electricidad reflejan principalmente efectos de los drivers de oferta y demanda del mercado, tanto de corto como de largo plazo. Pilipovic (1998) explica como los retos de modelación en esta materia debe considerar elementos como capacidad de almacenamiento, precio de combustibles, limitaciones de transporte, clima y desarrollo tecnológico. Así mismo, el desempeño económico de cada país logra explicar frecuentemente las variaciones en el precio de la energía.

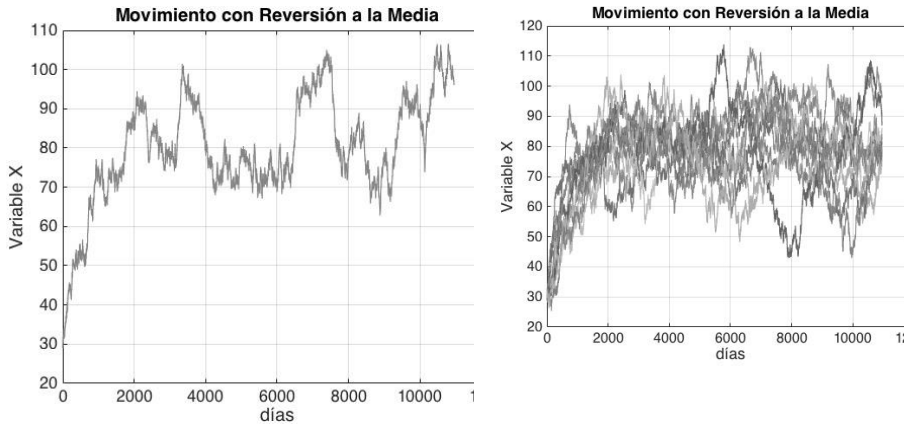
Estacionalidad

El efecto de estacionalidad del precio de la energía obedece tanto a los ciclos económicos como a los climáticos. Se dice que una serie de tiempo presenta estacionalidad cuando presenta una variación periódica y sistemática, que por lo general obedece a la época del año. Este caso se presenta por ejemplo cuando "los precios en enero son inferiores a los del resto del año".

Reversión a la media

Se dice que una serie temporal presenta reversión a la media cuando sigue una tendencia determinística y así cuando el precio ha subido mucho (desviado de la tendencia determinística), la probabilidad de que luego baje es superior a la probabilidad de que continúe subiendo. Este tipo de comportamiento no es común en activos financieros como las acciones o monedas, donde se asume que las distorsiones de corto plazo afectan los valores de largo plazo de la serie.

En la figura se presenta un movimiento estocástico con reversión a la media que permite visualizar el efecto descrito. Cuando se tienen múltiples simulaciones del movimiento se generan diferentes trayectorias que, independiente de las distorsiones de corto plazo de cada una, todas giran alrededor de una misma tendencia de largo plazo.



Una sola trayectoria Múltiples trayectorias

Figura 9.1. Simulación de movimiento estocástico con reversión a la media a 30 años.

En el anexo se muestra el código con el cual puede ser simulado un proceso estocástico de reversión a la media, como el de la figura anterior.

Saltos

Las curvas de oferta en los mercados de electricidad suelen tener una pendiente elevada conforme el precio aumenta. En épocas de escasez de fuentes primarias de energía con costo variable bajo (como hidráulica, carbón o eólica) se requiere utilizar generadores de electricidad con fuentes de energía más costosas y con tecnología menos eficiente, como diésel, jet o fuel oil, haciendo que se presenten saltos "repentinos" en el precio. En Colombia, por ejemplo, los saltos en la serie de tiempo del precio spot coincide con la ocurrencia del fenómeno climático El Niño.

Correlación con cantidades transadas

Si bien no corresponde con una característica que sea típicamente modelada en los precios, debe considerarse que, para lograr una correcta estructuración del portafolio de transacciones en electricidad, las cantidades a ser transadas en spot (generación para el caso de venta o demanda para el caso de compra) pueden tener correlación con el precio. La generación de un generador térmico, por ejemplo, será propensa a presentar correlación positiva con el precio spot, ya que mientras más alto el precio spot mayor será el incentivo de este agente de maximizar su generación. En tanto que la generación de un generador hidráulico tenderá a ser negativa ya que ante la ausencia de recurso hidráulico (económico) el precio aumentará.

Algunos modelos

Un buen modelo matemático para el precio de la energía eléctrica requerirá entonces recoger las componentes descritas, así:

$$S_t = Fundamentales + Estacionalidad + Reversiv \\ = n\ a\ la\ media + Saltos$$

Algunos modelos que cumplen con estas características han sido estudiados para diferentes mercados (según sus particularidades) con resultados destacables y pueden revisarse en Uribe y Trespalacios (2014), Pilipovic (1998), Geman y Roncoroni (2003). En Trespalacios et al (2012) se realizó la estructuración de un portafolio de cobertura partiendo del modelo de precio spot, S_t, que se muestra a continuación de forma simplificada:

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

Donde f(t) captura la tendencia de largo plazo de la serie de precios conteniendo tanto los fundamentales como la estacionalidad. Algunas modificaciones sobre esta función permiten igualmente incorporar saltos en la función. Xt por su parte corresponde a las distorsiones de corto plazo del precio spot, que contiene el efecto de reversión a la media y puede escribirse como:

$$x_t = \beta_1 \cdot x_{t-1} + a_t$$

Que puede ser conocido también como un proceso Autorregresivo de orden 1 -AR(1), donde beta es el parámetro de reversión a la media y at son los residuales del proceso con varianza en función del tiempo:

$$a_t = \sigma_t \cdot \epsilon_t$$

en tanto que épsilon es una variable aleatoria normal e independiente, que corresponde con la fuente de incertidumbre del proceso para cada instante del tiempo:

$$\epsilon_t \sim N(0,1)$$

Con esta forma de modelar, se logran para cada momento del tiempo, una distribución de probabilidad como la que se presenta en la siguiente figura. Para su construcción se considera que los saltos de la serie son positivos.

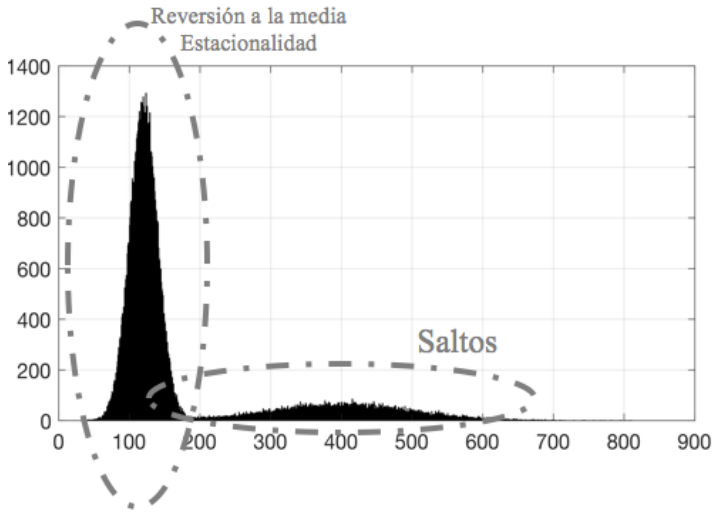


Figura 9.2. Forma de distribución de probabilidad de precio spot para momento T

9.4. Productos y funciones de pago

El agente que participe en el mercado de energía eléctrica puede realizar tanto operaciones en el mercado de energía como en el mercado de derivados financieros que tengan como subyacente el precio de la energía eléctrica. En esta sección se describen los instrumentos de negociación que pueden ser utilizados para $\phi_{cobertura}^{T}$

Los productos en los que pueden realizar las transacciones contienen:

Spot (exposición a bolsa)

Corresponde con la posición natural de todo agente que no desee realizar acuerdos anteriores. Permite reducir los precios esperados de negociación, a cambio imprime volatilidad en el portafolio.

$\phi_{CompraSpot}^{T} = -S_T$

$\phi_{VentaSpot}^{T} = S_T$

Una propuesta del tipo de modelación que puede ser utilizada para la representación de esta variable, puede ser ampliada en Uribe y Trespalacios (2014)

Contratos forward (o contratos de largo plazo)

Son las transacciones más comunes en la interacción de agentes en el mercado eléctrico colombiano. Contienen riesgo de contraparte y

pueden ser diseñados para el suministro de energía o potencia con resolución horaria.

$$\phi^{T}_{CompraForward} = K\text{-}S_T$$

$$\phi^{T}_{VentaForward} = S_T\text{-}K$$

Contratos futuros

Permiten de forma sintética lograr el mismo PyG que los contratos forward y son transados en un mercado organizado (Derivex para el caso colombiano). Tienen tamaños de transacción definidos y no pueden ajustarse a especificaciones horarias. Su diseño permite la reducción de riesgo de crédito mediante un esquema de garantías.

$$\phi^{T}_{CompraFuturo} = K\text{-}S_T$$

$$\phi^{T}_{VentaFuturo} = S_T\text{-}K$$

Opciones de compra (call)

Las opciones de compra de energía permiten a un agente preacordar el "estado ideal" de solo comprar a precio de contrato cuando el precio spot esté alto. Esto es: ejercer la opción cuando favorezca al comprador de la opción.

Esta operación, que en principio solo favorece al comprador, puede realizarse ya que el vendedor recibe a cambio del riesgo que asume una prima (con valor c)

La función de pago del comprador corresponde entonces con la parte positiva de una operación de compra forward.

$$\phi^{T}_{CompraCall} = \left(\phi^{T}_{CompraForward}\right)^{+}\text{-}c_T$$

$$\phi^{T}_{CompraCall} = \max(S_T\text{-}K, 0)\text{-}c_T$$

$$\phi^{T}_{VentaCall} = c_T\text{-}\max(S_T\text{-}K, 0)$$

Típicamente un agente térmico con costo variable superior al precio esperado de bolsa estará interesado en vender una opción de compra. Un agente hidráulico estará naturalmente interesado en comprar una opción de compra (call). En los mercados de electricidad, a diferencia de los mercados financieros tradicionales, el pago de la prima se realiza durante la vigencia de todo el contrato y no solo al inicio.

Opciones de venta (put)

Con características similares a la opción de compra, esta opción permite vender a un precio definido (si se ejerce la opción) o vender en bolsa de energía si esta segunda es más costosa. El pago generado por la compra de este producto posee solo la componente de pago positivo de un forward de venta, en contraprestación debe pagarse una prima p.

$$\phi_{CompraPut}^{T} = (\phi_{VentaForward}^{T})^{+}\text{-}c_T$$

$$\phi_{CompraPut}^{T} = \max(K\text{-}S_T, 0)\text{-}p_T$$

$$\phi_{VentaPut}^{T} = p_T\text{-}\max(K\text{-}S_T, 0)$$

Contratos Swap

Corresponde con acuerdos para intercambiar flujos de caja entre agentes del mercado. Una parte entrega energía en una fecha, la otra parte entregará la misma energía en otra fecha, que se puede representar con la negociación de dos contratos forward, uno de compra con vencimiento T1 con precio forward K_1 y otro de venta con vencimiento T2 con precio forward K_2.

$$\phi_{Swap}^{1,2} = \phi_{CompraForward_1}^{T1} + \phi_{VentaForward_2}^{T2}$$

Esta operación se compensa a través de un esquema de primas que ambas partes negocian, cuyo valor es equivalente a la diferencia de los precios forward de las operaciones, como se muestra a continuación el pago del contrato Swap puede ser reescrito de tal forma que la prima pagada por el contrato forward es sw, como a continuación:

$$\phi_{Swap}^{1,2} = (S_{T1}\text{-}K_1) + (K_2\text{-}S_{T2})$$

$$\Rightarrow \phi_{Swap}^{1,2} = S_{T1}\text{-}K_1 + K_2\text{-}S_{T2}$$

$$\Rightarrow \phi_{Swap}^{1,2} = (S_{T1}\text{-}S_{T2})\text{-}(K_1\text{-}K_2)$$

$$\Rightarrow \phi_{Swap}^{1,2} = (S_{T1}\text{-}S_{T2})\text{-}sw$$

Son típicamente usados para compensar las pérdidas de generación debidas a mantenimientos de plantas.

Spark Spread

Corresponde con la operación simultánea de operaciones en el mercado de combustibles y mercado de energía eléctrica. Quien posee un Spark Spread logra una operación sintética a la de una planta termoeléctrica que se encuentre en operación todo el tiempo.

$$\Rightarrow \phi_{SparkSpread}^{T} = S_T\text{-}Fuel_T$$

Donde $Fuel_T$ corresponde con el precio del combustible convertido a unidades de energía.

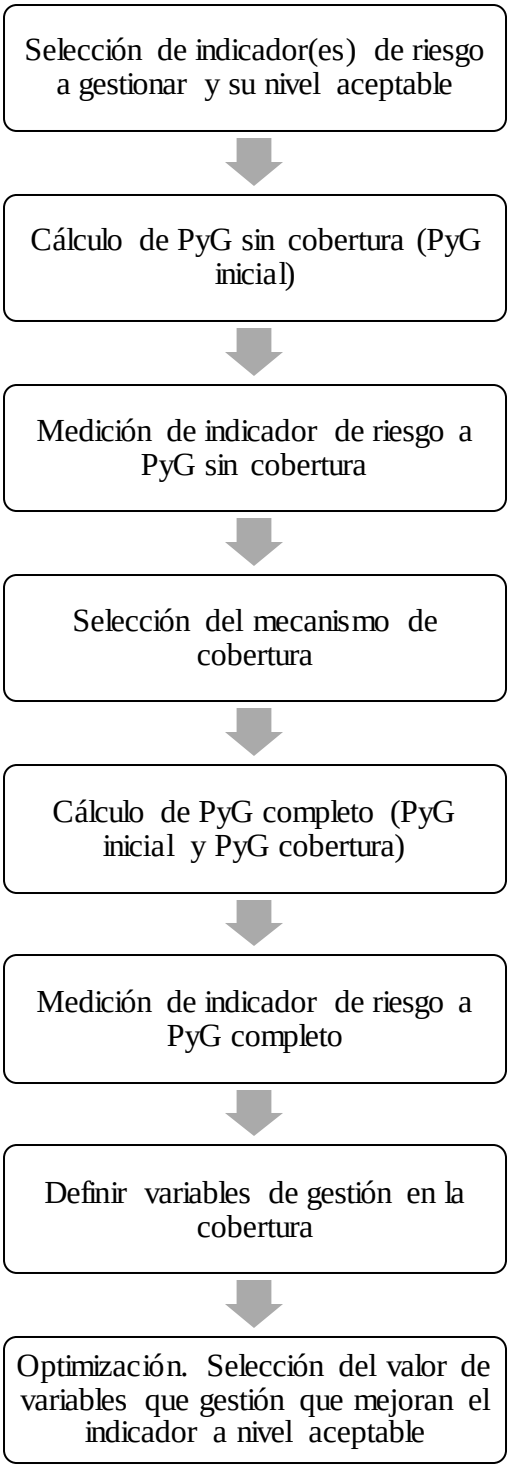
9.5. Selección del portafolio

La estructuración del portafolio puede realizarse con la intención de minimizar el precio de compra o maximizar el precio de venta esperado. Así mismo, para su diseño debe considerarse los niveles de riesgo máximos admisibles por el tomador de decisiones que pueden incluir restricciones a los niveles de apalancamiento de la empresa.

Las técnicas que permiten la estructuración de este portafolio provienen de la teoría de portafolios de markowitz acondicionando el movimiento del precio de los activos a través de modelos de cálculo estocástico con reversión a la media.

Una propuesta metodológica para la solución del problema de selección de portafolios mediante el uso de contratos forward se presenta en Trespalacios et al (2012) y Trespalacios et al (2017), se describe cómo las cantidades a transar en contratos forward dependerán del nivel de aversión al riesgo del tomador de decisiones, la volatilidad del precio y las cantidades en bolsa, así como la correlación entre estas variables. En tanto al momento de realizar la operación de cobertura, los investigadores reportan que depende de la prima de riesgo de mercado (diferencia entre el precio spot esperado y el precio del contrato forward).

El procedimiento propuesto para la selección del portafolio es el que se presenta en el siguiente diagrama


Selección de indicador(es) de riesgo a gestionar y su nivel aceptable
Cálculo de PyG sin cobertura (PyG inicial)
Medición de indicador de riesgo a PyG sin cobertura
Selección del mecanismo de cobertura
Cálculo de PyG completo (PyG inicial y PyG cobertura)
Medición de indicador de riesgo a PyG completo
Definir variables de gestión en la cobertura
Optimización. Selección del valor de variables que gestión que mejoran el indicador a nivel aceptable

Bibliografía

Trespalacios Carrasquilla, Alfredo; Rendón García, Juan Fernando; Pantoja, Javier; (2012). Estrategia de cobertura a través de contratos a plazo en mercados eléctricos. Academia. Revista Latinoamericana de Administración, Sin mes, 148-157.

Uribe Gaviria, E., & Trespalacios Carrasquilla, A. (2014). Contraste de modelos estocásticos para el precio de la energía en Colombia. Revista de la Facultad de Ciencias, 3(1), 41-55. Recuperado de https://revistas.unal.edu.co/index.php/rfc/article/view/49524/50598

Trespalacios, Alfredo; Pantoja, Javier; Fernández, Óscar. (2017). Análisis de Mercados de Electricidad. Fondo Editorial EAFIT.

Deng, S.J. y Oren S.S. (2006) Electricity derivatives and risk management. Energy 31.

Hull, J. (2006). Options, futures, and other derivatives. Upper Saddle River, N.J: Pearson/Prentice Hall.

Dragana Pilipovic. Energy Risk: valuing and managing energy derivatives. McGraw-Hill, 1998.

Hélyette Geman and Andrea Roncoroni. A class of marked point processes for modelling electricity prices. ESSEC, 2003.

Anexo. Código en Matlab para proceso estocástico de reversión a la media

```
function Salida = RevMedia(kappa,mu,sigma, xo, DeltaT,Pasos, Trayectorias)

%kappa: velocidad de reversión a la media

%mu: media de largo plazo (Único valor para todo el tiempo)

%sigma: varianza de corto plazo (Único valor para todo el tiempo)

%xo: valor inicial del proceso

%Pasos: cantidad de periodos a simular

%Trayectorias: cantidad de trayectorias a simular

 % este código entrega la simulación de las trayectorias de una ecuación

% diferencial estocástica con reversión a la media. En las filas va el

% tiempo y en las columnas las trayectorias
```

```
% realizado por Alfredo Trespalacios, febrero de 2016
Precio=ones(Pasos+1,Trayectorias); %inicializando la variable de precios
Precio(1,:)=xo; % frontera en t inicial
for tray=1:Trayectorias
   for time=2:Pasos+1
      dW=randn()*DeltaT^0.5+0; %diferencial browniano
                              DeltaPrecio=-kappa*(Precio(time-1,tray)-mu)*DeltaT+sigma*dW;
       Precio(time,tray)=Precio(time-1,tray) + DeltaPrecio; %aplicando el precio para siguiente periodo de la misma trayectoria
   end %endtime
end %end Tray
Salida=Precio;
end
```

Capítulo 10

Derivados Climáticos y el Mercado de Energía Eléctrica 2019

Javier Orlando Pantoja Robayo[29]

Este artículo busca explorar el uso de los instrumentos financieros derivados del clima en la mitigación del riesgo financiero, confiriendo, además, evidencia empírica acerca de la viabilidad de emplear los índices climáticos transados en el Chicago Mercantile Exchange en la configuración de portafolios de cobertura. El clima es un factor de riesgo importante dentro de la actividad económica. Los rendimientos financieros de sectores tan diversos como el agrícola, de generación de energía, construcción, turismo y entretenimiento se ven afectados por el comportamiento de las condiciones climatológicas (Alaton, Djehiche, & Stillberger, 2002). Igualmente, el clima tiene un efecto sobre las preferencias y elecciones de los consumidores al modificar no solo sus patrones de trabajo y ocio, sino también sus decisiones de gasto y hábitos alimenticios. Para contrarrestar los efectos de estos eventos, los mercados financieros desarrollados han impulsado la oferta de diversos tipos de mecanismos de gestión de riesgo climatológico.

Es así, como en la década de los 90, con el objetivo de proporcionar una cobertura del riesgo asociado al volumen de producción o desequilibrios en la demanda de mercado, en lugar del riesgo resultante por la volatilidad en el precio del activo, se estructuran los instrumentos financieros derivados sobre el clima (Turvey, 2001). Los beneficios de estos contratos están condicionados al comportamiento de algún índice climático subyacente, el cual se construye basado en variables como la temperatura, la lluvia, la humedad o nevadas, o cualquier otra condición climática (Alexandridis & Zapranis, 2013).

A nivel internacional, diferentes autores han estudiado cómo expresar en números la dependencia de la economía con el clima y, en consecuencia, han evaluado cómo contrarrestar con productos financieros los riesgos asociados a los acontecimientos climáticos (Janda & Vylezik, 2011). Como concluyen Woodard y García (2008), la mayoría de estas investigaciones se han centrado en la fijación de precios y valoración de la efectividad de productos derivados

[29] Profesor Departamento de Finanzas Universidad EAFIT. jpantoja@eafit.edu.co

extrabursátiles (Over the Counter), para una zona de referencia específica, asumiendo que existen mercados suficientemente líquidos para estas regiones y que los coberturistas pueden acceder a precios razonables. Igualmente, reseñan que los riesgos asociados a la falta de linealidad entre las variaciones del clima y las variaciones tanto de precio como de cantidades, así mismo, la diferencia entre las condiciones climáticas de acuerdo a las zonas geográficas, junto con las estaciones de monitoreo generan sesgo, lo cual limita la precisión de las estimaciones.

De otra parte, la dificultad para construir índices que permitan medir las fluctuaciones de variables como las precipitaciones o la temperatura en países sin estaciones climáticas definidas, dificulta la obtención de un índice climático que podría ser usado como subyacente de contratos financieros como mecanismo de cobertura. Lo anterior, a pesar de no contar con una evaluación sistemática de estos riesgos, de su impacto en la efectividad de la cobertura, ni de estudios que revelen si las primas de riesgo requeridas en el mercado tipo OTC, son superiores a las cobradas en mercados más líquidos, pero distantes de la zona analizada. Para el caso colombiano, las exploraciones en la materia han sido incipientes y conducen a la no utilización de este tipo de mecanismos para mitigación de la exposición al riesgo de generadores y sobre todo comercializadores.

Así, los estudios previos, al maximizar la presencia del segundo riesgo, el riesgo base geográfico, han pasado por alto la evaluación de los índices ofrecidos en el Chicago Mercantile Exchange (CME) y han minimizado las dificultades del mercado de contratos a medida, esto es, el riesgo operativo asociado a la medición del índice climático y el riesgo de contraparte. Finalmente, como en nuestro país aún no se dispone de la reglamentación ni de la estructura necesaria para el funcionamiento de este tipo de productos derivados y, más aún, su implementación no se visualiza en el corto plazo, sería de gran utilidad acudir a un mercado organizado de "Weather Derivatives" o derivados de clima, tal como los ofrecidos por la CME, desarrollado a gran escala, que ya cuenta con contratos estandarizados bien definidos, seguridad jurídica y liquidez, para la adopción inmediata de estructuras de cobertura innovadoras que permitan la gestión activa de las contingencias financieras que enfrenta el sector de energía eléctrica en Colombia, dadas las variaciones climatológicas en las diferentes zonas del territorio.

10.1. Derivados climáticos

De acuerdo con Hull (2012), los derivados tradicionales son contratos financieros cuyo valor depende de un activo subyacente, sea este real o

financiero. Su valor está determinado por las fluctuaciones de dicho activo, el cual es negociado en el mercado de valores. Y si bien este tipo de contratos, que busca mitigar el riesgo en precios, se configuró a mediados del siglo XIX (CME Group, 2008), fue solo hasta finales del siglo pasado, que se desarrolló un producto que permitiera cubrir los riesgos de producción originados por las fluctuaciones propias de las variables ambientales y se empezaran a definir los derivados climáticos (Stoppa & Hess, 2003).

Los derivados sobre el clima son contratos de tipo financiero entre dos partes, que estipulan un pago o compensación económica de acuerdo al comportamiento de indicadores meteorológicos, es decir, su activo subyacente es la trayectoria de una condición ambiental (Alexandridis & Zapranis, 2013). En oposición de los seguros climáticos que cubren a sus tomadores de los posibles daños derivados de eventos devastadores, pero con baja probabilidad, a cambio del pago de una suma fija, los derivados del clima permiten mitigar los riesgos propios de la fase productiva cuando las condiciones meteorológicas no son favorables, compensando al agente de manera proporcional a la magnitud del fenómeno (Geyser, 2004), y es por esto que tienen un impacto significativo en los rendimientos de las industrias donde son aplicados.

Estos contratos tienen cinco componentes base. El primero, es el índice que caracteriza las condiciones climáticas y se configura como la variable subyacente. También se debe definir, en segundo lugar, el período durante el cual la variable ambiental se mide y seguidamente la estación meteorológica donde las observaciones reales del clima son obtenidas. En cuarto lugar, es preciso reconocer el *tick* o monto asociado al movimiento del índice y finalmente establecer el *strike* del subyacente o valor de referencia (Alaton et al. 2002; Cao & Wei, 2004).

Como ya se enunciaba, estos instrumentos son relativamente recientes, el mercado de derivados climáticos fue creado como consecuencia del fenómeno de El Niño en los años 1997 y 1998, el cual ocasionó importantes pérdidas para el sector energético de Estados Unidos que se encontraba golpeado, además, por la desregularización del sector y la competencia creciente. Fue así, como en 1997, las empresas Enron y Koch Energy, realizaron en el mercado Over the Counter, el primer contrato de derivados climáticos, una transacción sobre un índice de temperatura para Milwaukee, Wisconsin (Janda & Vylezik, 2011).

Posteriormente, en 1999, y dada la importancia del factor medioambiental en las economías mundiales, la necesidad de estructurar este instrumento financiero, aumentar el tamaño del mercado y eliminar el riesgo de crédito de la contraparte presente en los contratos de venta libre, la Bolsa Mercantil de Chicago (CME) constituyó los contratos

estandarizados sobre temperatura, conocidos como Heating Degree Day (HDD) y Cooling Degree Day (CDD) (Considine, 2000). Y así, a medida que se conocían las bondades de estas coberturas, las transacciones sobre dichos contratos aumentaron al igual que las ubicaciones disponibles y el desarrollo de nuevos productos, que se basaron no solo en índices de temperatura, sino que fueron establecidos a partir de los cambios en los milímetros de lluvia o precipitaciones de nieve (CME Group, 2011).

Los derivados cuya variable subyacente es la temperatura, que son los más empleados en la estructuración de derivados y objetos de numerosas investigaciones y, a su vez, los índices Heating Degree Day y Cooling Degree Day, (CME Group, 2009), son a los que hacemos referencia en este trabajo. Estos contratos están estandarizados sobre una temperatura base de 65 grados Fahrenheit. Los grados día se definen como los grados en que la temperatura promedio de un día se desvía del nivel de temperatura de referencia. Y el índice, se explica como la sumatoria de estas diferencias en el periodo establecido. Conforme a lo anterior, los HDD se acumularán si la temperatura media diaria es menor que 65°F. Los CDD harán lo propio si la temperatura media sobrepasa la temperatura base (Dorfleitner & Wimmer, 2009). Resumiendo.

$$Índice\ HDD = \sum_{i=1}^{N} Max\ [(65°F - T_i); 0]$$

$$Índice\ CDD = \sum_{i=1}^{N} Max\ [(T_i - 65°F); 0]$$

Donde, N hace referencia al número de días para los cuales se define el contrato y T_i es el promedio de las temperaturas máximas y mínimas registradas para cada día dentro del periodo analizado.

Estos instrumentos, que se ofrecen como futuros y opciones de tipo europeas, se diferencian entre épocas de calor y frío, los HDD se cotizan en los meses de invierno, entre noviembre y marzo, y los CDD son propios de la temporada de verano que abarca los meses de mayo a septiembre (Müller & Grandi, 2000). Para su negociación, la Bolsa, al igual que en el caso de los contratos tradicionales, exige depósitos de garantía y margen y, realiza una liquidación diaria de resultados expresada en unidades monetarias. Actualmente, el valor nocional de un contrato es de 20 dólares por cada Degree Day (CME Group, 2018).

Los contratos estandarizados de la Chicago Mercantile Exchange, en Estados Unidos, se ofrecen en ocho ciudades: Atlanta, Chicago,

Cincinnati, Dallas, Las Vegas, Minneapolis, Nueva York y Sacramento (CME Group, 2018). Igualmente, la Bolsa tiene presencia en Canadá y Australia, Europa y Asia. Por lo anterior, la literatura disponible ha señalado que los participantes cuya ubicación geográfica no se encuentra en esta lista, se enfrentan al riesgo de base geográfico, es decir, a un riesgo por la diferencia que existe entre los CDD o HDD de la ciudad donde está ubicada la estación meteorológica de referencia y la ciudad donde se desarrolla la actividad económica (Considien, 2000). Adicionalmente, como el pago del derivado depende del comportamiento del índice climático y es poco probable que el pago compense exactamente el dinero perdido debido al clima, los coberturistas que acceden a la Bolsa, al igual que aquellos que operan en el mercado OTC, deben asumir la no linealidad entre el volumen cubierto y el subyacente (Manfredo & Richards, 2009).

La solución que se ha presentado para enfrentar el riesgo base por localización, ha sido la creación y negociación de contratos personalizados en el mercado extrabursátil. Sin embargo, el riesgo de crédito por el peligro de incumplimiento de la contraparte es inherente a este mercado. Igualmente, en la definición del precio justo, participan los costos asociados a la medición y el monitoreo de la variable ambiental, lo que eleva las primas y los márgenes iniciales. Finalmente, el enfoque OTC no otorga liquidez a sus operaciones, por lo que se presentan obstáculos en el momento de cerrar la posición (Alexandridis & Zapranis, 2013).

Los estudios en la materia se han centrado en la presentación y valoración de la efectividad de los contratos de venta libre. En estos se concluye que los derivados sobre el clima son estrategias óptimas de cobertura en diferentes sectores económicos, como el agrícola, pues permiten mitigar los efectos financieros como resultado de los fenómenos climáticos, en la medida que exista una relación clara entre la variable ambiental y el producto cosechado. Esto, se ha traducido en la necesidad de establecer un índice específico que represente las condiciones climatológicas del área de referencia, pasando por alto la evaluación de los índices ofrecidos en el Chicago Mercantile Exchange y las bondades que el mercado estructurado ofrece.

En cuanto a los estudios enfocados en analizar la efectividad de estos productos a nivel internacional, Turvey (2001) plantea el uso de los derivados del clima como instrumentos de cobertura sobre la producción de maíz, soya y heno en la región de Ontario, considerando como factores climáticos de impacto, el nivel de temperatura y el volumen de lluvias. Allí, se concluye que el éxito de este tipo de contratos radica en la identificación de la variable ambiental específica

que afecta la cadena de producción. Además, Stoppa y Hess (2003) exploraron la adopción de derivados de lluvia por parte de los productores de granos en Marruecos, donde la disminución en los ingresos, causada por la baja precipitación, se vio compensada por los resultados en la opción put creada. Siguiendo con el maíz y la soya y considerando el algodón como nuevo producto, Vedenov y Barnett (2004) investigaron la eficiencia de los derivados del clima como instrumentos de seguro en Estados Unidos, para concluir que la efectividad de estos contratos varía entre cultivos y regiones.

En otros segmentos agrícolas, Cyr, Kusy y Shaw (2010) exploran el uso de los derivados del clima, también en el mercado Over The Counter, para mitigar el impacto producido por un exceso de lluvias en los viñedos de la región del Niágara en Canadá. Anotan cómo el aumento en las lluvias, durante la época de la cosecha, tiene una correlación negativa con la calidad y los precios de venta del vino. Seguidamente, hacen énfasis en la utilidad de los instrumentos financieros derivados del clima en la medida que permiten compensar los impactos no favorables sobre los rendimientos de las empresas productoras. En el contexto mexicano, Alva y Sierra (2011), proponen las opciones climáticas como mecanismo de cobertura contra la caída en la producción pesquera, consecuencia del aumento en la temperatura del mar que ocasiona el fenómeno de El Niño. Indican que este tipo de opciones sí mitigaría las pérdidas económicas resultantes de la disminución en el volumen de producción en el sector pesquero, causadas por el fenómeno climático, pero debido a que aún no existe un mercado de derivados, donde se utilice como índice la temperatura del mar, resulta difícil poder encontrar el valor de mercado de la opción en la práctica. En este país, también se estudia la pertinencia de una cobertura de tipo climático para los cultivos de aguacate Hass con calidad de exportación (Mujica, 2012).

Como se indicaba, los riesgos asociados a la falta de linealidad entre las variaciones del clima y los rendimientos de la cosecha y, la diferencia entre las condiciones ambientales de la zona de cultivo y la ubicación de la estación meteorológica, desde donde se obtiene el índice climático que se elige como el subyacente del contrato, se han citado como las principales preocupaciones para la implementación de coberturas climáticas. Frente a este aspecto, Raucci, Silveira y Capitani (2018), en el estudio donde validan las bondades de los derivados en la producción de soya en Brasil, consideran las conclusiones de los estudios adelantados por Martin, Barnett y Coble (2001), Woodard y Garcia (2008) y, Torrtani, Calanca, Beniston y Fuhrer (2008). Los primeros, quienes evaluaron el riesgo base tomando como marco de referencia la cosecha del algodón en Mississippi y el análisis de tres estaciones

meteorológicas diferentes dentro del estado, concluyen que el riesgo base no reduce significativamente los beneficios de estos instrumentos. Seguidamente y en el contexto del mercado de maíz en Illinois y considerando los derivados sobre temperatura y lluvia, Woodard y García (2008) demuestran que la efectividad de la cobertura podría aumentar si se crea una cesta de derivados climáticos con índices subyacentes observados en diferentes ubicaciones geográficas. Finalmente, Torrtani et al. (2008) señalan que a pesar de la presencia de un alto riesgo base, los derivados propuestos, contratos basados en precipitaciones, contribuyeron a gestionar los riesgos de sequía en la producción de maíz en grano en Suiza.

En definitiva, los casos anteriormente enunciados exponen como el uso de estos instrumentos financieros genera oportunidades de crecimiento en las diferentes actividades económicas, cuyos rendimientos se ven alterados por el clima, y es preciso continuar investigando y discutiendo el tema de manera tal que se consoliden nuevos productos y se amplíe su cobertura. El mercado de derivados en países emergentes como Colombia, aún es joven y tiene un potencial grande de desarrollo en sectores altamente vulnerables ante movimientos inesperados en las condiciones climáticas. Dentro de estas posibilidades, se encuentra la evaluación de los índices ofrecidos en el Chicago Mercantile Exchange (CME) y dentro de ellos los índices con mayor movimiento, los Heating Degree Day y Cooling Degree Day, como instrumentos válidos a considerar en la estructuración de portafolios de cobertura.

10.2. Derivados del clima en Colombia

Para que la implementación de los instrumentos financieros derivados sea exitosa, es fundamental que la variable ambiental sea medible y que los registros históricos se encuentren disponibles, los agentes sean conscientes del riesgo climatológico que enfrentan y, exista un marco regulatorio que enmarque las características de los productos y sus transacciones (Hess, Richter & Stoppa, 2004). Es por esto que la adopción de estos mecanismos supone un gran desafío para países con una industria financiera poco desarrollada, con un mercado de derivados tradicionales incipiente y en los que establecer la estructura operativa y definir la normatividad y regulación para la comercialización de los mismos, supone un periodo de análisis y trámites, que más que tiempo requiere de la voluntad de diferentes sectores.

Frente al primer punto, Colombia no cuenta con una red de estaciones de medición meteorológica desarrollada a gran escala. Y si bien se puede trabajar con los datos de algunas estaciones administradas por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM),

realizando correcciones estadísticas, la información puede estar sesgada y desmotivar la estructuración de los mecanismos aquí estudiados. Igualmente, la accesibilidad a las bases de datos del IDEAM no es en tiempo real y los datos que allí figuran no son definitivos, por lo que, si al vencimiento no se dispone de un registro certero del comportamiento del subyacente para realizar la liquidación del contrato, podrían surgir conflictos legales entre las partes o crear oportunidades de arbitraje para aquellos que tengan acceso más rápido a la información, presentándose problemas de información asimétrica (Bolívar, 2015).

En el ámbito local se tiene conciencia que uno de los sectores económicos más afectados por variables inciertas como el clima es el sector agrícola. Esta variable imprime grandes niveles de riesgo e incertidumbres sobre los volúmenes de cosecha, los rendimientos de los campos y las condiciones climáticas futuras, haciendo esta actividad susceptible de pérdidas cuantiosas no esperadas. Además, los niveles altos de incertidumbre afectan no solo a los productores agrícolas, sino también a otros actores de este mercado, transportadores, comercializadores y consumidores. Con lo cual las pérdidas económicas de la sociedad en su conjunto son crecientes, más aún, en la presencia de fenómenos climáticos extremos como el fenómeno de El Niño o La Niña.

En nuestro país, al no contar con una reglamentación para el funcionamiento de productos derivados sobre el clima, ni en el mercado regulado ni en el extrabursátil, se hace necesaria la adquisición de seguros y la intervención del Estado mediante políticas de mitigación. La primera herramienta, los seguros, presenta problemas de selección adversa y riesgo moral[30] que se reflejan en valores de primas más altos. La segunda, la del apoyo institucional, representa un alto costo para la sociedad, ya que dichos recursos podrían ser utilizados en otros sectores, igualmente necesitados, o podrían llevarse a cabo medidas ex ante, que permitan reducir las consecuencias adversas.

10.3. Derivados climáticos y el mercado de energía eléctrica

Un minorista de energía (ER) adquiere energía del mercado mayorista al precio de pie y lo revende a los consumidores que exhiben una demanda variable. Las ER típicas (es decir, generadores, comercializadores o entidades de servicio de carga, que no son usuarios

[30] Al tener los productores mayor información que las instituciones de crédito sobre el impacto del clima en la producción, se presenta el problema clásico de información asimétrica. Para la aseguradora puede ser difícil identificar si los agentes se ubican en un grupo de alto o bajo riesgo, lo que aumenta la posibilidad que solo los productores de alto riesgo tomen un seguro. Además, una vez asegurados, los agentes pueden reducir sus esfuerzos para controlar los riesgos, dando lugar a mayores pérdidas para la compañía de seguros (Hess et al., 2004).

finales de electricidad) tienen que comprar electricidad a un precio variable, establecido por el equilibrio de oferta y demanda, y venderla a los usuarios finales a un precio fijo. Precio regulado. Además, la demanda regulada es inelástica; cada ER tiene la obligación Para entregar electricidad a pedido al precio fijo sin fallas, independientemente de los costos. Este tipo de contratos, especialmente los de largo plazo, sin un respaldo eléctrico real están expuestos a Riesgo generado por las fluctuaciones climáticas, afectando tanto a precios como a cantidades.

$$Y(p, q, x_p(p), x_w(w)) = (r - p)\,q + x_p(p) + x_w(w)$$

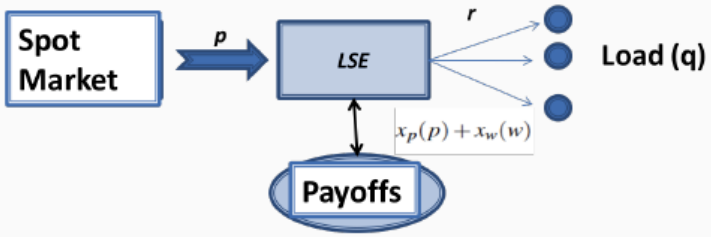


Figura 10.1. Esquema de negociación de un comercializador o unidad prestadora de carga (LSE). Fuente: elaboración propia.

La figura 10.1 muestra la interacción entre el comercializador o LSE y el mercado Spot. La posibilidad es que el comercializador construya un portafolio de cobertura sobre precio X(p) y de clima X(w). La exposición de ER a los riesgos de precio, cantidad y clima se debe a las grandes correlaciones de las variables de cantidad, precio spot y clima. Debido a esas correlaciones, es probable que ER sea un vendedor (posición corta) y debe asegurarse de que el mercado mayorista al contado está equilibrado, principalmente cuando los precios al contado superan el precio minorista regulado fijo y las cantidades disminuyen debido a los períodos de sequía. Como resultado de esos movimientos perjudiciales, la ganancia de ER está expuesta a los riesgos de precios y clima. Por ejemplo, debido a fenómenos climáticos como El Niño, los agentes de ER seguramente enfrentarán dificultades financieras debido a los períodos de sequía y la correlación entre precio, cantidad y clima.

La cobertura del precio y los riesgos climáticos, se han considerado en la literatura reciente. Näsäkkälä y Keppo (2005) desarrollan una estrategia de cobertura para la mitigación del riesgo de cantidad utilizando contratos a plazo basados en el precio; su formulación es una extensión de la formulación dada en McKinnon (1967) para obtener la relación de cobertura óptima considerando los riesgos de precio y

cantidad. Oum y Oren (2008) extienden el modelo de Näsäkkälä y Keppo (2005) para incluir derivados de vainilla en la estrategia de cobertura. Lee y Oren (2009) extienden el modelo de Oum y Oren (2008), a través de la inclusión de forwards basados en índices vinculados al clima. Pantoja. (2011) e Id Brik y Roncoroni (2015) consideran el caso de cobertura de precio y cantidad asumiendo independencia entre precio e índice de clima.

Pantoja y Vera (2018), proponen estrategias de cobertura óptimas para los factores de riesgo de precio y clima. El riesgo del ER podría mitigarse estableciendo una estrategia de cobertura estática, que se puede estructurar con instrumentos del mercado. El uso de derivados del clima ofrece la oportunidad de protegerse contra los riesgos relacionados con factores climáticos en los mercados de energía eléctrica. Las empresas cubren sus portafolios contra variaciones climáticas inesperadas utilizando contratos que no están correlacionados con los activos financieros clásicos, sino que se basan en índices vinculados a las variables climáticas. La transferencia de la exposición al riesgo climático a los mercados financieros permite transformar el riesgo no negociable en activos financieros que, en particular, son negociables. Pantoja y Vera (2018), estructuran un mecanismo de cobertura de los riesgos de precio y cantidad, en un entorno discreto, construyendo un portafolio basado en el precio y los derivados vinculados al clima, sin ningún supuesto sobre las distribuciones subyacentes. Según estos autores el precio, la cantidad y el índice meteorológico toman valores en un conjunto discreto, mucho más coherente con la realidad. Consideran además la función de utilidad media-varianza. La varianza media Markowitz (1952) es la base de las estrategias modernas de asignación de portafolios, liderando el campo de la toma de decisiones en economía financiera. En su trabajo seminal, Markowitz (1952) resuelve el problema de minimizar la varianza de la cartera para un nivel dado de rendimiento esperado. Debido a su simplicidad, se utiliza ampliamente como una aproximación a las funciones de utilidad más generales esperadas (véase, Morone (2008)). Pantoja y Vera (2018), explotan la convexidad de la función de utilidad de media-varianza, que hace posible encontrar un óptimo global para el modelo de optimización planteado (Boyd y Vandenberghe (2004)).

En términos prácticos, el ajuste discreto es más apropiado que el continuo. El conjunto de activos negociados en el mercado es un conjunto discreto y, por lo tanto, es más natural suponer que los datos disponibles son de naturaleza discreta, así como más fáciles de interpretar los resultados del modelo discreto. Por ejemplo, es mucho más simple replicar un beneficio óptimo en la configuración discreta (ver: Su, (2008)). Esta configuración discreta nos permite considerar

cualquier distribución general, incluido el caso en el que se produce la dependencia entre el precio y el clima. El método empleado por Pantoja y Vera (2018), se basa en la optimización cuadrática, que es un modelo de optimización que se puede resolver de manera eficiente. La solución de Pantoja y Vera (2018), se puede expresar en la siguiente forma cerrada, donde X(p) es la cobertura sobre precio y X(w) es la cobertura sobre clima.

$$\begin{bmatrix} x_p \\ x_w \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{M} \\ B \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \hat{c} + \frac{1}{2a}\left(\hat{d} - \hat{b}\right) \\ 0 \end{bmatrix} \qquad \text{with} \quad \lambda_p = \lambda_w = 1$$

Ecuación 1: solución cerrada para cobertura precio clima de Pantoja y Vera (2018),

Referencias

Alaton, P., Djehiche, B., & Stillberger, D. (2002). On Modelling and Pricing Weather Derivatives. Applied Mathematical Finance, 9(1), 1–20.

Alexandridis, A., & Zapranis, A. D. (2013). Weather Derivatives: Modeling and Pricing Weather-Related Risk. New York: Springer Science & Business Media.

Alva, A. & Sierra, G. (2011). Opciones Climáticas para el Sector Pesquero del Pacífico Mexicano. Ciudad de México. Tesis.

Asociación de Bananeros de Colombia, Augura (2018). Coyuntura Bananera 2017. Medellín: AUGURA.

Betti, M. (2017). Pruebas de Estrés en Entidades Financieras. El Modelo de Vectores Autorregresivos como metodología para la Generación de Escenarios Macroeconómicos. Revista de Investigación en Modelos Financieros, 7(1), 1-20.

Bolívar, D. (2015). Un acercamiento a la modelación de derivados climáticos en Colombia. Bogotá. Tesis.

Boyd, S., Vandenberghe, L., (2004) Convex Optimization, Cambridge University Press, New York, NY.

C.I. Uniban S.A., Uniban (2018). Quiénes somos. Medellín, Colombia. Retomado el 16 de septiembre de 2018 de: www.uniban.com.

Cao M, Li A & Wei J (2004). Weather Derivatives: A New Class of Financial Instruments. Toronto: University of Toronto.

CME Group (2008). Guía de Estudio Sobre Cobertura con Futuros y Opciones de Granos y Oleaginosas. Chicago: CME.

CME Group (2009). News Release. Chicago. Retomado el 16 de septiembre de 2018 de: http://www.wrma.org/pdf/CME_austrailian_pressrelease.pdf

CME Group (2011). News Release. Chicago. CME.

CME Group (2011). The Weather Derivatives Markets at CME Group: A Brief History. Chicago. Retomado el 16 de septiembre de 2018 de: https://www.cmegroup.com/education/files/Weather_Derivatives_Markets_at_CME_Group.pdf

CME Group (2018). Weather Products. Chicago. CME.

Considine, G. (2000). Introduction to Weather Derivatives. Weather Derivatives Group, Aquila Energy. Chicago. Retomado el 16 de septiembre de 2018 de: https://www.cmegroup.com/trading/weather/files/WEA_intro_to_weather_der.pdf

Cyr, D. Kusy, M. & Shaw, A. (2010). Climate Change and the Potential Use of Weather Derivatives to Hedge Vineyard Harvest Rainfall Risk in the Niagara Region. Journal of Wine Research. 2(3), 207-227.

Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE (2018). Estadísticas exportaciones y producto interno bruto. Recuperado el 27 de julio de 2018 de: www.dane.gov.co.

Dorfleitner, G. & Wimmer, M. (2009). The pricing of temperature futures at the Chicago Mercantile Exchange. Regensburg: University of Regensburg.

Fondo de la UNCTAD para la información sobre los mercados de productos básicos agrícolas (2016). Banano. Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo 201. Nueva York y Ginebra: CNUCED.

Geyser, J.M (2004). Weather Derivatives: Concept and Application for Their Use in South Africa. Agrekon, 43(4), 444-464.

Guarín G (2011). Impacto de la Variabilidad Climática en la Producción de Banano en el Urabá Antioqueño. Medellín: Universidad Nacional de Colombia.

Hess U., Richter K. & Stoppa A (2004). Weather Risk Management for Agriculture and Agri—Business in Developing Countries. Rome: World Bank and Procom Agr.

Hull, J.C (2012). Introduction. En D. Battista (Ed 8) Options, futures & other Derivatives. (pp 1-20). Boston: Pearson Education Inc.

Id Brik, R., and Roncoroni, A., (2015). Static mitigation of volumetric riskJournal of Energy Markets. Vol.9, 2

Janda, K. & Vylezik, T. (2011). Financial Management of Weather Risk with Energy Derivatives. Munich: MPRA.

Lütkepohl, H. (2005). New Introduction to Multiple Time Series Analysis. Berlin: Springer.

Manfredo, M. & Richards, T. (2009). Hedging with weather derivatives: a role for options in reducing basis risk. Applied Financial Economics, 19(2), 87-97.

Markowitz, H. (1952). Portfolio Selection. The Journal Of Finance, Vol. 7, No.1, pp. 77-91.

Martin, S. Barnett, B. & Coble, K. (2001). Developing and Pricing Precipitation Insurance. Journal of Agricultural and Resource Economics, 26(1), 261-274.

Martínez, E. Buriticá, P. & Ochoa, A. (2010). Influencia del ENSO sobre la Sigatoka Negra en banano en Urabá (Colombia) durante 2007-2010. Memorias. XIX Reunión Internacional para la cooperación en la investigación y desarrollo de las Musáceas (banano & plátano). 121-124. Medellín.

Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural (2014). Cadena de Banano. Bogotá: SIOC.

Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural (2011). Generalidades del Cultivo de Banano en Colombia. Bogotá: SIOC.

Mujica, M.T. (2010). Valuación de una Opción Climática para la Cobertura de la Producción del Aguacate Hass, Michoacano de Exportación (1999-2010). Ciudad de México: Escuela superior de economía.

Muller, A. & Grandi, M. (2000). Weather Derivatives a Risk Management Tool for Weather-Sensitive industries. The Geneva papers on Risk and Insurance, 25(2), 273-287.

McKinnon, R. (1967). Future markets, buffer stocks, and income stability for primary producers. J. Political Econom. 75(6) 844861.

Morone, A. (2008). Comparison of mean-variance theory and expected-utility theory through a laboratory experiment. Econom. Bull. 3 17.

Näsäkkälä E. and Keppo J. (2005). Electricity demand pattern hedging with static forward strategies. Managerial Finance, 31(6): 115-136.

Nicholson, W. B. Matteson, D. S. & Bien, J. (2015) VARX-L: Structured Regularization for Large Vector Autoregressions with Exogenous Variables. New York: Cornell University.

Ocampo, S & Rodríguez, N. (2011). An Introductory Review of a Structural VAR-X Estimation and Applications. Borrador de Economía. Bogotá: Banco de la República de Colombia.

Ochoa, A., Fernández, K. & Mira, J. J. (2010). Influencia del fenómeno ENSO sobre la producción bananera colombiana durante el período 1990-2008. Memorias. XIX Reunión Internacional para la cooperación en la investigación & desarrollo de las Musáceas (banano & plátano). 222-225. Medellín.

Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura, FAO (2017). Situación del mercado del Banano 2015-2016. Roma: Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura.

Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura, FAO (2018a). Banana Market Review. Preliminary Results for 2017. Roma: Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura.

Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura, FAO (2018b). Value of Agricultural Production. Bananas. Gross Production Value Colombia. Recuperado el 03 de agosto de 2018 de: www.fao.org data.

Pantoja, J., (2011). Three Essays on Risk Management In Electric Power Markets PhD dissertation, HEC - EAFIT University, 2011.

Pantoja, J., and Vera, J. (2018). Quadratic Optimization based Static Hedging of

Weather and Price Risks in the Energy Market, working paper Tilburg University.

Patarroyo, F. (2004). Incidencia de Factores Ambientales en la Producción de Banano. Bayercropscience. 8-11.

Raucci, G. Silveira, R. & Capitani, D. (2018). Development of Weather Derivatives: Evidence from the Brazilian Soybean Market. Sao Paulo: Universidad de Campinas.

Stock, J. H., & Watson, M. W. (2001). Vector Autoregression. Journal of Economics Perspective, 15(4), 101-115.

Stoppa, A. & Hess, U. (2003). Design and Use of Weather Derivatives in Agricultural Policies: the Case of Rainfall Index Insurance in Morocco. International Conference Agricultural policy reform and the WTO: where are we heading? Capri: International conference.

Torriani, D. Calanca, G. Beniston, M. & Fuhrer, J. (2008). Hedging with weather derivatives to cope with climate variability and change in grain maize production. Agricultural Finance Review, 68(1), 67-81.

Turvey, C.G (2001). Weather Derivatives for Specific Event Risks in Agriculture. Review of Agricultural Economics, 23(2), 333-351.

Vedenov, D. & Barnett, B. (2004). Efficiency of Weather Derivatives as Primary& Crop Insurance Instruments. Journal of Agricultural and Resource Economics, 29(3), 387-403.

Woodard, J. & García, P. (2008). Basis risk and weather hedging effectiveness. Agricultural Finance review, 68(1), 99-117.

Capítulo 11

Los subsidios a los usuarios de energía eléctrica

Luis Eduardo Franco Ceballos[31]

Gabriel Alberto Agudelo Torres[32]

En Colombia, el Artículo 368 de la Constitución Política establece: "La Nación, los departamentos, los distritos, los municipios y las entidades descentralizadas podrán conceder subsidios, en sus respectivos presupuestos, para que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas de los servicios públicos domiciliarios que cubran sus necesidades básicas."

Respecto a la forma de subsidiar en Colombia, en la Ley 142 de 1994, el Congreso de la Republica, en el Artículo 99, establece que para conceder los subsidios es necesario indicar el tipo de servicio subsidiado y señalar la entidad que repartirá el subsidio. Adicionalmente, se establece que el mecanismo de reparto debe realizarse como un descuento en la factura que debe cancelar el usuario y que los subsidios no excederán, en ningún caso, el valor de los consumos básicos o de subsistencia. Además, los subsidios sólo se otorgan a los usuarios de inmuebles residenciales y a las zonas rurales de los estratos 1 y 2; y las comisiones de regulación definirán las condiciones para otorgarlos al estrato 3.

Otro aspecto importante que se establece en la Ley 142 de 1994, en el numeral 99.9, es que los subsidios del sector eléctrico para las zonas no interconectadas se otorgarán a los usuarios en las condiciones y porcentajes que defina el Ministerio de Minas y Energía, considerando la capacidad de pago de los usuarios en estas zonas. Luego, en el Artículo 100 de la citada ley, hace referencia a la fuente de los subsidios, y establece que las apropiaciones para inversión en acueducto y saneamiento básico y los subsidios se clasificarán en el gasto público social, como inversión social, para que reciban la prioridad que ordena el Artículo 366 de la Constitución Política.

[31] Instituto Tecnológico Metropolitano – ITM. Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas. Departamento de Finanzas. luisefranco@itm.edu.co.

[32] Instituto Tecnológico Metropolitano – ITM. Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas. Departamento de Finanzas. albertoagudelo@itm.edu.co.

Por medio de una diferencia socioeconómica jerarquizada, en Colombia existe una división es seis estratos socioeconómicos. La estratificación tiene que ver con las características físicas de las viviendas y su entorno, pero no con el nivel de ingresos de los hogares. Actualmente, al 2019-1 los subsidios dirigidos para los usuarios de la energía eléctrica en Colombia, en inmuebles residenciales de los estratos 1, 2 y 3 son como se indica en la Tabla 11.1.

Tabla 11.1. Subsidios a la energía eléctrica en Colombia para usuarios de inmuebles residenciales.

Estrato	**Subsidio energía eléctrica**
1	60%
2	50%
3	15%

Fuente: elaboración propia.

Como se observa en la Tabla 11.1, en los estratos 1,2, y 3 los habitantes de inmuebles residenciales reciben diversos subsidios de agua, luz y gas. Mientras que los habitantes de los estratos 5 y 6 pagan sobrecostos sobre sus facturas de servicios públicos domiciliarios. Por su parte, el estrato 4 no tiene que pagar sobrecostos, pero tampoco recibe subsidios, pagando únicamente el valor de la prestación del servicio.

De acuerdo con los resultados preliminares del Censo de Población y Vivienda realizados por el DANE en el año 2018, en Colombia el 96.9% de las viviendas tiene acceso a energía eléctrica en sus servicios públicos domiciliarios. Además, como se observa en la Tabla 11.2, referente a los datos preliminares del censo, los hogares con más de 4 personas se encuentran ubicados en mayor proporción en los estratos 1,2 y 3; mientras que los hogares más pequeños, conformados por una, dos o tres personas, se encuentran ubicados en mayor proporción en los estratos 4, 5 y 6.

Tabla 11.2. Distribución de los hogares según tamaño por estrato socioeconómico.

Estrato	Una persona	Dos personas	Tres personas	Cuatro personas	Cinco personas	Seis Personas	Siete Personas	Ocho y más
E1	14,68%	17,80%	21,04%	20,19%	12,38%	6,47%	3,37%	4,06%
E2	16,01%	20,54%	23,47%	20,73%	10,36%	4,58%	2,08%	2,24%
E3	17,92%	22,84%	24,51%	19,90%	8,68%	3,41%	1,42%	1,31%
E4	21,74%	26,94%	24,11%	18,06%	6,21%	1,91%	0,63%	0,40%
E5	22,38%	28,57%	23,38%	17,47%	5,85%	1,61%	0,47%	0,26%
E6	24,00%	28,69%	21,01%	17,31%	6,65%	1,71%	0,43%	0,20%

Fuente: resultados preliminares censo nacional. DANE 2018.

Los subsidios otorgados a la energía eléctrica tienen un alto impacto en las finanzas del gobierno, dado que el 83% de los colombianos se benefician de ellos. Es necesario evaluar el impacto que podría tener, en la mayoría de la población, una posible eliminación de los subsidios al afectar la capacidad de consumo de los hogares y generar posibles impactos posteriores en las ventas minoristas y en el PIB. Sin embargo, por el lado del gobierno, la eliminación o disminución de los subsidios iría en la dirección de ayudar a mitigar el déficit fiscal.

Como lo plantea Wodon et al. (2006) los subsidios, como instrumentos de las políticas sectoriales, pueden generan asequibilidad a una mayor base de hogares a los servicios básicos. Mientras que los subsidios percibidos desde políticas sociales, configuran una forma particular de transferencias en especie.

El proyecto del Plan Nacional de Desarrollo, presentado en Colombia por el presidente Duque, pretendía realizar una disminución de los subsidios de energía. Sin embargo, dado el alto impacto popular que tiene la medida, lo más probable es que, en el Congreso, los congresistas actúen como héroes de sus regiones descartando esa alternativa de los proyectos de plan de desarrollo. Los subsidios a nivel internacional siempre han tenido una fuerte aceptación y respaldo político.

La Figura 11.1 muestra la estructura de la población por edad y sexo en Colombia. Al lado izquierdo se presentan los datos de 1964, mientras que al lado derecho se encuentran los datos de 2018. Se observa un proceso donde se ha ido invirtiendo la pirámide poblacional; es decir, cada vez hay una mayor proporción de personas en las edades mayores y una menor proporción en las edades menores.

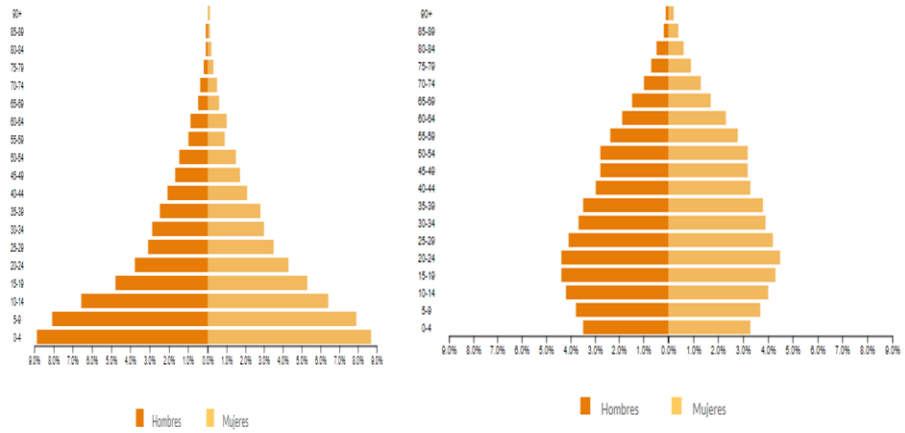


Figura 11.1. Pirámide poblacional 1964-2018. Fuente: DANE.

La anterior información, además de la baja probabilidad de pensionarse en Colombia y al tamaño de los hogares presentado en la Tabla 11.2, evidencia que cada vez en esos hogares de los estratos más bajos, habrá además mayor proporción de personas mayores y posiblemente sin pensión, lo que a mediano plazo ahondará las problemáticas socioeconómicas y la discusión sobre la conveniencia, necesidad y sostenibilidad de los subsidios.

En la práctica, a nivel mundial es muy común utilizar los subsidios como un tipo de transferencias en especie. Sin embargo, en épocas de limitados recursos fiscales, como la que vive actualmente Colombia, se hace necesario definir la prioridad y eficacia de los diversos instrumentos de políticas sociales vigentes. En ese contexto, será necesario buscar otras alternativas innovadoras, que protejan a los estratos más bajos y que a la vez que eviten el aumento del déficit fiscal del gobierno.

Referencias

Wodon, Q., Foster, V., Komives, K., & Halpern, J. (2006). Agua, electricidad y pobreza: Quién se beneficia de los subsidios a los servicios públicos. The World Bank.

DANE (2018). Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Disponible en: www.dane.gov.co.

Colombia. Presidencia de la República. (1991). Constitución Política de Colombia. Bogota□: Presidencia de la República.

Capítulo 12

La evolución del sector eléctrico jalonada por la demanda y el cambio tecnológico

Diego Gomez[33]

Edison Giraldo[34]

12.1. Condiciones previas

La energía eléctrica es un bien sin sustitutos perfectos. Es obligación de hogares, empresas y gobierno el uso de la energía eléctrica para lograr apalancar los objetivos de bienestar y desarrollo de un país.

El sistema eléctrico en Colombia quedó marcado por dos hitos que fueron previos a su estructuración con las leyes 142 y 143 de 1994: la falla financiera del anterior esquema y el apagón de 1992. Por esta razón, hemos estado en un mercado manejado desde el objetivo de tener una oferta suficiente, que asegure viabilidad financiera y minimice el riesgo de insuficiencia del sistema.

El mercado de energía eléctrica colombiano, de la forma como se configuró, fue la solución adecuada para el momento que vivió el país durante la década de los 90. El esquema de mercado permitió la participación de privados en toda la cadena de suministro, de tal forma que se eliminaron las ineficiencias y se redujo el endeudamiento del estado.

El modelo terminó derivando en una estructura de Escases Administrada que asegurara disponibilidad futura con base en una asignación de ingresos futuros a los nuevos proyectos que se debían construir, pero con la existencia de un solo precio predominante que se forma en el corto y mediano plazo según el horizonte de los contratos (uno a tres años) y el precio de bolsa.

ECSIM ha insistido desde la propuesta de reforma al sistema en la necesidad de formar un segundo precio de largo plazo que dé cierre a

[33] dfgs2000@gmail.com

[34] ECSIM. edison.giraldo@fundacionecsim.org.

los proyectos de expansión. Este mecanismo debería reemplazar el cargo por confiabilidad y darle una participación efectiva a la demanda en la conformación del sistema.

Hoy, las nuevas tecnologías y los nuevos modelos de negocios están evidenciando la posibilidad real de la demanda para reconfigurar el sistema eléctrico. Esto está haciendo evidente cómo el esquema actual de mercado es anticuado y limita la capacidad de lograr satisfacción de los usuarios: Restricciones en la oferta de energía en contratos, barreras de entradas para Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), baja competencia en la oferta, vaivenes en la estabilidad del sistema debido a decisiones de inversionistas internacionales (Caribe), redes obsoletas con niveles de confiabilidad muy bajos, entre otros.

El propósito de los sistemas eléctricos y del mercado de energía es la satisfacción de las necesidades energéticas de los usuarios. La estructura del mercado de energía debe diseñarse de tal manera que se haga el mejor uso de las herramientas tecnológicas actuales en función del aumento de la calidad de los servicios y la reducción de los costos de suministro.

Colombia, gracias a su geografía privilegiada ha tenido acceso a una importante fuente de generación renovable con el aprovechamiento de la energía hidráulica. Como en otros países, el petróleo, la electricidad y el gas natural constituyen gran proporción de los energéticos, y en cuanto al consumo final de energía, son destinados principalmente a la industria y al transporte.

A continuación, se presenta el consumo final de energéticos para Colombia y otro referente en energías renovables como es Noruega.

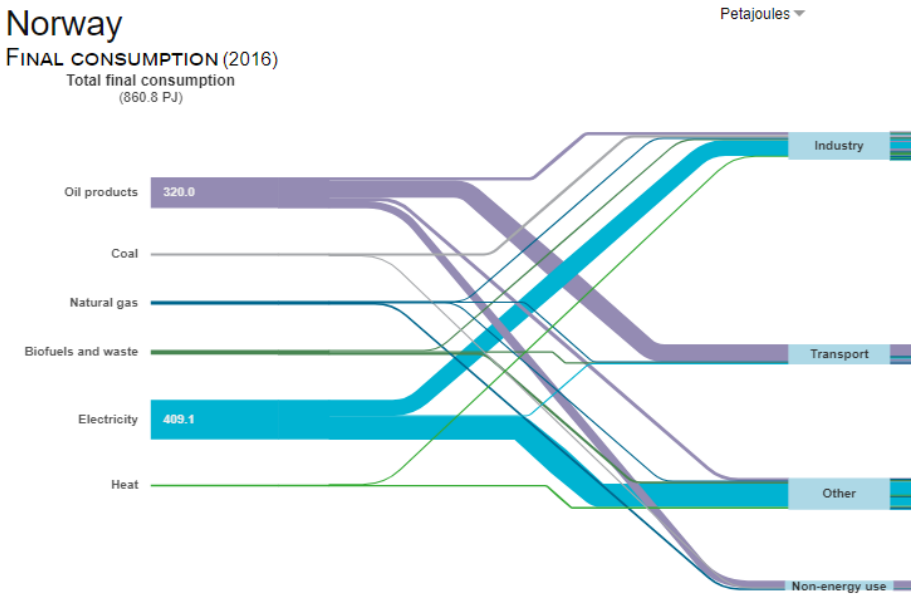


Figura 12.1. Balance Energético Noruega. Fuente: International Energy Agency, Diagramas Sankey.

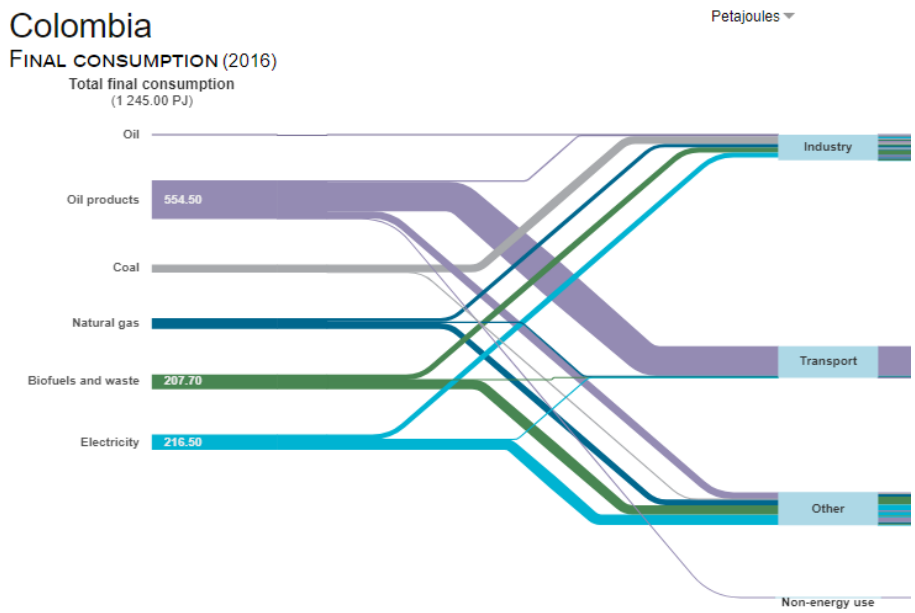


Figura 12.2. Balance Energético Colombia. Fuente: International Energy Agency, Diagramas Sankey.

De las figuras se evidencia una diferencia en cuanto a la intensidad del consumo de electricidad frente a otros energéticos, y su aplicación en los sectores de la economía: Noruega tiene una mayor proporción destinada a la industria y sector terciario (dentro de la categoría "Otros") – actividades con un potencial de aportar un mayor valor agregado al país.

Si consideramos que el consumo energético está determinado por el nivel de producción de cada sector de la economía, en la medida que se incremente el Producto Interno (PIB) el consumo de energía para los diferentes usos será mayor. Esto es cierto también para el aumento de la demanda de energía por efecto de crecimiento de la población y su desarrollo económico.

El nivel de consumo evoluciona entonces por efecto del desarrollo de nuevas tecnologías, aumento de la demanda, y la necesidad de una transición a un consumo más eficiente buscando un mejor aprovechamiento de los recursos.

Las acciones de eficiencia energética se dan por las transformaciones tecnológicas, ya sea en las maquinarias o en los procesos empleados, acompañadas de proyectos de innovación que disminuyan impactos ambientales adversos y permitan un aumento en la productividad.

Lo anterior nos lleva a exponer un importante atributo en el mercado moderno: La sostenibilidad. Las empresas y consumidores ya demandan el atributo de energía verde como un componente en la energía consumida y en Colombia se vende 1´700.000 RECs anuales y se espera que en los próximos años es cifra alcance los 5´500.000 RECs anuales. La sostenibilidad llevará a que sea prioritaria la introducción de Fuentes No Convencionales y tecnologías como el reúso de los desperdicios y su utilización para generación eléctrica y su integración a distritos energéticos será clave.

12.2. Hipótesis de ruptura de paradigma y nueva visión

Son los usuarios de la energía eléctrica, en especial la industria colombiana, quienes garantizan la sostenibilidad del mercado eléctrico y quienes darán las señales y las dinámicas de mercado que reconfigurarán el sistema. Los industriales, son quienes darán el cierre financiero a los proyectos energéticos mediante la firma de contratos de largo plazo que aseguren los ingresos de nuevas soluciones energéticas.

Esto en la componente de Generación del sistema. Otro impacto profundo será en la acción que tendrán en la componente de distribución: para los grandes consumidores ésta representa entre el 30

y el 50% del costo, y para los medianos consumidores hasta el 70% (ECSIM, trabajo realizado con empresarios en Yumbo). Las demandas agrupadas viabilizarán la construcción de Redes Inteligentes con gestión conjunta de potencia, lo que permitirá tener energía de calidad e integrada a proyectos de auto/cogeneración y la integración de Distritos Energéticos que permitan la mejor gestión de Calor y Frio requeridos en procesos Industriales, logísticos y comerciales.

La entrega en la base del despacho se centrará de manera intensiva en las energías renovables: pequeñas centrales hidroeléctricas, biomasa, solar, y eólica, que reconfigurarán los mercados, muchos de ellos ligados a Distritos Energéticos. Los recursos actuales de grandes generaciones con embalse se desplazarán en la prioridad de despacho y progresivamente se convertirán en fuentes de respaldo del sistema. Esta dinámica será soportada por configuración de numerosos proyectos que entrarían con PPAs (*Power Purchase Agreement*) que soportan contratos de largo plazo. Muy posiblemente el despacho se reconfigure con un esquema base de despacho de contratos físicos, como ocurre en el mercado inglés y otros más.

Las nuevas tecnologías están permitiendo la intervención de toda la cadena de suministro de energía. La generación, la transmisión, la distribución y la comercialización pueden ser cada vez más eficientes tanto en componente dura como blanda: es posible la creación incluso de nuevos modelos de negocio que rompan la estructura actual del mercado de energía.

La planeación energética nacional debe realizarse a partir de las necesidades del usuario y sus capacidades. La planeación energética nacional debe partir de las preguntas: ¿Cuáles son las ofertas de valor que requiere cada uno de los segmentos de usuarios?, ¿Cuál es el precio máximo que deberá cobrársele a los usuarios en el largo plazo? Y de allí redefinir todo el modelo de mercado. El sistema será rediseñado desde la demanda con mayor auto/cogeneración, con generación distribuida, con Smart Grids y con distritos energéticos.

12.3. Tendencia y Dinámicas de reconfiguración del sistema

- La revolución inicia con los industriales, las grandes instalaciones comerciales, de logística y servicios de externalización de procesos de negocio (*Business Process Outsourcing*-BPO); quienes serían los que se adapten temprano a los nuevos esquemas en el mercado energético.
- La contratación a largo plazo. Contratos comunes en el mercado a más de 12 años, reduciendo la cantidad de contratos a periodos típicos actuales de 2 o 3 años.

- Consolidación de distritos energéticos: energía, gas natural, refinerías, calefacción, refrigeración, soportados en Smart Grids.
- Incorporación de tecnologías de generación que disminuyan el precio máximo en épocas de escasez.
- El Sistema Interconectado Nacional (SIN) y sus recursos actuales de generación cómo respaldo de sistemas autónomos.
- Aumento de la competencia en la comercialización.
- El confort como servicio público.
- Tendencias como la de los *Millennials*, el continuo crecimiento de las compañías virtuales.
- El mejoramiento en las baterías para el almacenamiento de energía.

12.4. Contenido de una nueva propuesta de reforma al sistema eléctrico

Proponemos la creación de un documento que permita formular las bases de la política energética de Colombia. Este documento presentará los elementos necesarios para la redefinición de un sistema energético que articule soluciones en función de las necesidades y las capacidades de los clientes. Los capítulos propuestos son:

1. La trasformación tecnológica hacia un mundo eléctrico en transporte e industria 4.0
2. Estado actual del sistema, limitantes, barreras de entrada, la condición de escasez administrada
3. Redefinición del modelo de venta de energía: restructuración de Bolsa y Contratos.
4. Distritos energéticos: energía, gas natural, refinerías, calefacción, refrigeración. Smart Grid, Electromovilidad.
5. Modelos de negocios propuestos para solución a problemas energéticos
6. Financiación de proyectos a partir de modelos project finance

Referencias

Benavides, Juan; Cadena, Ángela; González, Javier; Hidalgo, Carlos y Piñeros, Alejandro. Mercado Eléctrico en Colombia: Transición hacia una Arquitectura Descentralizada. Cuadernos Fedesarrollo N68. Noviembre de 2018.

Dyner Rezonzew, Issac y Carlos Jaime Franco (eds.). Ocaso de un paradigma. Hacia un nuevo modelo eléctrico—Bogotá: FCE, UTADEO, 2018.

Alfredo Trespalacios; Javier Orlando Pantoja; Óscar Alonso Fernández. Análisis de mercados de electricidad. Medellín, 2017.

Grupo de Investigación en Energía, Ambiente y Desarrollo (EADE) - Universidad Jorge Tadeo Lozano; Subdirección de Demanda - Unidad de Planeación Minero Energética. Cambio tecnológico en la cadena de valor en los sectores de industria, transporte, servicios y residencial. Bogotá, 2016.

ΩPTIMΛL

Research Group

ΩPTIMΛL
Research Group