



Dyna

ISSN: 0012-7353

dyna@unalmed.edu.co

Universidad Nacional de Colombia
Colombia

Franco-Cardona, Carlos Jaime; Castañeda-Riascos, Mónica; Valencia-Arias, Alejandro;
Bermúdez-Hernández, Jonathan

The energy trilemma in the policy design of the electricity market

Dyna, vol. 82, núm. 194, diciembre, 2015, pp. 160-169

Universidad Nacional de Colombia
Medellín, Colombia

Available in: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=49643211020>

- ▶ How to cite
- ▶ Complete issue
- ▶ More information about this article
- ▶ Journal's homepage in redalyc.org

The energy trilemma in the policy design of the electricity market

Carlos Jaime Franco-Cardona ^a, Mónica Castañeda-Riascos ^b, Alejandro Valencia-Arias^c
& Jonathan Bermúdez-Hernández ^d

^a Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia. cjfranco@unal.edu.co

^a Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia. mcastanr@unal.edu.co

^c Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas, Instituto Tecnológico Metropolitano, Medellín, Colombia. jhoanyvalencia@itm.edu.co

^d Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas, Instituto Tecnológico Metropolitano, Medellín, Colombia. jonathanbermudez@itm.edu.co

Received: January 23th, 2015. Received in revised form: September 4rd, 2015. Accepted: September 8th, 2015.

Abstract

The energy "Trilemma" seeks to develop an electricity market which simultaneously ensures environmental quality, security of supply, and economic sustainability. The objective of this paper is to present the "Trilemma" energy as the latest trend in the design of energy policy. For this, a theoretical framework is presented in sections 2 and 3, in section 4 and 5 the importance of security of supply and economic sustainability are discussed, respectively. In section 6 the energy "trilemma" is presented, in section 7 a brief state of the art is showed. Finally in section 8, it is approached three different electricity markets. It is concluded that the regulator has passed in recent years from encouraging a liberalized market scheme, to promote a scheme based on intervention through policies that affect the market competitiveness but allow achieving its environmental goals.

Keywords: electricity market; security of supply; environmental quality; economic sustainability.

El trilema energético en el diseño de políticas del mercado eléctrico

Resumen

El "Trilema" energético busca desarrollar un mercado eléctrico donde se garantice de manera simultánea la calidad ambiental, la seguridad de suministro y la sostenibilidad económica. El objetivo de este artículo es presentar el "Trilema" como la última tendencia en el diseño de política energética. Para esto se presenta un marco teórico en las secciones 2 y 3, en la sección 4 y 5 se discute la importancia de la seguridad de suministro y sostenibilidad económica, respectivamente. En la sección 6 y 7 se presenta el "Trilema" energético y un breve estado del arte, respectivamente. Finalmente, en la sección 8 se abordan tres mercados eléctricos diferentes. Se concluye que el regulador ha pasado en los últimos años de promover un esquema de mercado liberalizado, a promover un esquema basado en el intervencionismo a través de políticas que afectan la competitividad del mismo pero que le permiten alcanzar sus objetivos ambientales.

Palabras clave: mercado eléctrico; seguridad de suministro; calidad ambiental; sostenibilidad económica.

1. Introducción

Varios países alrededor del mundo han adoptado políticas ambientalmente amigables con el objetivo de cambiar los sistemas convencionales de energía a sistemas bajos en carbono [1], estas políticas están enfocadas en la reducción de emisiones del sector eléctrico el cual es responsable de un porcentaje importante de gases efecto invernadero a nivel mundial. Se pueden tomar varias medidas para lograr la reducción de emisiones, como la implementación de políticas de promoción de energías renovables, políticas de gestión de

la demanda de electricidad o políticas directas como el impuesto al carbono [2,3].

El objetivo de este artículo es presentar el "Trilema" energético como la nueva tendencia en el diseño de política energética; el "Trilema" energético busca compatibilizar los objetivos ambientales, de seguridad de suministro y sostenibilidad económica. Para lograr los objetivos de calidad ambiental y seguridad de suministro en el mercado eléctrico puede implementarse una serie de políticas diferentes desde el lado de la oferta y la demanda del mercado de electricidad; aunque este artículo se enfoca de manera

especial en las políticas desde el lado de la oferta. Igualmente se presenta una pequeña revisión del estado del arte y un análisis general de las políticas de calidad ambiental y de seguridad de suministro en tres mercados eléctricos diferentes.

2. Esquemas de apoyo a las energías renovables y de reducción de emisiones

En esta sección se describen las políticas de calidad ambiental aplicables a la oferta de electricidad como los esquemas de apoyo a las energías renovables y de reducción de emisiones.

Las políticas de promoción de energías renovables, también llamados esquemas de apoyo de energías renovables establecen incentivos para ayudar a este tipo de energías a superar las barreras de entrada al mercado, facilitando su expansión, el avance en la curva de aprendizaje y por ende la reducción de sus costos; este tipo de políticas pueden ser evaluadas según su eficiencia, costo-efectividad y la capacidad de estas para incentivar mejoras tecnológicas y reducir costos [4,5].

Los instrumentos que apoyan la operación de las energías renovables son instrumentos de mercado que comprenden instrumentos de cantidad e instrumentos de precio; los instrumentos de cantidad fijan una cantidad de energía renovable que debe ser producida mediante un mecanismo de mercado como una subasta, mientras que los instrumentos de precio determinan el precio al cual debe ser remunerada la energía renovable. Algunos ejemplos de instrumentos basados en cantidad son: las licitaciones, los mercados de certificados verdes y las obligaciones renovables; entre los instrumentos basados en precio se encuentran feed-in tariff, feed-in premium e incentivos fiscales [6].

En la Obligación Renovable o Cuota Renovable el regulador establece sobre los suministradores de electricidad un mínimo porcentaje de energía renovable que deben suplir, la Obligación Renovable también es conocida como Portafolio Estándar [7].

En cuanto al Mercado de Certificados Verdes, en este es asignado un certificado verde por cada MWh de electricidad renovable, puede ser combinado con una obligación renovable, es decir los suministradores de electricidad deben comprar certificados verdes en la cantidad equivalente a su obligación o pagar una multa según sea su déficit; de este modo los generadores renovables son remunerados a través del precio de electricidad y del certificado verde [5].

Un feed-in tariff es una tarifa fija que reciben los generadores renovables por cada MWh renovable inyectado a la red, un feed-in premium es una prima recibida por los generadores de electricidad de forma adicional al precio de electricidad [8]. Bajo el esquema feed-in premium las alzas en el precio de electricidad pueden conllevar a “windfall profits” –beneficios inmerecidos–, es por eso que se han implementado sistemas “cap and floor” junto al feed-in premium bajo los cuales se define un límite superior e inferior, el límite superior limita el ingreso recibido por los generadores al igual que la carga monetaria asumida por los consumidores, mientras que el límite inferior asegura que el feed-in premium otorgado a los generadores permitirá

remunerar la inversión renovable reduciendo los riesgos de los inversores [9,10]. Otro tipo de feed-in tariff es el feed-in tariff contrato por diferencias, en este los generadores venden su electricidad en el mercado mayorista recibiendo el precio de electricidad, posteriormente podrán reclamar o devolver la diferencia entre el precio de electricidad del mercado y el precio fijado en el contrato de largo plazo según esta diferencia sea negativa o positiva, respectivamente [11].

Aquellas medidas para lograr la reducción de emisiones como el mercado de carbono e impuesto al carbono tienen como objetivo transmitir los costos sociales asociados a la contaminación ambiental o externalidad negativa a los generadores fósiles; en teoría la internalización del precio de carbono en los precios de oferta de los generadores fósiles aumenta el precio de electricidad y encarece la generación fósil [12]. Las medidas de reducción de emisiones al igual que los esquemas de apoyo de energías renovables también se dividen en medidas basadas en precio y en cantidad, las medidas basadas en precio como el impuesto al carbono establecen el precio de las emisiones en tanto las medidas basadas en cantidad como un mercado de carbono determinan el precio del derecho de emisión mediante un mecanismo competitivo de oferta y demanda, donde cada generador fósil puede emitir una cantidad máxima de emisiones o “cap”, cada tonelada de carbono emitida a la atmósfera debe ser compensada por un derecho de emisión, por lo cual se recurre al mercado de carbono para comprar o vender derechos de emisión según se presente déficit o superávit de estos [6,10].

3. Gestión de la demanda

Desde el lado de la demanda del mercado eléctrico pueden implementarse políticas dirigidas a reducir la demanda de electricidad e indirectamente las emisiones, por ejemplo políticas de Eficiencia Energética, Conservación Energética y Respuesta a la Demanda [3,13,14]. Estas políticas pueden ser agrupadas dentro de un concepto mayor que es la Gestión de la Demanda, esta se define como todas las tecnologías, acciones y programas aplicables a la demanda que reducen el consumo de energía permitiendo la reducción de los costos de energía del sistema, y contribuyendo a la reducción de emisiones y seguridad de suministro [15].

Como se mencionó previamente las políticas de Eficiencia Energética están orientadas a reducir la demanda de electricidad y por lo tanto las emisiones del sector eléctrico [2]. Algunas medidas para mejorar la eficiencia energética son la adopción de estándares de emisión, el uso de redes inteligentes, el empleo de vehículos híbridos y combustibles más eficientes, el uso de equipos ahoradores, la mejora de sistemas de enfriamiento y aislamiento térmico, entre otros [13].

La Conservación Energética se refiere a la reducción del consumo de electricidad debido a cambios de comportamiento del consumidor, en tanto la Eficiencia Energética permite la disminución del consumo energético a través de la adopción de tecnologías más eficientes [16].

La Respuesta a la Demanda es el cambio del consumo de electricidad del consumidor final como respuesta a cambios

en el precio de electricidad, supone que la demanda del consumidor es elástica, esto significa que se producirá una reducción de la demanda del consumidor cuando los precios de electricidad son altos [15].

La microgeneración o autogeneración, es decir la producción de electricidad por parte de los consumidores también se relaciona con la gestión de la demanda, en el corto plazo esta contribuye con la seguridad de suministro aunque en el largo plazo puede distorsionar las señales de inversión del mercado [1].

4. Importancia de la seguridad de suministro asociada a la expansión de energías renovables

Las energías renovables son recursos sostenibles no contaminantes que reducen la dependencia de los combustibles fósiles importados los cuales se han caracterizado por precios volátiles en los últimos años. Sin embargo, la intermitencia de energías renovables como eólica y solar fotovoltaica puede afectar la continuidad en el suministro de electricidad; en este caso la intermitencia se define como la indisponibilidad del recurso por condiciones climáticas [17]. Las **energías renovables intermitentes** son limitadas para cubrir la demanda pico por lo que se requieren otras tecnologías flexibles; es decir que puedan reaccionar rápidamente a cambios de consumo o producción, no obstante la presencia de energías renovables puede afectar las tecnologías más flexibles al reducir su eficiencia [18]. Aunque, existen otras energías renovables no intermitentes como biomasa y geotermia.

Así una de las principales restricciones que enfrenta la producción a partir de fuentes renovables como eólica y solar es su naturaleza intermitente, por lo cual su despliegue representa un desafío para la seguridad de suministro y crea la necesidad de aumentar la confiabilidad del sistema [19]. En cuanto a la inversión en capacidad en el largo plazo el regulador puede adoptar dos estrategias: “hacer algo” implementando un mecanismo de capacidad para garantizar la seguridad de suministro, o “no hacer nada”. En el primer caso “hacer algo” implica la implementación de un mecanismo de capacidad ya sea un pago por capacidad, un mercado de capacidad o una reserva estratégica; el pago por capacidad consiste en un pago fijado por el regulador y otorgado a los generadores por su disponibilidad, en tanto en el mercado de capacidad este pago es otorgado mediante subasta y en la reserva estratégica las centrales viejas reciben una contribución por su disponibilidad en lugar de ser cerradas. En el segundo caso “no hacer nada” implica confiar en que el mercado por si sólo proveerá los incentivos de inversión en el largo plazo, este enfoque también es conocido como “mercado de sólo energía”[20, 21]. En un mercado de “sólo energía” se asume un mercado perfectamente competitivo, donde las ofertas de los generadores reflejan sus costos reales, la demanda refleja la necesidad de compra, el precio de equilibrio equivale al precio marginal del sistema y es igual al costo de producción marginal del sistema [22]. No obstante, algunos argumentan fallas de mercado dado que el mercado no provee los incentivos suficientes para garantizar la seguridad de suministro [21,24].

Para que se invierta en energías renovables estas deben

ser subsidiadas, a su vez la expansión de energías renovables genera la necesidad de disponer de tecnologías flexibles que sirvan de back-up, al mismo tiempo el despliegue de energías renovables reduce los precios pico de electricidad que remuneran la inversión de aquellas centrales más costosas que pueden garantizar el cubrimiento de la demanda en condiciones de escasez, este fenómeno es conocido como “missing money” [17,23]. Por lo cual la expansión de energías renovables requiere la aplicación complementaria de un mecanismo de capacidad o de una política de gestión de la demanda, o incluso la presencia de tecnologías de almacenamiento sin olvidar el papel de las interconexiones internacionales de electricidad del país [24]. Igualmente, es necesario el desarrollo de nuevas redes de transmisión y distribución más flexibles aptas para facilitar el despliegue de energías renovables [25].

5. Importancia de la sostenibilidad económica asociada a la expansión de energías renovables

La implementación de las políticas para promover las energías renovables, reducir emisiones y garantizar la seguridad de suministro implica un costo para el sistema que es transmitido a la tarifa de electricidad pagada por el consumidor. Aunque las inversiones en energías renovables no son atractivas y necesitan ser subsidiadas, a medida que aumente su participación en el mercado se producirá una reducción de costos haciéndolas más atractivas para los inversionistas, reduciendo la carga tarifaria asumida por el consumidor [10,17].

En el caso de los subsidios a las energías renovables estos pueden ser financiados a través de la tarifa de electricidad cobrada al consumidor o distribuyéndose en el cobro de impuestos entre los contribuyentes [26].

Aunque un parque de generación 100% renovable es teóricamente posible, garantizar la seguridad de suministro requeriría una gran cantidad de capacidad instalada, que generaría un excedente de capacidad ociosa en períodos de alta disponibilidad renovable implicando altos costos para el sistema [27].

A favor del despliegue renovable algunos argumentan la reducción del precio de generación, es decir al tener costos variables insignificantes las tecnologías renovables permiten abastecer la demanda de electricidad con tecnologías menos costosas desplazando la curva de oferta de electricidad [28].

6. El “Trilema” energético

Dado que el cambio climático es acelerado por las emisiones de carbono, la descarbonización es el principal ingrediente en la concepción de políticas energéticas. Igualmente, los costos económicos de la descarbonización deben ser considerados para determinar el nivel óptimo de inversión que se requiere. La descarbonización puede presentarse a través de la expansión de energías de naturaleza intermitente lo cual puede arriesgar la seguridad de suministro. Por estas razones al diseñar una política energética deben considerarse tres elementos: la calidad ambiental, la seguridad de suministro y todos los costos asociados; estos tres elementos constituyen el “trilema”

energético, y pueden presentarse incompatibilidades entre los mismos al considerar que algunas tecnologías renovables son intermitentes aportando poco a la seguridad de suministro, y además requieren de subsidios lo cual incrementa los costos del sistema [29, 30]. En la Fig. 1 se presentan estos tres elementos en negrita; la calidad ambiental es representada por el despliegue renovable y la reducción de emisiones, los costos asociados son representados por el precio de electricidad. En la Fig. 1 las políticas de gestión de la demanda reducen la demanda de electricidad y contribuyen de forma indirecta a garantizar la seguridad de suministro, el despliegue de energía renovable y la reducción de emisiones; los esquemas de apoyo a las energías renovables y de reducción de emisiones fomentan la calidad ambiental y afectan el precio de electricidad, por último los mecanismos de capacidad garantizan la seguridad de suministro, son un complemento para las energías renovables y su valor es cargado al precio de electricidad.

7. Revisión del estado del arte

La revisión del estado del arte se ha dirigido a identificar las investigaciones donde se estudien los elementos del “trilema” energético. Por el momento, los resultados de la búsqueda sugieren que la mayoría de investigaciones se han dirigido a estudiar la coexistencia de políticas de apoyo a las energías renovables y de reducción de emisiones, los demás políticas han sido estudiadas para el sector eléctrico de manera aislada. Por lo tanto, escasas investigaciones se han enfocado en estudiar la coexistencia del portafolio de políticas derivadas del “trilema” energético.

En Del Río [12] se estudian la interacción entre el mercado de carbono europeo y los esquemas de apoyo a las energías renovables, se afirma que la sinergia entre estas políticas puede verse afectada por diferentes objetivos y alcances territoriales; además la coexistencia del mercado de carbono y otros esquemas puede ser justificada si estos últimos generan un beneficio social o son eficientes dinámicamente, es decir si producen un avance en la curva de aprendizaje. Adicionalmente, la reducción de emisiones a partir del despliegue de energías renovables no es económicamente eficiente; por otro lado, promover las energías renovables desde el mercado de carbono es improbable si el precio de los derechos de emisión es inferior al costo de inversión de estas tecnologías.

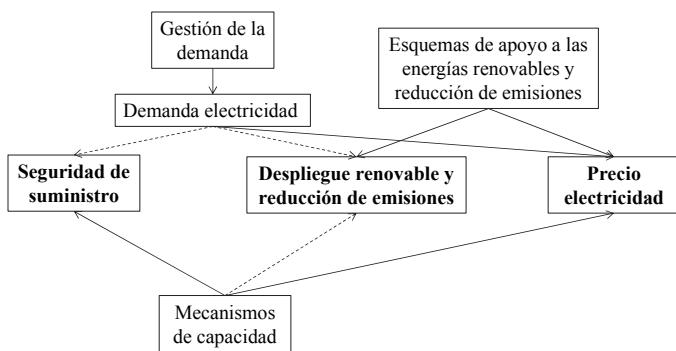


Figura 1. El “trilema” energético.
Fuente: Los autores

En Lehmann & Gawel [31] se analiza la coexistencia de esquemas de apoyo a las energías renovables y el mercado de carbono; en este artículo se afirma que el mercado de carbono no es el instrumento más eficaz para lograr un cambio tecnológico, sin embargo comparado con los esquemas de apoyo a las energías renovables es un medio más eficaz para reducir emisiones; además los esquemas de apoyo a las energías renovables reducen las emisiones y por lo tanto la demanda de derechos de emisión lo cual disminuye el precio del derecho de emisión.

Skytte [32] estudia el “trilema” energético realizando un análisis de las sinergias entre los instrumentos políticos empleados, resalta la dificultad que surge al intentar lograr de forma simultánea las metas planteadas en el “trilema” energético debido a las diferencias en los ámbitos de aplicación de los instrumentos políticos y metas entre sectores.

Sáenz de Miera et al. [10] emplean un modelo de regresión para estudiar el efecto de los incentivos de las energías renovables sobre el precio de electricidad del mercado eléctrico español, concluyen que la expansión renovable tras la implementación del feed-in tariff reduce el precio de electricidad, y esta reducción es mayor que el aumento del precio de electricidad final cobrado a los consumidores.

La interacción entre el mercado de carbono y el comercio de certificados verdes al igual que su influencia sobre el precio del consumidor es estudiada por Hindsberger et al. [33] para la región de Países Bálticos, ellos emplean un modelo de equilibrio parcial. Concluyen que dicha interacción induce a

patrones de inversión en el sector eléctrico y que los incentivos a las energías renovables afectan la inversión en tecnologías no renovables que aportan más a la seguridad de suministro.

Además Unger y Ahlgren [34] analizan la interacción entre un mercado de carbono y de certificados verdes en el Mercado de Electricidad Nórdico, mediante un modelo de optimización que emplea programación lineal. Concluyen que la cuota renovable establecida en el mercado de certificados verdes reduce el precio de electricidad mayorista y el precio de los derechos de emisión, el efecto sobre el precio de electricidad minorista depende de si la reducción del precio de electricidad mayorista compensa el precio del certificado verde y la magnitud de la cuota renovable.

Para analizar la interacción del mercado de carbono y de certificados verdes en el Reino Unido Nelson [35] emplea un modelo de equilibrio parcial; concluye que alcanzar las metas de reducción de emisiones y generación renovable requiere la coexistencia de un mercado de carbono y de certificados verdes.

El efecto de un mercado de certificados verdes, feed-in tariff y mercado de carbono es estudiado por De Jonghe et al. [6] mediante un modelo de optimización que considera tres países Francia, Alemania y Bélgica; ellos concluyen que en países con alto desarrollo de energía nuclear los incentivos de reducción de emisiones favorecen más la energía nuclear que la renovable.

Palmer et al. [36] presentan un modelo de simulación determinístico para evaluar la interacción de políticas de

certificados verdes y del mercado de carbono en Estados Unidos; el modelo simula el mercado eléctrico empleando un algoritmo iterativo de convergencia para encontrar el equilibrio del mercado eléctrico.

Rathmann [37] emplea un modelo de simulación para evaluar el efecto de los esquemas de apoyo a las energías renovables y el mercado de carbono en el mercado eléctrico alemán, en el artículo se afirma que los esquemas de apoyo a las energías renovables provocan un desplazamiento de las tecnologías convencionales reduciendo el precio de electricidad, aunque el precio de electricidad final cobrado a los consumidores es aumentado por los subsidios.

Empleando un modelo de equilibrio general multi-sectorial y multi-regional Böhringer et al. [38] estudian el mercado eléctrico y de carbono de la Unión Europea al igual que los subsidios a las renovables; ellos concluyen que la segmentación sectorial del mercado de carbono y la doble regulación de los países conlleva a una reducción de emisiones excesivamente costosa.

Ford [39] desarrolló un modelo de dinámica de sistemas para estudiar la influencia de un mercado de carbono sobre el sector eléctrico en Estados Unidos. El mercado de certificados verdes desde la dinámica de sistemas ha sido estudiado por Hasani-Marzooni & Hosseini [40] quienes realizaron un modelo para estudiar la inversión en capacidad eólica en presencia de un mercado de certificados verdes. También, Vogstad [41] construyó un modelo de dinámica de sistemas para estudiar el mercado de certificados verdes en el sistema Eléctrico Nórdico. Finalmente, Dyner [42] evaluó el efecto que tienen los incentivos de las energías renovables en el mercado eléctrico colombiano empleando dinámica de sistemas.

Por último, Fagiani et al. [43] desarrolla un modelo del mercado eléctrico español en matlab, que emplea elementos de dinámica de sistemas y de simulación basada en agentes para estudiar los efectos y causalidades derivados de la coexistencia de una política de mercado con piso al precio de carbono, Feed-in Tariff y mercado de certificados verdes.

Otros modelos desde dinámica de sistemas han sido desarrollados por Hsu [44] y Alishahi et al. [45] para evaluar los efectos del Feed-in Tariff sobre la energía solar y eólica respectivamente; así mismo, Assili et al. [46] y Hasani & Hosseini [47] han modelado un pago por capacidad y mercado de capacidad, respectivamente. Adicionalmente, Weigt et al. [48] desarrollaron un modelo genérico de dinámica de sistemas para estudiar el pago por capacidad.

8. Casos mercado eléctrico de España, UK y Colombia

En esta sección se presentan los elementos que componen el “trilema” energético desde la perspectiva del mercado eléctrico de tres países diferentes: España, Reino Unido y Colombia. En cuanto al desarrollo de energía eólica y solar, el mercado eléctrico español es uno de los más importantes de Europa; y su gran despliegue renovable está asociado a problemas de sostenibilidad económica [8]; por otro lado Reino Unido ha sido pionero en el proceso de liberalización del mercado eléctrico, desde entonces el mercado eléctrico británico ha atravesado una serie de reformas, la última es una reforma radical del sector enfocada en garantizar la

calidad ambiental, seguridad de suministro y sostenibilidad económica [49, 50]. Finalmente, Colombia es un mercado dominado por generación hidráulica, esto crea una alta dependencia hacia las fuentes fósiles en épocas de escasez hidráulica, además el gobierno estudia la posibilidad de promover el despliegue de energías renovables [51].

8.1. España

En España el instrumento de mercado predominante para el apoyo de energías renovables es el feed-in tariff, el cual ha sido aplicado desde 1994 [52]. Mediante el Real Decreto 661 de 2007, los generadores renovables podían escoger entre un sistema feed-in tariff y feed-in premium, excepto para solar fotovoltaica que sólo recibía feed-in tariff. La opción de feed-in premium establece que los generadores renovables reciben el precio de electricidad más una prima [8]. Aunque estos sean los incentivos actuales existentes en España, a partir del Real Decreto-ley 1 de 2012 se suspendieron los incentivos económicos para las nuevas instalaciones renovables; debido a que las ayudas a las renovables encarecían el precio de electricidad cobrado a los consumidores y aumentaban el déficit tarifario [53].

En Ciarreta et al. [29] se argumenta que en las etapas iniciales del despliegue renovable cuando la capacidad renovable era baja (año 2008 a 2009), los incentivos a las energías renovables eran cubiertos; sin embargo, desde el año 2010 la producción renovable alcanzó un alto porcentaje imponiendo altos costos para el sistema, además algunas tecnologías más maduras como la eólica representaban un menor costo para el sistema mientras la solar fotovoltaica era la más costosa. A partir de la nueva regulación los incentivos a las energías renovables fueron cancelados en 2013, aunque el objetivo de esta nueva regulación era cubrir los costos de los productores y generar una rentabilidad razonable, la falta de incentivos y el cambio regulatorio han estancado la inversión en nueva capacidad renovable.

La ventaja del feed-in Premium es que depende del precio de electricidad y por lo tanto de las señales de mercado que este refleja, es decir el sistema basado en un feed-in premium refleja el comportamiento de la demanda y promueve el generación renovable durante horas pico, aunque puede generar ingresos excesivos o wind fall profits como se mencionó anteriormente, es por ello que en 2007 se introdujo un sistema “cap and floor” al feed-in premium. El feed-in premium es una opción orientada a generar mayores ingresos para los inversores, mientras que el feed-in tariff representa una menor carga para los consumidores y provee una mayor seguridad para la inversión en tecnologías [8].

En cuanto a la seguridad de suministro, los mecanismos de capacidad desarrollados en España han sido mecanismos de precio, es decir a partir de un precio se busca obtener cierto nivel de energía firme, el problema es fijar el precio adecuado para obtener la cantidad requerida. Desde el año 1998 se realizaba un pago de capacidad extra basado en la disponibilidad promedio de las térmicas y en la producción histórica promedio para las hidroeléctricas [20]. En el año 2007 este mecanismo cambio según la ORDEN ITC/2794/2007, dividiéndose en dos servicios:

El primero es el servicio de disponibilidad, cuyo objetivo

es permitir que el operador del sistema celebre contratos bilaterales, con una duración no superior a un año; este mecanismo promueve la seguridad de suministro en el mediano plazo. El segundo es el Incentivo a la Inversión (II), a partir de este las plantas de generación nuevas y de más de 50 MW reciben durante sus primeros 10 años de operación un pago anual que es función de un Índice de Cobertura; este mecanismo promueve la seguridad de suministro en el largo plazo [54].

Por otro lado, en el mercado eléctrico español la variabilidad eólica planteaba una pregunta crítica: ¿Cómo abastecer la demanda cuando no se presenten vientos?, el despliegue de térmicas a gas facilitó la expansión eólica, aunque otras tecnologías como la hidráulica también ofrecían un "back-up" para la expansión solar y eólica. Si bien la expansión renovable intermitente requería la complementariedad de otras tecnologías, en el mercado eléctrico español se han observado durante los últimos años un aumento en el factor de capacidad superior al 20% de las tecnologías renovables solar y eólica, al igual que una reducción del factor de capacidad de gas a niveles inferiores al 10% [53,55].

Otro aspecto interesante del mercado eléctrico español es que los altos subsidios recibidos por solar fotovoltaica provocaron un crecimiento excesivo de esta tecnología durante el año 2008, en dicho año solar fotovoltaica alcanzó los 3400 MW instalados aunque la meta el gobierno para el año 2010 eran 400 MW, en ese entonces la capacidad instalada solar fotovoltaica era superior a la capacidad instalada eólica. Esta burbuja de capacidad se vio reflejada en el aumento de la tarifa de electricidad final [53, 56]. En este punto es evidente la relevancia de la curva de aprendizaje de las tecnologías renovables a nivel global y local a la hora de fijar los subsidios que reciben los generadores renovables. El crecimiento de la capacidad instalada eólica en España también fue importante gracias a los esquemas feed-in tariff, las metas de expansión de capacidad del gobierno y la promoción de la participación eólica en el pool de electricidad; es decir la combinación del ambiente institucional y de las capacidades de las firmas conllevaron a altos niveles de difusión eólica en España [7].

8.2. Reino Unido

Con el fin de fomentar la competitividad del mercado eléctrico británico se produjo la liberalización de este mercado en el año de 1989, en este nuevo mercado se promovía la competencia en las actividades de generación y comercialización, en tanto las actividades de generación, transmisión y distribución fueron segmentadas; igualmente se creó el mercado de electricidad mayorista o pool de electricidad [57].

El pool de electricidad funcionaba mediante un sistema marginalista de precios, durante la década de los 90's se presentaron alzas en los precios de electricidad aunque los generadores habían reducido sus costos de generación debido a que eran más eficientes, bajo estas circunstancias se sospechaba una manipulación de los precios del mercado por parte de los generadores [58]. Esta situación conllevo a una nueva reforma de mercado en 2001, en esta reforma el pool

de electricidad fue reemplazado por un sistema de contratos, el nuevo mercado fue llamado NETA (New Electricity Trading Arrangement) e incluía a Gales e Inglaterra. Posteriormente, el mercado fue reformado de nuevo al incluir también Escocia pasando a llamarse BETTA (British Electricity Trading and Arrangement) [59].

Actualmente, el gobierno británico planea implementar una nueva reforma estructural del mercado eléctrico que implicará un cambio radical en el negocio de la electricidad en este país.

En 2011 el gobierno británico publicó el libro blanco donde planteaba las medidas que contienen la nueva reforma, desde entonces sucesivas aclaraciones han sido publicadas para la implementación de la reforma, el objetivo del gobierno con esta reforma es transformar el sector eléctrico británico garantizando la seguridad de suministro, al igual que la sostenibilidad económica y ambiental [60].

El primer mecanismo para incentivar las energías renovables en el mercado eléctrico británico fue el esquema de Obligación de Combustibles no Fósiles, este fue introducido en el año 1990 y funcionaba como una subasta en la cual los proyectos ganaban contratos de largo plazo; sólo un 17% de los proyectos ganadores de la subasta fueron construidos y entraron en operación; únicamente tres de las más grandes empresas del mercado participaban en este mecanismo. Con la entrada en vigencia en el año 2000 de la Obligación Renovable las seis empresas más importantes del mercado o "big six" comenzaron a participar en este mecanismo, el cual impone a los suministradores de electricidad una obligación según la cual un porcentaje de la electricidad suministrada debe provenir de fuentes renovables, esta obligación debe ser soportada mediante certificados verdes los cuales son asignados por Ofgem (el regulador del mercado) por cada MWh renovable. Los suministradores de electricidad pueden comerciar con estos certificados para cumplir con su obligación, las compañías que no cumplen con su obligación asumen una multa. Aunque a partir del año 2009 se introdujo el "banding" según el cual se asigna diferentes cantidades de certificados verdes dependiendo del tipo de tecnología renovable. El mercado de certificados verdes funciona de forma separada del mercado de electricidad, esta separación implicaba altos costos de transacciones por lo cual las empresas verticalmente integradas eran más beneficiadas que los nuevos proyectos renovables, es decir este mecanismo favorecía más a las grandes compañías, además la incertidumbre regulatoria a partir del año 2010 frenó la financiación y por ende el desarrollo de nuevos proyectos [7,28,61]. Algunas fallas internas y externas presentes en el esquema de la Obligación Renovable no han permitido lograr las metas renovables establecidas por el gobierno, fallas internas como el exceso de competencia para reducir el precio, el riesgo financiero y de precio, el excesivo enfoque en reducción de costos y la incertidumbre regulatoria. Algunas de estas fallas también se presentaron en los esquemas de Obligaciones de Combustibles No Fósiles [62].

En el caso de Reino Unido la falta de competencia y de presión regulatoria llevo a que las empresas únicamente a cumplir con la regulación sin incentivar la difusión y adopción de la tecnología a nivel empresarial y de mercado.

El ambiente regulatorio de Reino Unido conllevó a que más del 80% de los proyectos eólicos fueran desarrollados por las seis más grandes compañías del mercado, además el marco regulatorio promovía un incremento anual de la capacidad renovable de sólo un 1% [7].

En cuanto al mecanismo de capacidad, Reino Unido tuvo un pago por capacidad desde el año 1990 hasta el año 2001, este era pagado cada media hora a todas las plantas que declaraban su disponibilidad. Este mecanismo fue fuertemente criticado por importantes personajes del sector, finalmente este mecanismo desapareció en el año 2001 con la introducción de NETA [20].

La reforma del mercado el eléctrico de Gran Bretaña consiste en la aplicación de dos instrumentos: el feed-in tariff contrato por diferencias y el mercado de capacidad, otras medidas complementarias están siendo aplicadas entre ellas el estándar de emisión y el piso al precio de carbono [60]. Similar al caso de España, en años recientes el feed-in tariff contrato por diferencias se ha asociado a una considerable expansión solar fotovoltaica llevando a replantear el papel de este instrumento político en el mercado eléctrico británico.

El piso al precio del carbono establece un límite inferior para el precio del carbono, el aumento del precio del carbono incrementaría el precio de la electricidad reduciendo el valor de los subsidios a las renovables. El estándar de emisión exige que los nuevos generadores a carbón sean construidos con al menos 300 MW con captura y almacenamiento de carbono, pero esto no afecta las nuevas plantas a gas que son más eficientes en términos de emisiones [60].

Adicionalmente en España y Reino Unido se aplica el mercado de carbono de la Unión Europea –European Union Trading System EU ETS– el cual constituye un referente internacional en materia de comercio de emisiones, este mercado se ha desarrollado en tres fases y en este participan diferentes sectores contaminantes de Europa entre ellos el sector eléctrico. Sin embargo, la recesión económica, el gran número de derechos de emisión expedidos al igual que la superposición de políticas energéticas ha provocado un excedente de oferta de derechos de emisión y un bajo precio del carbono. Debido a los bajos precio de carbono Reino Unido ha implementado en su reforma el piso al precio de carbono [63].

8.3. Colombia

La “economía verde” constituye una tendencia de desarrollo económico y tecnológico, el uso de fuentes no convencionales de energía ha cobrado especial importancia incluso para los países de economías emergentes como Colombia. Donde recientemente se aprobó La Ley 1715 de 2014 “Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional”. La promulgación de la Ley 1715 de 2014, constituye un paso importante para Colombia en la promoción de energías no convencionales, esta Ley ha generado gran expectativa entre los agentes del mercado [64].

En Colombia la relación entre la generación hidráulica y térmica es aproximadamente de 64% contra el 31% [51], por lo que se puede afirmar que la matriz energética de Colombia es

“limpia”. Sin embargo, esta alta participación de la generación hidráulica representa un riesgo si se considera el continuo crecimiento de la demanda y la posibilidad de desabastecimiento de energía debido a las sequías producidas por el fenómeno del niño; la dependencia hidráulica crea una alta dependencia de la generación a partir de combustibles fósiles. Adicionalmente, los combustibles fósiles están sujetos a la volatilidad de precios de los hidrocarburos por lo cual encarecen los costos del mercado. Por otro lado, Colombia tiene un gran potencial en materia de fuentes no convencionales de energía como solar fotovoltaica y eólica, sin mencionar la complementariedad existente entre la energía eólica y hidráulica [65]. El potencial de energía eólica en La Guajira es de 18GW; en el caso del recurso solar la irradiación promedio en territorio colombiano es de 4.5 kWh/m²/día adicionalmente ya se presenta paridad de red de la energía solar fotovoltaica en diferentes ciudades de Colombia como lo demuestra Jiménez [66], por último el potencial de las pequeñas centrales hidroeléctricas es de 25000MW [67].

Respecto a la seguridad de suministro desde el año 1994 hasta diciembre de 1996 se aplicó el cargo por potencia y respaldo; luego desde 1997 hasta el año 2006 se aplicó en Colombia el “cargo por capacidad”, el cual fue muy criticado desde sus comienzos hasta que fue cambiado en el año 2006 por un mecanismo de cantidad llamado “cargo por confiabilidad”. El cargo por potencia se basaba en un cobro a los comercializadores por la energía comprada en bolsa que excediera a la energía contratada, y a los generadores por las compras en bolsa cuando la disponibilidad declarada de las plantas era menor a los contratos, el cobro era proporcional al excedente de la generación real respecto de la contratada; el cargo por respaldo remuneraba sólo a las plantas que operaban bajo niveles de hidrología extremas, eran retribuidas aquellas plantas no necesarias para atender la demanda a un nivel de confiabilidad del 95%.

En tanto el cargo capacidad remuneraba a los generadores de acuerdo a la capacidad remunerable teórica, una de sus fallas es que no garantizaba la remuneración de todos los generadores que aportaban a la confiabilidad del sistema. Por último el cargo por confiabilidad funciona como una opción “call” en donde si el precio de electricidad es mayor que el precio de escasez los generadores deben vender la electricidad comprometida al precio acordado o precio strike, a cambio los generadores reciben un pago fijo con el fin de que estén disponibles para generar durante períodos de escasez, la capacidad requerida es obtenida a través de una subasta de capacidad la cual permite aumentar la competencia en el mercado y considera la proyección de la demanda de electricidad. El cargo por confiabilidad fue introducido en el año 2006, la primera subasta se realizó en el año 2008; el regulador ha definido diferentes duraciones del contrato según el tipo de tecnología [20,68]. El cargo por confiabilidad no ha sido adecuado para promover la participación de energías renovables o de la demanda, actualmente es apropiado para las tecnologías hidráulica y térmica.

9. Conclusiones

Los objetivos ambientales han cobrado gran relevancia en los mercados de electricidad, por lo cual la nueva tendencia en materia de diseño de política energética en el mercado

eléctrico está enfocada a garantizar el “trilema” energético; este busca compatibilizar tres aspectos: calidad ambiental, seguridad de suministro y sostenibilidad económica. Es por ello que el regulador ha pasado en los últimos años de promover un esquema liberalizado de mercado, a incentivar un esquema completamente diferente basado en el intervencionismo a través de políticas que afectan la competitividad del mismo pero que le permiten alcanzar sus objetivos ambientales.

Es claro que una política no es suficiente para alcanzar el “trilema” energético, para ello es necesario considerar un portafolio diverso de políticas, la complementariedad tecnológica, los avances en la curva de aprendizaje a nivel local y global. Las políticas para garantizar la calidad ambiental y seguridad de suministro son políticas complementarias, buscan sobreponer las barreras de mercado que afrontan las tecnologías no convencionales y al mismo tiempo garantizar la seguridad de suministro cuando el despliegue de tecnologías no convencionales afecta la inversión en tecnologías convencionales al reducir su eficiencia o distorsionar las señales de inversión.

Para estudiar el efecto económico del despliegue de tecnologías no convencionales en la tarifa final es necesario comparar el efecto de la reducción del precio de electricidad con el aumento total de la tarifa debido a los subsidios que reciben estas tecnologías; igualmente, se debe considerar el costo de las políticas para garantizar la seguridad de suministro que deben ser implementadas para lidiar con los efectos colaterales asociados a la expansión de energías no convencionales. Por último, diferentes políticas pueden ser implementadas para reducir emisiones de carbono, aumentar las energías renovables y garantizar la seguridad de suministro desde el lado de la oferta y la demanda del mercado eléctrico.

El mercado eléctrico español es un caso exitoso de despliegue renovable, aunque insostenible; esto es evidente si se estudia el despliegue de energía solar fotovoltaica ocasionado por los altos subsidios recibidos durante 2008, lo cual sugiere la importancia de lograr un equilibrio entre los subsidios y los costos que dependen de la curva de aprendizaje de la tecnología. En cuanto al mercado británico este no logró en los últimos años el despliegue renovable deseado debido a falta de competencia y de presión regulatoria. Por último, incluso Colombia se unió a la nueva tendencia en política energética ambientalmente amigable, si bien el panorama en cuanto a disponibilidad de recursos renovables es alentador aún es necesario esperar si se conservará o no el “status quo” del mercado eléctrico colombiano, dominado por centrales hidroeléctricas y respaldado por centrales térmicas.

Referencias

- [1] Vogel, P., Efficient investment signals for distributed generation, *Energy Policy*, 37(9), pp. 3665-3672, 2009. DOI: 10.1016/j.enpol.2009.04.053
- [2] Thoma, J., Suerkemper, F., Grave, K. and Amelung, A., The impact of electricity demand reduction policies on the EU-ETS: Modelling electricity and carbon prices and the effect on industrial competitiveness, *Energy Policy*, 60, pp. 656-666, 2013. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.04.028
- [3] O'Connell, N., Pinson, P., Madsen, H. and O'Malley, M., Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, pp. 686-699, 2014. DOI: 10.1016/j.rser.2014.07.098
- [4] del Río, P., The dynamic efficiency of feed-in tariffs: The impact of different design elements, *Energy Policy*, 41, pp. 139-151, 2012. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.08.029
- [5] del Río, P., Analysing the interactions between renewable energy promotion and energy efficiency support schemes: The impact of different instruments and design elements, *Energy Policy*, 38(9), pp. 4978-4989, 2010. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.04.003
- [6] De Jonghe, C., Delarue, E., Belmans, R. and D'haeseleer, W., Interactions between measures for the support of electricity from renewable energy sources and CO₂ mitigation. *Energy Policy*, 37(11), pp. 4743-4752, 2009. DOI: 10.1016/j.enpol.2009.06.033
- [7] Stenzel, T. and Frenzel, A., Regulating technological change—The strategic reactions of utility companies towards subsidy policies in the German, Spanish and UK electricity markets, *Energy Policy*, 36(7), pp. 2645-2657, 2008. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.03.007
- [8] Schallenberg-Rodríguez, J. and Haas, R., Fixed feed-in tariff versus premium: A review of the current Spanish system, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(1), pp. 293-305, 2012. DOI: 10.1016/j.rser.2011.07.155
- [9] Couture, T. and Gagnon, Y., An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment, *Energy Policy*, 38(2), pp. 955-965, 2010. DOI: 10.1016/j.enpol.2009.10.047
- [10] Sáenz de Miera, G., del Río-González, P. and Vizcaíno, I., Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain, *Energy Policy*, 36(9), pp. 3345-3359, 2008. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.04.022
- [11] Oak, N., Lawson, D. and Champneys, A., Performance comparison of renewable incentive schemes using optimal control, *Energy*, 64, pp. 44-57, 2014. DOI: 10.1016/j.energy.2013.11.038
- [12] del Río, P., Interactions between climate and energy policies: The case of Spain, *Climate Policy*, 9(2), pp. 119-138, 2009. DOI: 10.3763/cpol.2007.0424
- [13] Eyraud, L., Clements, B. and Wane, A., Green investment: Trends and determinants, *Energy Policy*, 60, pp. 852-865, 2013. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.04.039
- [14] Bradley, P., Leach, M. and Torriti, J., A review of the costs and benefits of demand response for electricity in the UK, *Energy Policy*, 52, pp. 312-327, 2013. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.09.039
- [15] Warren, P., A review of demand-side management policy in the UK, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29, pp. 941-951, 2014. DOI: 10.1016/j.rser.2013.09.009
- [16] Shen, M., Cui, Q. and Fu, L., Personality traits and energy conservation, *Energy Policy*, 85, pp. 322-334, 2015. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.05.025
- [17] Wu, J.-H. and Huang, Y.-H., Electricity portfolio planning model incorporating renewable energy characteristics, *Applied Energy*, 119, pp. 278-287, 2014. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.01.001
- [18] Brouwer, A.S., van den Broek, M., Seebregts, A. and Faaij, A., Impacts of large-scale intermittent renewable energy Sources on electricity systems, and how these can be modeled, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33, pp. 443-466, 2014. DOI: 10.1016/j.rser.2014.01.076
- [19] Johansson, B., Security aspects of future renewable energy systems—A short overview, *Energy*, 61, pp. 598-605, 2013. DOI: 10.1016/j.energy.2013.09.023
- [20] Batlle, C. and Rodilla, P., A critical assessment of the different approaches aimed to secure electricity generation supply, *Energy Policy*, 38(11), pp. 7169-7179, 2010. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.07.039
- [21] Neuhoff, K. and De Vries, L., Insufficient incentives for investment in electricity generation, *Utilities Policy*, 12(4), pp. 253-267, 2004. DOI: 10.1016/j.jup.2004.06.002
- [22] Rodilla, P. and Batlle, C., Security of electricity supply at the generation level: Problem analysis, *Energy Policy*, 40, pp. 177-185, 2012. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.09.030
- [23] Cepeda, M. and Finon, D., How to correct for long-term externalities of large-scale wind power development by a capacity mechanism ?,

Energy Policy, 61, pp. 671-685, 2013. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.06.046

[24] Gouveia, J.P., Dias, L., Martins, I. and Seixas, J., Effects of renewables penetration on the security of Portuguese electricity supply, Applied Energy, 123, pp. 438-447, 2014. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.01.038

[25] Richter, M., Utilities' business models for renewable energy: A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16(5), pp. 2483-2493, 2012. DOI: 10.1016/j.rser.2012.01.072

[26] Lehmann, P., Supplementing an emissions tax by a feed-in tariff for renewable electricity to address learning spillovers, Energy Policy, 61, pp. 635-641, 2013. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.06.072

[27] Fernandes, L. and Ferreira, P., Renewable energy scenarios in the Portuguese electricity system, Energy, 69, pp. 51-57, 2014. DOI: 10.1016/j.energy.2014.02.098

[28] Klessmann, C., Nabe, C. and Burges, K., Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks—A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK, Energy Policy, 36(10), pp. 3646-3661, 2008. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.06.022

[29] Ciarreta, A., Espinosa, M.P. and Pizarro-Irizar, C., Is green energy expensive? Empirical evidence from the Spanish electricity market, Energy Policy, 69, pp. 205-215, 2014. DOI: 10.1016/j.enpol.2014.02.025

[30] Boston, A., Delivering a secure electricity supply on a low carbon pathway, Energy Policy, 52, pp. 55-59, 2013. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.02.004

[31] Lehmann, P. and Gawel, E., Why should support schemes for renewable electricity complement the EU emissions trading scheme?, Energy Policy, 52, pp. 597-607, 2013. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.10.018

[32] Skytte, K., Interplay between Environmental Regulation and Power Markets [en línea], EUI Work Paper, 2006. [Consulta 1 de enero de 2015]. Disponible en: econpapers.repec.org/RePEc:erp:euirsc:p0169

[33] Hindsberger, M., Nybøe, M.H., Ravn, H.F. and Schmidt, R., Co-existence of electricity, TEP, and TGC markets in the Baltic Sea Region, Energy Policy, 31(1), pp. 85-96, 2003. DOI: 10.1016/S0301-4215(02)00120-9

[34] Unger, T. and Ahlgren, E.O., Impacts of a common green certificate market on electricity and CO₂-emission markets in the Nordic countries, Energy Policy, 33(16), pp. 2152-2163, 2005. DOI: 10.1016/j.enpol.2004.04.013

[35] Nelson, H.T., Planning implications from the interactions between renewable energy programs and carbon regulation, Journal of Environmental Planning and Management, 51(4), pp. 581-596, 2008. DOI: 10.1080/09640560802117101

[36] Palmer, K., Paul, A., Woerman, M. and Steinberg, D.C., Federal policies for renewable electricity: Impacts and interactions, Energy Policy, 39(7), pp. 3975-3991, 2011. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.01.035

[37] Rathmann, M., Do support systems for RES-E reduce EU-ETS-driven electricity prices?, Energy Policy, 35(1), pp. 342-349, 2007. DOI: 10.1016/j.enpol.2005.11.029

[38] Böhringer, C., Löschel, A., Moslener, U. and Rutherford, T., EU climate policy up to 2020: An economic impact assessment, Energy Economics, 31, pp. S295-S305, 2009. DOI: 10.1016/j.eneco.2009.09.009

[39] Ford, A., Simulation scenarios for rapid reduction in carbon dioxide emissions in the western electricity system, Energy Policy, 36(1), pp. 443-455, 2008. DOI: 10.1016/j.enpol.2007.09.023

[40] Hasani-Marzooni, M. and Hosseini, S.H., Dynamic interactions of TGC and electricity markets to promote wind capacity investment, IEEE Systems Journal, 6(1), pp. 46-57, 2012. DOI: 10.1109/JSYST.2011.2162891

[41] Vogstad, K., A system dynamics analysis of the Nordic electricity market: The transition from fossil fuelled toward a renewable supply within a liberalised electricity market [en línea], 2004. [Consultado 5 de enero de 2015] Disponible en: http://www.researchgate.net/profile/Klaus_Vogstad/publication/234165778_A_system_dynamics_analysis_of_the_Nordic_electricity_market_The_transition_from_fossil_fuelled_toward_a_renewable_s

upply_within_a Liberalised_electricity_market/links/09e4150fb0eca7f9ed000000.pdf

[42] Zuluaga, M.M. and Dyner, I., Incentives for renewable energy in reformed Latin-American electricity markets: The Colombian case, Journal of Cleaner Production, 15(2), pp. 153-162, 2007. DOI: 10.1016/j.jclepro.2005.12.014

[43] Fagiani, R., Richstein, J.C., Hakvoort, R. and De Vries, L., The dynamic impact of carbon reduction and renewable support policies on the electricity sector, Utilities Policy, 28, pp. 28-41, 2014. DOI: 10.1016/j.jup.2013.11.004

[44] Hsu, C.-W., Using a system dynamics model to assess the effects of capital subsidies and feed-in tariffs on solar PV installations, Applied Energy, 100, pp. 205-217, 2012. DOI: 10.1016/j.apenergy.2012.02.039

[45] Alishahi, E., Moghaddam, M.P. and Sheikh-El-Eslami, M.K., A system dynamics approach for investigating impacts of incentive mechanisms on wind power investment, Renewable Energy, 37(1), pp. 310-317, 2012. DOI: 10.1016/j.renene.2011.06.026

[46] Assili, M., Javidi, M.H., and Ghazi, R., An improved mechanism for capacity payment based on system dynamics modeling for investment planning in competitive electricity environment, Energy Policy, 36 (10), pp. 3703-3713, 2008. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.06.034

[47] Hasani, M. and Hosseini, S.H., Dynamic assessment of capacity investment in electricity market considering complementary capacity mechanisms, Energy, 36(1), pp. 277-293, 2011. DOI: 10.1016/j.energy.2010.10.041

[48] Weigt, H., Ellerman, D. and Delarue, E., CO₂ abatement from renewables in the German electricity sector: Does a CO₂ price help?, Energy Economics, 40(1), pp. S149-S158, 2013. DOI: 10.1016/j.eneco.2013.09.013

[49] Sioshansi, F.P., Electricity market reform: What has the experience taught us thus far?, Utilities Policy, 14(2), pp. 63-75, 2006. DOI: 10.1016/j.jup.2005.12.002

[50] Foxon, T.J., Transition pathways for a UK low carbon electricity future, Energy Policy, 52, pp. 10-24, 2013. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.04.001

[51] UPME., Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2014 - 2028 [en línea], 2014 [consulta 11 enero de 2015]. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2015/Plan_GT_2014-2028.pdf

[52] Haas, R., Panzer, C., Resch, G., Ragwitz, M., Reece, G. and Held, A., A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15(2), pp. 1003-1034, 2011. DOI: 10.1016/j.rser.2010.11.015

[53] Moreno, F. and Martínez-Val, J.M., Collateral effects of renewable energies deployment in Spain: Impact on thermal power plants performance and management, Energy Policy, 39(10), pp. 6561-6574, 2011. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.07.061

[54] MITYC., ORDEN ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007 [en línea] 2007 [consulta 11 enero de 2015]. Disponible en: <https://www.boe.es/boe/dias/2007/09/29/pdfs/A39690-39698.pdf>

[55] Urbina, A., Solar electricity in a changing environment: The case of Spain, Renewable Energy, 68, pp. 264-269, 2014. DOI: 10.1016/j.renene.2014.02.005

[56] de la Hoz, J., Martín, H., Ballart, J. and Monjo, L., Evaluating the approach to reduce the overrun cost of grid connected PV systems for the Spanish electricity sector: Performance analysis of the period 2010-2012, Applied Energy, 121, pp. 159-173, 2014. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.01.083

[57] Alikhanzadeh, A. and Irving, M., Combined oligopoly and oligopsony bilateral electricity market model using CV equilibria, IEEE, pp. 1-8, 2012. DOI: 10.1109/PESGM.2012.6345293

[58] Nielsen, S., Sørknaes, P. and Østergaard, P.A., Electricity market auction settings in a future Danish electricity system with a high penetration of renewable energy sources – A comparison of marginal pricing and pay-as-bid, Energy, 36(7), pp. 4434-4444, 2011. DOI: 10.1016/j.energy.2011.03.079

[59] Prandini, A., Good, BETTA, best? The role of industry structure in electricity reform in Scotland, Energy Policy, 35(3), pp. 1628-1642, 2007. DOI: 10.1016/j.enpol.2006.05.004

- [60] DECC., Implementing Electricity Market Reform (EMR) [en línea], London, 2014 [Consulta 12 de enero de 2015]. Disponible en: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/324176/Implementing_Electricity_Market_Reform.pdf
- [61] Mitchell, C. and Connor, P., Renewable energy policy in the UK 1990–2003, *Energy Policy*, 32(17), pp. 1935-1947, 2004. DOI: 10.1016/j.enpol.2004.03.016
- [62] Wood, G. and Dow, S., What lessons have been learned in reforming the Renewables Obligation? An analysis of internal and external failures in UK renewable energy policy, *Energy Policy*, 39(5), pp. 2228-2244, 2011. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.11.012
- [63] Helm, D., EMR and The Energy Bill: A Critique [en línea], pp. 1-17, 2012 [Consulta 12 de enero de 2015]. Disponible en: <http://www.dieterhelm.co.uk/node/1330>
- [64] MinMinas., Ley 1715 del 13 de Mayo de 2014 Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional [en línea], 2014 [Consulta 12 de enero de 2015]. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf
- [65] Vergara, P., Deeb, W., Cramton, A., Toba, P., Leino, N. and Benoit, I., Wind energy in Colombia: A framework for market entry, *World Bank Publication* [en línea],, 2010 [Consulta 12 de enero de 2015]. Disponible en: <http://www.cramton.umd.edu/papers2010-2014/vergara-deep-toba-cramton-leino-wind-energy-in-colombia.pdf>
- [66] Jiménez, M., Cadavid, L. and Franco, C., Scenarios of photovoltaic grid parity in Colombia, *DYNA*, (81)188, pp. 237-245, 2014. DOI: 10.15446/dyna.v81n188.42165
- [67] Corpoepra., Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (PDFNCE). [En línea] Bogotá, 2010 [consulta 12 enero de 2015]. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Sigic/DocumentosF/Vol_2_Diagnostico_FNCE.pdf
- [68] Rodilla, P., Batlle, C., Salazar, J. and Sánchez, J.J., Modeling generation expansion in the context of a security of supply mechanism based on long-term auctions. Application to the Colombian case, *Energy Policy*, 39(1), pp. 176-186, 2011. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.09.027

C.J. Franco-Cardona, es Ing. Civil, MSc. en Aprovechamiento de los Recursos Hidráulicos y Dr. en Ingeniería, todos ellos de la Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín, Colombia, actualmente es profesor investigador de dedicación exclusiva de la Escuela de Sistemas en la misma universidad. Su área de investigación comprende los mercados energéticos, la energía, la complejidad y el modelado de sistemas. Es miembro de System Dynamics Society. En el ámbito profesional laboró en Interconexión Eléctrica S.A ESP, como Especialista en Planeación de la Operación del Mercado Mayorista de Energía. Ha publicado artículos en revistas de alto impacto científico en el área de gestión de sistemas energéticos. ORCID: 0000-0002-7750-857X

M. Castañeda-Riascos, es Ing. Administradora y MSc. en Ingeniería de Sistemas, todos de la Universidad Nacional de Colombia sede Medellín, Colombia, actualmente es estudiante de doctorado de la misma universidad. Sus intereses de investigación son política y regulación energética, los mercados de energía, el modelado y simulación de sistemas. Ha participado en el desarrollo de proyectos de investigación para importantes entidades como Colciencias, Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P y EPM S.A. E.S.P. Igualmente, ha trabajado como analista de intercambios de energía en XM SA ESP empresa administradora del mercado eléctrico colombiano. ORCID: 0000-0002-3137-3059

A. Valencia-Arias, es Ing. Administrador y MSc. en Ingeniería de Sistemas de la Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín, Colombia. Docente del Departamento de Ciencias Administrativas del Instituto Tecnológico Metropolitano ITM de Medellín, Colombia, en el área de Investigación de Mercados, igualmente tiene experiencia en el área de simulación basada en agentes y dinámica de sistemas, especializándose en la elaboración de modelos sociales y económicos. ORCID: 0000-0001-9434-6923

J. Bermúdez-Hernández, es Ing. Administrador de la Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín y MSc en Administración de la Sede Bogotá de la Universidad Nacional de Colombia. Docente del Departamento de Ciencias Administrativas del Instituto Tecnológico Metropolitano ITM de Medellín, Colombia, en el área de Sistemas de Gestión de la Calidad, con experiencia en procesos de Certificación y Acreditación en Alta Calidad. Integrante del Grupo de Investigación en Ciencias Administrativas del ITM. ORCID: 0000-0002-1475-153X



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

SEDE MEDELLÍN
FACULTAD DE MINAS

Área Curricular de Ingeniería
de Sistemas e Informática

Oferta de Posgrados

Especialización en Sistemas
Especialización en Mercados de Energía
Maestría en Ingeniería - Ingeniería de Sistemas
Doctorado en Ingeniería- Sistema e Informática

Mayor información:

E-mail: acsei_med@unal.edu.co
Teléfono: (57-4) 425 5365