

Modelo de dinámica de sistemas de la reforma del mercado eléctrico de Gran Bretaña

System Dynamics Model of the of the electricity market reform of Great Britain

Mónica Castañeda R., Ing., Carlos J. Franco C. PhD e Isaac Dyner R., PhD
Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín
mcastanr@unal.edu.co, cjfranco@unal.edu.co, idyner@unal.edu.co

--Recibido para revisión 2012, aceptado fecha, versión final 2012--

Resumen— El objetivo de este artículo es presentar la etapa actual de desarrollo de un modelo de dinámica de sistemas que evaluará los efectos de la Reforma del Mercado Eléctrico de Gran Bretaña. Los resultados previos indican que la reforma conllevará a un aumento significativo de la energía eólica y a una reducción importante de la capacidad fósil, además aumentará el riesgo sobre la seguridad de suministro durante el periodo de transición; el regulador del mercado se enfrenta a un desafío pues debe intervenir para garantizar la calidad ambiental, seguridad de suministro y sostenibilidad económica simultáneamente. En el futuro este modelo permitirá evaluar las posibles medidas de corrección de efectos indeseados de la reforma.

Palabras Clave—Reforma del mercado eléctrico, calidad ambiental, seguridad de suministro, sostenibilidad económica y dinámica de sistemas.

Abstract— The main objective of this paper is to present the current stage of development of system dynamic model for assessing the effects of the electricity market reform in Great Britain. Previous results indicates that the reform will lead to an increase in wind power and a reduction in fossil power, besides it will increase the risk to security of supply; the market regulator faces a challenge because it must intervene to ensure environmental quality, supply security and economic sustainability simultaneously. In the future this model will assess possible measures to correct unwanted effects.

Keywords—Electricity market reform, environmental quality, security of supply, economic sustainability and system dynamics

1. INTRODUCCIÓN

La composición actual del parque de generación de Gran Bretaña (GB) es predominantemente fósil, un 70% de la capacidad instalada de GB corresponde a tecnologías fósiles específicamente gas y carbón, mientras sólo un 10% de la capacidad instalada corresponde a tecnologías

renovables (Ver **Figura 1**) (DECC¹, 2011). A pesar de esto en GB se ha fijado como meta que un 15% de la generación de electricidad debe provenir de fuentes renovables para 2020; para lograr esta meta se implementará una reforma del mercado eléctrico de GB a partir de 2013 (DECC², 2011)

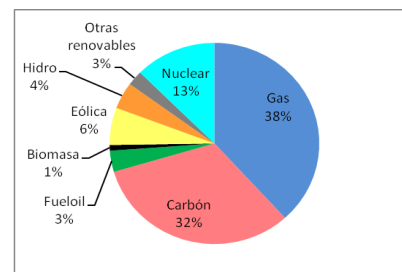


Figura 1. Capacidad instalada por tecnología GB (DECC¹, 2011)

El propósito de la reforma del mercado eléctrico de GB es: (i) lograr un mercado basado en fuentes de generación de electricidad baja en carbono, (ii) garantizar la seguridad de suministro y (iii) garantizar la sostenibilidad económica (DECC², 2011). Lograr este propósito constituye es un desafío para el sector eléctrico de GB por las siguientes razones:

a) Las tecnologías existentes no apuntan eficientemente al cumplimiento de estos tres objetivos, b) antes de 2020 se presentará el cierre de alrededor de 1/5 de la capacidad instalada, la mayoría de las plantas cerrará debido a sus altos niveles de contaminación al cumplir con “Large Combustion Plan Directive” (CE, 2001), c) se espera un incremento de la demanda de electricidad debido al aumento de la electrificación del transporte y de sistemas de calentamiento, d) lograr la descarbonización del sector eléctrico de Gran Bretaña implica el despliegue de capacidad intermitente (como eólica) y capacidad inflexible (como nuclear) las

cuales no garantizan la seguridad de suministro (Redpoint Energy, 2010; DECC², 2011)

2. DESCRIPCIÓN DE POLÍTICAS A MODELAR

El objetivo de este paper es presentar un modelo de dinámica de sistemas para evaluar los efectos en el largo plazo de la reforma del mercado eléctrico de Gran Bretaña. Para esto es necesario modelar las políticas existentes y futuras que incentivan la generación de electricidad baja en carbono, las políticas futuras son definidas en la reforma del mercado eléctrico.

Dentro de las políticas existentes se encuentran:

- **Mercado de carbono:** En este los generadores fósiles deben compensar cada tonelada de CO₂ (dióxido de carbono) emitida a la atmósfera comprando derechos de emisión en el mercado de carbono o pagando una multa. Estos generadores fósiles participan en el EU ETS (European Union Emission Trading System) que es el mercado de carbono de la Unión Europea. En este mercado la demanda es determinada por los sectores contaminantes entre ellos el sector eléctrico, y la oferta es determinada exógenamente por la Comisión Europea. En el EU ETS un derecho de emisión es llamado **EUA (European Union Allowance)** (Kirat & Ahamada, 2011)

- **Mercado de certificados verdes:** 1 certificado verde equivale a 1 MWh de electricidad renovable, por lo que la generación de electricidad renovable constituye la oferta de certificados verdes. En GB un certificado verde es llamado **ROC (Renewable Obligation Certificate)**. El operador del sistema fija el **porcentaje de obligación renovable**, los comercializadores de electricidad deben comprar una cantidad equivalente de certificados verdes cumpliendo con el porcentaje de obligación renovable, en caso contrario deben pagar una multa. Los generadores renovables reciben el precio de electricidad más el valor del certificado verde (Intelligent Energy Europe Project, 2011).

Por otro lado, las políticas establecidas en la reforma del mercado eléctrico son:

- **Estándar de emisión:** es un límite de emisiones exigible a los nuevos generadores fósiles, el estándar será de 450 g/kWh, esta exigencia no será retroactiva solamente aplicará para nuevas plantas de generación a gas y carbón. El estándar exigirá que las nuevas plantas fósiles

sean construidas con al menos 300 MW de su capacidad instalada con captura y almacenamiento de carbono o CCS (siglas en inglés) (DECC², 2011)

- **Piso al precio del carbono o derecho de emisión:** el EU ETS no ofrece una señal suficiente para incentivar la inversión necesaria en tecnologías bajas en carbono en el mercado eléctrico de GB, es por ello que la reforma ha incluido un precio mínimo o piso para el precio del carbono (DECC², 2011; Grubb & Newberry, 2007)

- **Feed in Tariff Contrato por Diferencias (FiT CfD):** los generadores bajos en carbono estabilizan su ingreso a un precio acordado en un contrato de largo plazo. Inicialmente el generador bajo en carbono recibe el precio de electricidad por la electricidad generada, pero si el precio de electricidad recibido por el generador es inferior al precio acordado, entonces al generador se le paga la diferencia entre ambos valores; en caso de que el precio de electricidad sea superior al precio acordado, entonces el generador debe devolver al operador del sistema la diferencia entre ambos valores. Entre 2014 y 2017 los nuevos generadores renovables podrán escoger entre recibir FiT CfD o recibir el certificado verde, pero a partir de 2017 los nuevos generadores renovables únicamente recibirán FiT CfD. Por el momento las tecnologías que recibirán este incentivos son las tecnologías renovables, nuclear y tecnologías con CCS, las cuales son catalogadas en este estudio como tecnologías bajas en carbono (DECC², 2011)

- **Mercado de capacidad:** esta política permitirá garantizar la seguridad de suministro. El mercado de capacidad requiere definir la capacidad instalada necesaria en los próximos cuatro años, considerando la habilidad del mercado de expandir la capacidad sin intervención, y evaluando si se cubre la demanda de electricidad futura. La capacidad requerida se contratará mediante subasta central, y estará disponible debido a los contratos realizados con los ganadores de la subasta, quienes en caso de ser necesario deberán proveer la energía a cambio de un pago por disponibilidad durante el año de entrega, si ellos no cumplen con la obligación adquirida deberán asumir una multa. En este mercado de capacidad no participan las tecnologías que reciben FiT CfD (DECC², 2011)

3. REVISIÓN LITERARIA

Los autores que han modelado las políticas que se abordan en este paper pueden ser observados en la **Tabla 1**, en la cual las investigaciones son clasificadas por metodologías; las metodologías más usadas son optimización, econometría, simulación y pronóstico. Para abordar el problema planteado se propone emplear la metodología de Dinámica de Sistemas (DS) la cual es congruente con el objetivo de investigación, puesto que se enfoca en investigar la macro evolución de los mercados involucrando los retardos y retroalimentaciones del sistema (Dyner & Larsen, 2001; Ponzo et al , 2011)

El estudio más importante realizado con una metodología diferente a DS fue elaborado por (Redpoint Energy, 2010), que analizó las posibles políticas que podría contener la reforma del mercado eléctrico de GB mediante un modelo de volatilidad, consideraron diversos escenarios y variaciones de políticas.

Hasta el momento, no ha sido desarrollado un modelo de DS que incorpore todas las políticas propuestas en la reforma, sin embargo algunas de estas políticas han sido modeladas separadamente mediante esta metodología. Tal es el caso de: (Chiung-Wen, 2012) y (Alishahi et al, 2012) que construyeron un modelo que evalúa los efectos del FIT sobre la energía solar y eólica respectivamente; así mismo, el mercado de certificados verdes ha sido modelado por (Ford & Vogstad, 2007) y (Hasani & Hosseini, 2012); también, (Ford, 2008) construyó un modelo de DS para un mercado de carbono; finalmente, (Assili et al, 2008) y (Hasani & Hosseini, 2011) han modelado pago por capacidad y mercado de capacidad.

Metodología	Autor	Tema
Optimización	(Hindsberger y otros, 2003)	Mercado de carbono y mercado de certificados verdes
	(Unger y Ahlgren, 2005)	
	(Linares y otros, 2008)	
	(Nelson, 2008)	Mercado de certificados verdes, feed in tariff y mercado de carbono-
	(De Jonghe y otros, 2009)	
	(Vries 2007)	
Econometría	(Castro et al, 2009)	Mercado de capacidad
	(Sáenz de Miera, 2008)	Pago de capacidad
Simulación	(Palmer y otros, 2011)	Feed in tariff y mercado de carbono
Pronóstico	(Redpoint, 2010)	Mercado de carbono y mercado de certificados verdes
		Feed in tariff, piso al precio del derecho de emisión, estándar de emisión, mercado de capacidad
Dinámica de sistemas	(Ford, 2008)	Mercado de carbono
	(Ford y otros, 2007)	Mercado de certificados verdes
	(Hasani y Hosseini, 2012)	
	(Chiung Wen, 2012)	Feed in Tariff
	(Alishahi, 2012)	Mercado de capacidad y pago de capacidad
	(Hasani y otros, 2011)	
	(Assili y otros, 2008)	Pago de capacidad

Tabla 1. Revisión literaria por metodologías

4. DIAGRAMA DE SUBSISTEMAS

El problema a modelar puede ser visto como un diagrama de subsistemas compuesto por módulos o subsistemas que interactúan entre sí a través de flujos de información, esta manera de ver el problema es útil para entender las interrelaciones existentes.

Las variables exógenas que interactúan con los subsistemas son: demanda de electricidad, porcentaje de obligación renovable, tarifa del FiT CfD, piso al precio del carbono y estándar de emisión. A continuación se describe los subsistemas de la **Figura 2:**

El sistema está compuesto por tres subsistemas que constituyen mercados: mercado de electricidad, mercado de ROC y mercado de carbono. En estos subsistemas se define el precio de electricidad, del ROC y del EUA respectivamente, estos precios alimentan el subsistema de índices de rentabilidad.

Para las tecnologías fósiles el precio de electricidad y el costo del EUA representan un ingreso y un costo respectivamente, y para las tecnologías bajas en carbono el precio del ROC constituye un ingreso, el valor del FiT CfD también constituye un ingreso para este tipo de tecnología.

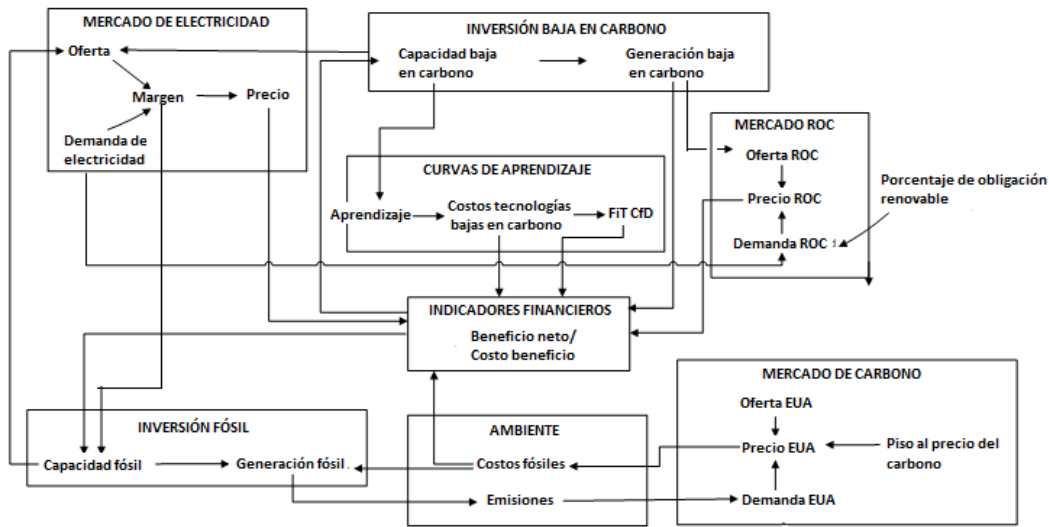


Figura 2. Diagrama de subsistemas

El subsistema de indicadores financieros alimenta los subsistemas de inversión baja en carbono y el de inversión fósil, dado que en el primero se calculan los indicadores de rentabilidad esperados que son señales para invertir o desinvertir en capacidad.

En el subsistema de mercado de electricidad interactúan la oferta y demanda de electricidad para determinar el precio de electricidad; la oferta de electricidad se define a partir de la capacidad fósil y la capacidad baja en carbono. En este mismo subsistema se encuentra implícito el subsistema de mercado de capacidad en el cual se consideran la oferta y demanda de electricidad futura, si la capacidad futura no excede la demanda de electricidad futura en el margen deseado, en este subsistema se realiza una subasta de capacidad para cumplir con el margen deseado aumentando la capacidad fósil dado que las tecnologías bajas en carbono no pueden participar en esta subasta y que la posibilidad de expansión de capacidad de hidro es baja dado que no se disponen de los recursos hídricos.

Además al interactuar el subsistema de mercado de electricidad con el subsistema inversión fósil se determina la generación fósil la cual establece la demanda de derechos de emisión en el subsistema de mercado de carbono y las emisiones del sector eléctrico; el precio del EUA determinado en el subsistema del mercado de carbono y las emisiones determinadas en el subsistema de inversión fósil alimentan el subsistema ambiente, en este último se establecen los costos de las emisiones que recibe el subsistema de indicadores financieros.

Por otro lado, la interacción entre el subsistema de mercado de electricidad y de inversión baja en carbono establece la generación baja en carbono, esta incluye la generación renovable la cual constituye la oferta de ROC en el subsistema de mercado de ROC. En el subsistema de inversión baja en carbono se determina la capacidad instalada baja en carbono la cual establece el aprendizaje de las tecnologías y por lo tanto su reducción de costos, estos costos afectan el subsistema de indicadores financieros y el valor del FIT CfD.

4. HIPOTESIS DINÁMICA

En la **Figura 3** se presenta la hipótesis dinámica correspondiente a las políticas que constituyen un incentivo indirecto a las tecnologías de generación bajas en carbono como: el mercado de carbono, piso al carbono y estándar de emisión. En el ciclo de balance B1 se observa el efecto del incremento del precio del EUA sobre los costos de generación fósiles, resultado del aumento de la generación fósil, este efecto se conoce como internalización del costo de los derechos de emisión. El piso al precio del EUA refuerza este efecto y el estándar de emisión encarece directamente los costos de generación fósiles.

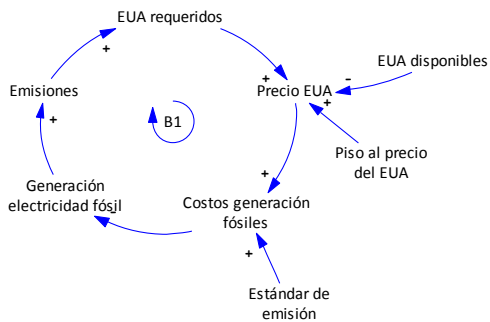


Figura 3. Diagrama causal incentivos indirectos a las energías bajas en carbono

Por otro lado, las políticas que constituyen incentivos directos a las tecnologías renovables como FiT CfD y mercado de certificados verdes son presentadas en la Figura 4, además el FiT CfD constituye una política para incentivar las tecnologías bajas en carbono al estar dirigido a las energías renovables, a nuclear, y a tecnologías CCS. En la Figura 4 se observan dos ciclos de realimentación los cuales aumentan la expansión en capacidad renovable por precio del ROC y generación renovable respectivamente.

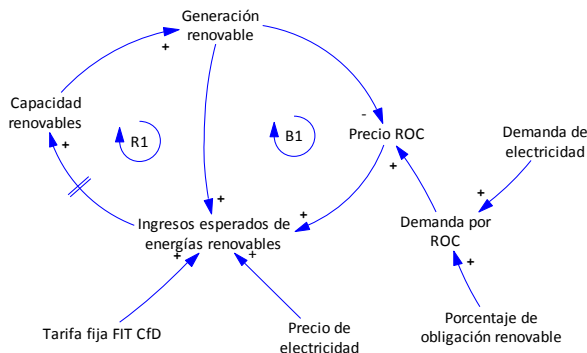


Figura 4. Diagrama causal incentivos directos a las renovables

Finalmente, en la Figura 5 se presenta el mercado de capacidad y su efecto sobre la expansión de capacidad con el fin de garantizar la seguridad de suministro. En la Figura 5 se enseñan un ciclode balance de expansión de capacidad por mayores ingresos esperados tecnologías fósiles, también otro ciclo de balance de expansión de capacidad por el mercado de capacidad, en este último el margen aumenta al incrementar la capacidad instalada total y se reduce al aumentar la demanda de electricidad, si disminuye el margen se incrementa la cantidad de energía firme a asignar lo que provoca un aumento del pago del cargo por confiabilidad, si este último aumenta se incrementarían los ingresos esperados y por lo tanto la capacidad instalada luego de un retardo.

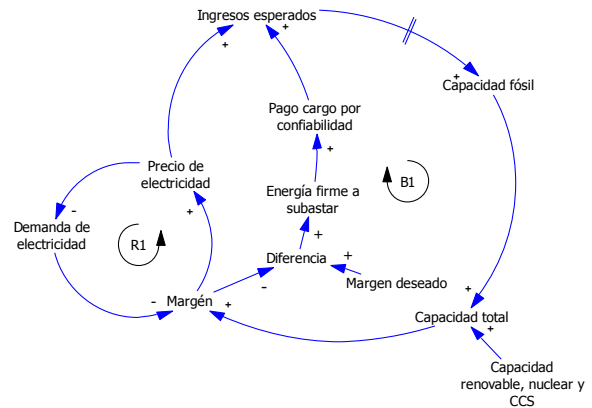


Figura 5. Diagrama causal mercado de capacidad

5. ECUACIONES

Se construyó un modelo de flujos y niveles el cual considera los siguientes sub sistemas:

- Generación de electricidad
- Indicadores financieros
- Curvas de aprendizaje
- Capacidad instalada
- Mercado de capacidad
- Mercado de carbono
- Mercado de certificados verdes

5.1 Ecuaciones subsistema de generación de electricidad

El costo marginal para las tecnologías no fósiles ha sido asumido como el costo de operación, para nuclear como el precio del combustible sobre la eficiencia energética. El costo marginal para las tecnologías fósiles esta dado por la siguiente ecuación (Hasani & Hosseini, 2012):

$$MC_i(t) = \frac{PC_i(t)}{\eta_i} + f_i \cdot PE(t)$$

- MC_i Es el costo marginal de la tecnología i [€/MWh]
- PC_i Es el precio del combustible de la tecnología i [€/MWh]
- η_i Es la eficiencia térmica de la tecnología i [1]
- f_i Es el factor de emisión de la tecnología i [tonelada de CO₂/MWh]
- $PE(t)$ Es el precio de emisión [€/tonelada de CO₂]

La generación de electricidad es modelada mediante un algoritmo en Visual Basic en el cual se cruza la oferta y demanda de electricidad para determinar el precio de electricidad, corresponde a las siguientes ecuaciones:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{i=N} G_i \cdot MC_i \quad \text{Sujeto a} \quad \sum_{i=1}^{i=N} G_i = D, \quad MC_N = P_E$$

$i \dots N$ Desde la i ésima hasta la N ésima tecnología de generación

G_i Oferta de electricidad de la tecnología generadora i [MWh]

P_i Precio de oferta de electricidad de la tecnología i [£/MWh]

P_N Precio de oferta de electricidad de la N -ésima tecnología generadora [£/MWh]

P_E Precio de electricidad [£/MWh]

D Demanda de electricidad [MWh]

5.2 Ecuaciones subsistema indicadores financieros

En la **Figura 5** se muestra el flujo de caja para realizar la evaluación económica considerando que el beneficio obtenido en el mercado debe cubrir el costo de inversión. se emplearon las siguientes ecuaciones tomadas de (Assili et al, 2008)

$$\pi_i = \overline{P}_E - MC_i^e \quad (\text{Beneficio tecnología fósil})$$

$$\pi_i = \overline{T}_{FIT} - MC_i^e \quad (\text{Beneficio tecnología baja en carbono})$$

π_i Beneficio de la tecnología i [£/MWh]

\overline{P}_E Precio de electricidad esperado [£/MWh]

MC_i^e Costo marginal de la tecnología i esperado [£/MWh]

\overline{T}_{FIT} Tarifa del FiT CfD esperada [£/MWh]

Donde $IR_i = \frac{\overline{\pi}_i}{\overline{IC}_i}$

IR_i Es el índice de rentabilidad de la tecnología i [1]

$\overline{\pi}_i$ Es el beneficio anualizado de la tecnología i [£/MWh]

\overline{IC}_i Es el costo de inversión anualizado de la tecnología i [£/MWh]

El beneficio anualizado y el costo de inversión anualizado son hallados mediante formulas de ingeniería económica.

El IR_i para las tecnologías que reciben pago por capacidad sería:

$$IR_i = \frac{\overline{\pi}_i + \alpha \overline{IC}_i}{\overline{IC}_i}$$

α Porcentaje del costo de inversión anualizado

$\alpha \overline{IC}_i$ es el pago por capacidad [£/MWh]

El pago por capacidad debería ser equivalente a un porcentaje del costo de inversión anualizado.

5.3 Ecuaciones subsistema de curvas de aprendizaje

Los costos de inversión y operación de las tecnologías emergentes son modelados mediante curvas de aprendizaje. La ecuación de la curva de aprendizaje se presenta a continuación y fue tomada de (Vogstad, 2004):

$$\text{Costo}(t) = \text{Costo}_0 [C(t)/C_0]^{-\beta}$$

$C(t)$ Es la capacidad instalada en el tiempo t [MW]

C_0 Es la capacidad instalada en el tiempo 0 [MW]

El parámetro de aprendizaje β ha sido encontrado mediante una revisión literaria.

5.4 Ecuaciones inversión en capacidad

$$C(t) = \int_0^t (I_1 + I_2 - R_1 - R_2) dt$$

$$I_1(t) = C(t-1) \cdot F \cdot E$$

$$E = \frac{E_i^{max}}{1 + e^{-(\lambda_i IR_i + \gamma_i)}}$$

$C(t)$ Es la capacidad instalada en el tiempo t [MW]

I_1 Es la inversión en capacidad por señales positivas del mercado [MW/año]

I_2 Inversión en capacidad por mercado de capacidad [MW/año]

R_1 Retiro de plantas por fin de vida útil [MW/año]

R_2 Retiro de plantas por señales negativas del mercado [MW/año]

F Equilibrio fraccional de la tasa de inversión [%/año]

E Es el efecto sobre la tasa de inversión [1]

El efecto sobre la tasa de inversión es una función logística que depende del índice de rentabilidad de cada tecnología IR_i y de las siguientes variables (Olsina et al, 2006).

E_i^{max} Es el máximo valor de E para la tecnología i

λ_i y γ_i Son parámetros estimados

5.5 Ecuaciones subsistema de mercado de capacidad

La subasta de capacidad cada T años, a partir de las siguientes ecuaciones se calcula la capacidad requerida extra en el futuro que constituye la demanda de capacidad, la curva de oferta de capacidad es determinada considerando los límites de aumento de capacidad de cada tecnología al igual que sus costos de inversión anualizados. El

pago por capacidad es determinado mediante el cruce entre la curva de oferta y demanda a través de un algoritmo en Visual Basic

$$CD(t+T) = D_{t+T}(1+M)$$

$$C(t+T) = C(t) + \Delta I(t+T) - \nabla R(t+T)$$

$$CR(t+T) = CD(t+T) - C(t+T)$$

- t+T Tiempo futuro superior al tiempo actual t [años]
 CD(t+T) Capacidad deseada en el tiempo futuro t+T [MW]
 D_{t+T} Demanda de electricidad en el tiempo t+T [MW]
 M Es el margen deseado [%]
 C(t+T) Capacidad futura en el tiempo t+T [MW]
 C(t) Capacidad actual en el tiempo t [MW]
 ΔI(t+T) Capacidad que entrará en funcionamiento en el año t+T [MW]
 ∇R(t+T) Capacidad que saldrá de funcionamiento en el año t+T [MW]
 CR(t+T) Capacidad requerida en el año t+T [MW]

$$I_2(t) = \frac{CR(t+T)}{T}$$

- I₂ Inversión en capacidad por mercado de capacidad [MW/año]

5.6 Ecuaciones subsistema de mercado de carbono

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{i=n} D_i \cdot PE_i, PE_n = PE, \text{ Sujeto a } PE \cdot f_i \geq P_c$$

$$PE_i = (P_E - MC_i) \cdot f_i$$

$$D_i = G_i \cdot f_i$$

- i...n Desde la i-ésima hasta la n-ésima tecnología de generación fósil
 D_i Demanda de derechos de la tecnología fósil i [Tonelada de CO₂]
 PE_i Precio de demanda de derechos de emisión de la tecnología fósil i [€/tonelada de CO₂]
 PE_n Precio de demanda de derecho de emisión de electricidad de la n-ésima tecnología fósil [€/tonelada de CO₂]
 P_E Precio de electricidad [€/MWh]
 f_i Es el factor de emisión de la tecnología i [tonelada de CO₂/MWh]
 PE(t) Es el precio de emisión [€/tonelada de CO₂]
 P_c Es el piso al carbono [€/MWh]

El precio del derecho de emisión es determinado a partir de un algoritmo en Visual Basic mediante el cruce entre la oferta y demanda de derechos de emisión. El precio del derecho de emisión no puede ser inferior al precio mínimo o piso al carbono.

5.7 Ecuaciones subsistema mercado de certificados verdes

$$P_{ROCj} = C_{TRj} - P_E$$

$$C_{TRj} = C_{O\&Mj} + \overline{IC}_j$$

$$D_{RO} = D * RO$$

$$\text{Min} \sum_{j=1}^{j=n} O_j * P_{ROCj} \quad \text{Sujeto a} \quad \sum_{j=1}^{j=n} O_j \leq D_{RO}$$

- j ... n Desde la j-ésima hasta la n-ésima tecnología de generación renovable
 P_{ROCj} Precio del certificado verde o ROC de la tecnología renovable j [€/MWh]
 C_{TRj} Costo total de las tecnología renovable j [€/MWh]
 P_E Precio de electricidad [€/MWh]
 C_{O&Mj} Costo de operación y mantenimiento de la tecnología renovable j [€/MWh]
 \overline{IC}_j Costo de inversión de la tecnología renovable j [€/MWh]
 D_{RO} Demanda de ROC [MWh]
 D Demanda de electricidad [MWh]
 D_{RO} Demanda de ROC [MWh]
 RO Porcentaje de obligación renovable RO (Renewable Obligation) [%]
 O_j Oferta de mercado de certificados verdes de la tecnología j [MWh]

6. DATOS

El modelo desarrollado es un modelo vectorial, que considera las tecnologías de generación más relevantes del sector eléctrico de Gran Bretaña. Estas tecnologías son: Gas, fueloil, carbón, nuclear, hidroeléctrica, eólica terrestre (onshore), eólica marítima (offshore), biomasa, gas y carbón con captura y almacenamiento de carbono. Las tecnologías emergentes son: nuclear, eólica offshore, biomasa, gas y carbón con CCS (Red point, 2010).

La información empleada para alimentar el modelo proviene de fuentes confiables como DECC (Department of Energy and Climate Change) y OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets).

El periodo de simulación comprende desde 2013 hasta 2030, dado que a partir de 2013 comenzará a implementarse la reforma, además durante este periodo de tiempo será posible observar las transiciones del sector eléctrico.

7. RESULTADOS

Los resultados previos que se presentan a continuación corresponden a un mercado eléctrico en el cual se invierte o se desinvierte capacidad instalada por señales del mercado. También se invierte capacidad instalada por el mercado de capacidad, se considera el FiT CfD; se modela el mercado de capacidad y se modela el mercado de carbono con un límite inferior igual al precio del carbono. A continuación se presentan los supuestos del modelo:

- A pesar de que en el sistema eléctrico de GB el precio de electricidad es determinado mediante contratos bilaterales (Nielsen, 2011), se ha supuesto que este funciona mediante un sistema marginalista.
- Se modela a partir de una proyección de demanda media, pero una proyección de demanda pico es empleada para determinar el margen del sistema
- El mercado de carbono es una versión simplificada del EU ETS, al considerar sólo el sector eléctrico de GB, no obstante este se guía por las regulaciones existentes en Directiva 2009/29/CE y el Reglamento No. 1031/2010, el valor de derechos de emisión a subastar fue tomado de (DECC³, 2012).
- El FiT CfD es una variable exógena
- En la subasta de capacidad la demanda de capacidad es suplida por Gas pues según (EMR, 2010) esta subasta estará dirigida específicamente a gas de ciclo abierto.
- Se considera el estándar de emisión al aumentar los costos de generación de Carbón y Oil, lo cual provoca el cierre por rentabilidad, las plantas de carbón también son cerradas por vida útil debido a la directiva expresada en (CE, 2001) y a que la mayoría de estas centrales fueron construidas a principios del siglo XX, por lo tanto se cierra la capacidad equivalente a dos centrales promedio cada año.

En la **Figura 6** se observa que los incentivos directos e indirectos a la generación baja en carbono provocan una reducción considerable de la capacidad fósil como carbón y fueloil. Mientras que otras tecnologías como nuclear, eólica marítima y eólica terrestre aumentan notablemente su capacidad instalada. Por otro lado, hidro y biomasa estabilizan su capacidad debido a que ya se encuentran muy cerca de su límite de crecimiento. Los aumentos de capacidad de gas y carbón con captura y almacenamiento de carbono son insignificantes.

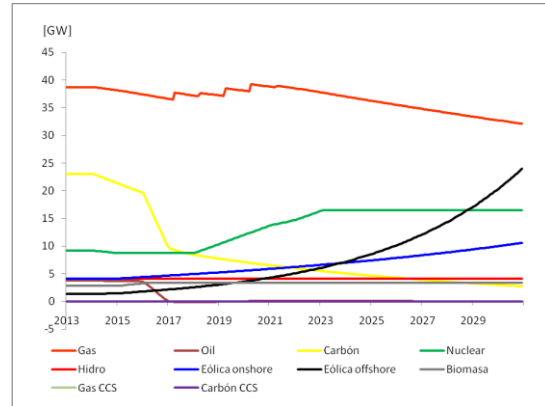


Figura 6. Evolución de la capacidad instalada

Para gas se presentan simultáneamente el cierre por rentabilidad y la inversión por el mecanismo de capacidad, esto hace que la capacidad de esta tecnología se mantenga constante; dado que esta tecnología es necesaria para la seguridad del sistema, sin embargo hacia los últimos años de simulación la capacidad de gas decrece debido a que la seguridad del sistema es garantizada por otras tecnologías como nuclear y eólica.

En la **Figura 7** se observa como el margen de capacidad del sistema aumenta al final del periodo de simulación, también se puede observar que el cierre de las centrales de carbón es más rápido que la velocidad de reacción del sistema para invertir en gas mediante la subasta de capacidad, debido a esto el margen decae a cero entre 2017 y 2018.

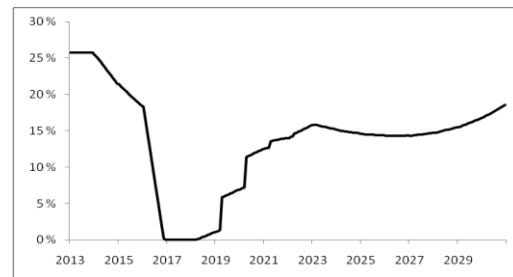


Figura 7. Margen de capacidad

La reducción de capacidad instalada fósil provoca una reducción de las emisiones del sector eléctrico que se enseñan en la **Figura 8**. Para 2030 estas llegan a estar alrededor de 47 tCO₂, siendo consecuencia del cierre de carbón que es la tecnología más contaminante al tener el mayor factor de emisión.

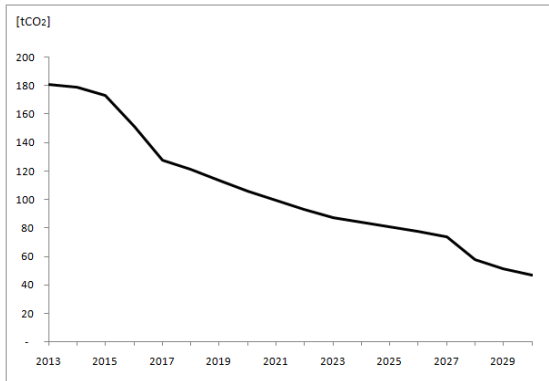


Figura 8. Emisiones del sector eléctrico por año

En la Figura 9 se observa que el porcentaje de generación de electricidad renovable aumenta significativamente, sin embargo no se logra generar un 15% de generación de electricidad renovable en 2020 como se pretende.

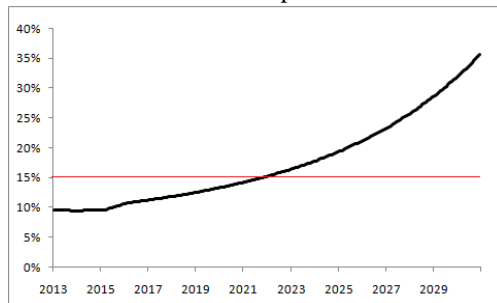


Figura 9. Porcentaje de generación de electricidad renovable

En la Figura 10 se observa que en los primeros años de simulación el precio de electricidad es establecido por carbón al tener una capacidad instalada considerable, esta tecnología impone un precio de electricidad alto pues es la más costosa por las políticas que la encarecen; pero a medida que esta tecnología es desplazada por gas el precio de electricidad comienza a bajar, sin embargo como los costos de generación de gas y la demanda de electricidad están en crecimiento el precio de electricidad muestra una tendencia creciente hacia el final del periodo de simulación.

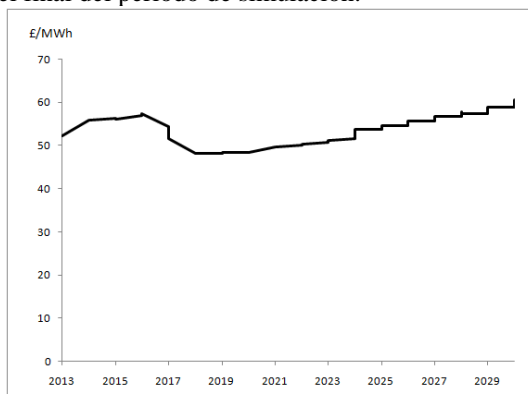


Figura 10. Precio de electricidad

8. CONCLUSIONES PREVIAS Y TRABAJO FUTURO

Las políticas evaluadas para la descarbonización del mercado de electricidad de GB tiene un efecto positivo sobre la calidad ambiental, puesto que se logra obtener una reducción considerable de las emisiones del sector eléctrico y un aumento significativo de la generación de electricidad proveniente de fuentes renovables.

El efecto de las políticas para la descarbonización del mercado de electricidad de GB evaluadas en este paper conlleva a concluir que la seguridad de suministro se verá afectada alrededor del año 2018, garantizar la seguridad de suministro durante este periodo de transición es difícil aunque el margen del sistema se estabiliza al final de la simulación.

Es necesario agregar que los incentivos a las renovables implican un sobre costo para el sistema antes inexistente de 80€/MWh que es el resultado de restar el valor promedio de los subsidios 125€/MWh y el precio promedio de electricidad 45€/MWh.

Como trabajo futuro se espera: endogenizar el FiT CfD y la demanda de electricidad, así como analizar el efecto de cada una de las políticas o de combinación de paquetes de políticas, para reconocer su influencia sobre: el ambiente, la seguridad de suministro y la eficiencia económica. Al igual que formular soluciones para los efectos indeseados de la reforma.

9. REFERENCIAS

- Alishahi, E., Parsa Moghaddam, M., Sheikh-EI-Eslami, & M. (2012). A system dynamics approach for investigating impacts of incentive mechanisms on wind power investment. *Renewable Energy*, 310-317.
- Assili, M., Hossein, J., & Ghazi, R. (2008). An improved mechanism for capacity payment based on system dynamics modeling for investment planning in competitive electricity environment. *Energy Policy*, 3703-3713.
- Castro-Rodriguez, F., Marín, P., & Siotis, G. (2009). Capacity choices in liberalised electricity markets. *Energy Policy* 37, 2574-2581.
- CE. (2001). *Large Combustion Plant Directive 2001/80/EC. Directive 2001/80/ec of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001.*

- Chiung-Wen, H. (2012). Using a system dynamics model to assess the effects of capital subsidies and feed-in tariffs on solar PV installations. *Applied Energy*.
- DECC¹. (2011). *Department of Energy and Climate Change. UK Renewable Energy Roadmap*. Londres.
- DECC². (2011). *Department of Energy and Climate Change. Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low carbon electricity*. Londres.
- DECC³. (2012). *Updated energy and emissions projections 2012*. Londres.
- De Jonghe, C., Delarue, E., Belmans, R., & D'haeseleer, W. (2011). Interactions between measures for the support of electricity from renewable energy sources and CO2 mitigation. *Energy Policy*, 1-10.
- Directiva 2009/29/ce del parlamento europeo y del consejo de 23 de abril de 2009 por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. En: Diario Oficial de la Unión Europea.
- Dyner, I., & Larsen, I. (2001). From planning to strategy in the electricity industry. *Energy Policy*, 1145-1154.
- Ford, A., & Vogstad, K. (2007). Simulating price patterns for tradable green certificates to promote electricity generation from wind. *Energy Policy* 35, 91 - 111.
- Grubb, M., & Newberry, D. (2007). Pricing carbon for electricity generation: national and international dimensions. *Faculty of Economics, Cambridge*.
- Hasani, M., & Hosseini, S. H. (2011). Dynamic assessment of capacity investment in electricity market considering stochastic characteristic of wind power. *Energy*, 277-293.
- Hasani, M., & Hosseini, S. H. (2012). Dynamic Interactions of TGC and Electricity Markets to Promote Wind Capacity Investment. *IEEE SYSTEMS JOURNAL*, 46-57.
- Hindsberger, M., Nybroe, M., Ravn, H. F., & Schmidt, R. (2003). Co-existence of electricity, TEP and TGC markets in the Baltic Sea region. *Energy Policy* 31(1), 85-96
- Intelligent Energy Europe Project. (Marzo de 2011). *Shaping an effective and efficient European renewable energy market*. Recuperado el 15 de Enero de 2012, de http://www.reshaping-res-policy.eu/downloads/RE-Shaping_CP_final_18JAN2012.pdf
- Kirat, D., & Ahamada, I. (2011). The impact of the European Union Emission Trading Scheme on the electricity- generation sector. *Energy Economics*, pp. 1-30.
- Linares, P., Santos, F. J., Ventosa, M., & Lapiedra, L. (2008). Incorporating oligopoly, CO2 emissions trading and green certificates into a power generation expansion model. *Automatica* 44, 1608-1620.
- Nelson, H. T. (2008). Planning implications from the interactions between renewable energy programs and carbon regulation. *Journal of Environmental Planning and Management* Vol. 51, No. 4, July, 581-596.
- Nielsen, S., Sorknæs, P., & Østergaard, P. A. (2011). 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, 4434-4444.
- Olsina, F., Garcés, F., Haubrich, & H.-J. (2006). Modeling long-term dynamics of electricity markets. *Energy Policy*, 1411 - 1433.
- Ponzo, R., Dyner, I., Arango, S., & Larsen, I. (2011). Regulation and development of the Argentinean gas market. *Energy Policy*, 1070 -1079.
- Redpoint Energy. (2010). *Electricity Market Reform Analysis of policy options*.
- Reglamento (UE) No. 1031/2010 de la Comisión de 12 de noviembre de 2010 sobre el calendario, la gestión y otros aspectos de las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero. En: Diario Oficial de la Unión Europea.
- Saénz de Miera, G., Gonzalez, P. d., & Vizacaño, I. (s.f.). Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain. *Energy Policy. Junio, 2008, vol. 36*, 3345-3359.
- Unger, T., & Ahlgren, E. O. (2005). Impacts of a common green certificate market on electricity and CO2-emission markets in the Nordic countries. *Energy Policy* 33, 2152-2163.
- Vogstad, K. (2004). A system dynamics analysis of the Nordic electricity market: The transition from fossil fuelled toward a renewable supply within a liberalised electricity market. *Doctoral thesis for the degree Doktoringeniør Trondheim*.



www.dinamica-de-sistemas.com

Libros

Cursos Online



[Ejercicios](#)



[Curso Básico Intensivo en Dinámica de Sistemas](#)



[Avanzado](#)



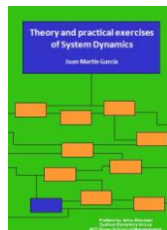
[Curso Superior en creación de modelos de simulación](#)



[Conceptos](#)



[Modelos de simulación en ecología y medioambiente](#)



[English](#)



[Planificación de empresas con modelos de simulación](#)



[Português](#)



[System Thinking aplicado al Project Management](#)