



fedea

Fundación de
Estudios de
Economía Aplicada



Focus-Abengoa Forum
energy and climate change

<http://www.energiaycambioclimatico.com>

Riesgo y costes medios en la generación de electricidad: diversificación e implicaciones de política energética

Gustavo A. Marrero

Univ. de La Laguna y FEDEA

Luis A. Puch

Univ. Complutense y FEDEA

Francisco J. Ramos-Real

Univ. de La Laguna

Colección Estudios Económicos
13-2010

Programa de Investigación Energía y Cambio Climático
Fedea – Focus Abengoa

ISSN 1988-785X
www.fedea.es

Riesgo y costes medios en la generación de electricidad: diversificación e implicaciones de política energética

Gustavo A. Marrero, Luis A. Puch y Francisco J. Ramos-Real¹

Julio de 2010

Resumen:

Buena parte del diseño de política energética actual se centra en el estudio individual de los costes de las diferentes opciones tecnológicas de generación de electricidad. En este artículo mostramos que el riesgo asociado a los costes de generación para las distintas tecnologías constituye una variable relevante en la valoración de la eficiencia del *mix* energético. Dicho riesgo se mide por la incertidumbre asociada a los distintos tipos de costes y la correlación entre ellos a través de las distintas tecnologías. Los resultados sugieren que una cartera eficiente supondría al menos una disminución del 2% en el coste medio, del 30% en el riesgo de costes y de un 17% en emisiones de CO₂ respecto a cierta cartera representativa del *mix* energético europeo para los próximos años. La complementariedad de las energías renovables con las energías fósiles y la nuclear es crucial para poder alcanzar ganancias en las tres dimensiones anteriores. En particular, incorporar el riesgo de costes en el análisis hace compatible una reducción de las emisiones y unos menores costes de generación. Los resultados sugieren algunas reflexiones relevantes de política energética y medioambiental, relacionadas con el mercado de emisiones, los problemas de interrumpibilidad de las renovables y la necesidad de reducir el factor descuento de las tecnologías más intensivas en inversión inicial, que resultan ser las menos contaminantes.

Clasificación JEL: E32, E37, Q43, Q58

Palabras Clave: Fronteras Eficientes, Emisiones, Cambio Climático.

¹Marrero, Univ. de La Laguna y FEDEA; Puch, Univ. Complutense y FEDEA; y Ramos-Real, Univ. de La Laguna. Agradecemos a Juan Antolín y Alberto Sánchez-Martín su excelente colaboración en esta investigación. También agradecemos los comentarios de Ricardo Guerrero y Carlos Sebastián, y el apoyo del Programa de Investigación FocusAbengoa-Fedea. gmarrero@ull.es (Gustavo A. Marrero); lpuch@fedea.es (Luis A. Puch); frramos@ull.es (Francisco Ramos-Real).

Introducción

El objetivo de este trabajo es analizar los efectos para política energética de la valoración de los riesgos asociados a los costes de generación de electricidad. Para ello estudiamos un área económica concreta como la Europea. No obstante, los mensajes de política energética y medioambiental resultantes del trabajo pueden ser extrapolados a cualquier área.

Diversos trabajos como Awerbuch (2000), Awerbuch y Berger (2003) o Gross et al. (2009), entre otros, indican que la mayoría de trabajos que estudian la planificación en el sector eléctrico se centran en el estudio individual de los costes individuales de las diferentes opciones tecnológicas (*stand-alone generating costs*) y en la minimización de los mismos. Sin embargo, estos autores enfatizan que no sólo se debe tener en cuenta el coste promedio sino también el riesgo de costes asociado a cada tecnología. Pero, además, el ejercicio relevante es analizar estas dos dimensiones (coste medio y riesgo) en el conjunto del mix (o cartera) de generación de electricidad, y no analizar cada tecnología por separada, lo que constituye, como veremos, un elemento fundamental para el diseño de la política energética.

Teniendo como referencia la doble dimensión coste-riesgo de forma simultánea, la Teoría de Carteras Eficientes (*Mean-Variance Portfolio-Theory* [cf. Markowitz, 1952, 1959; Luenberger, 1998] se presenta como una herramienta de gran utilidad para la planificación de un sistema eléctrico desde el punto del bienestar colectivo. Esta teoría ha sido ampliamente usada en finanzas y posteriormente aplicada al sector energético [Albrecht (2007), Gotham et al. (2009), Muñoz et al (2009)]. La metodología pone especial énfasis en las interrelaciones de los costes entre las diferentes alternativas (las covarianzas) y en el riesgo de mercado.²

Tomando como referencia una posible cartera de generación de electricidad para el horizonte de 2020 en Europa (60% fósiles, 25% nuclear y 15% renovables), razonable si nada cambia (y omitiendo la hidráulica por simplificación del trabajo), la valoramos en base a nuestra estimación de Frontera Eficiente en términos de riesgo y coste medio, y también en términos de

² Como indica Wiser et al. (2004), este riesgo también se denomina como riesgo sistemático. Este riesgo afecta a todos los miembros del grupo de manera simultánea; por ejemplo, el precio del combustible que se usa para generar electricidad.

emisiones de CO₂. Destacamos, en primer lugar, que este mix de referencia es ineficiente. Moverse hacia la eficiencia implicaría aumentar el peso de las renovables hasta un 30-35%, reducir el de las fósiles hasta casi un 45% y mantener la nuclear en torno al 25-30%. Los resultados de esta aplicación empírica permiten comprobar el importante papel que juegan las energías renovables en la reducción no sólo de las emisiones sino también del riesgo del mix energético. Incluso, al tener la posibilidad de recombinar las distintas tecnologías, se puede conseguir alguna reducción en los costes medios. En este sentido, la complementariedad entre las energías fósiles (el gas natural o el carbón, especialmente) y las energías renovables (la eólica, la solar y la biomasa) es un factor muy relevante para la política energética.

El artículo se organiza como sigue. La sección siguiente describe la metodología tradicional para la valoración de los costes de generación de electricidad. Basado en dicha metodología de cálculo de los costes, la Sección 3 ilustra la evidencia internacional suministrada por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) (2010) sobre costes de generación de distintas tecnologías en distintos países. Centrándonos en el caso europeo, en la Sección 4 estimamos los costes de generación eléctrica y usamos la Teoría de Carteras Eficientes para estimar una frontera eficiente de generación de electricidad que sirva de referencia para Europa. Finalmente, en la última sección y en base a los resultados obtenidos, hacemos algunas reflexiones relevantes de política energética y medioambiental.

2. El cálculo de los Costes de Generación de Electricidad

La metodología tradicional para calcular los costes de generación de electricidad se basa en la obtención del LCOE (*Levelised Cost of Electricity*). El LCOE es una medida del coste promedio anual de producción de electricidad por unidad de energía producida, a lo largo de la vida útil de la planta, descontado y expresado en valor presente. Dicha medida se expresa en Euros por Megavatio-hora, por lo que es comparable entre distintas tecnologías de generación. Incluye todos los costes presentes y futuros de las unidades de generación: los costes de inversión inicial (incluido los costes de planificación, el pago de intereses, etc.), los costes de operación y

mantenimiento (fijos y variables) y el coste de combustible. Recientemente se está considerando además los costes derivados de la generación de emisiones de CO₂.³

La expresión del LCOE se obtiene de la siguiente igualdad:

$$\sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^T \frac{P_t E_t}{(1+r)^t}, \quad (1)$$

donde C es el coste anual, r es el factor descuento (constante), P es un precio teórico de la electricidad producida, E es la producción anual de electricidad y T es la vida útil de la planta. A partir de (1), el LCOE se define como el precio $P_t = P^*$ anual y constante, tal que los flujos descontados de ingresos $P_t E_t$, y de costes C_t , se igualan.

$$LCGE = \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} / \sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t} \quad (2)$$

A dicho precio teórico, la planta obtendría beneficio cero. Por ello, el LCGE también se interpreta como el mínimo precio al cual una unidad de generación estaría dispuesta a producir electricidad. Por todo esto, el LCGE se puede interpretar como el coste social de generación de electricidad.

Conviene precisar que el LCOE excluye el coste de la energía entregada a la red por lo que no considera los de transporte y distribución ni, en principio, los costes de impacto medioambiental. Por último, también se excluyen las subvenciones e impuestos a los que están sujetas las distintas tecnologías. En definitiva, la medida de costes de generación de electricidad que se utiliza sólo considera los costes directos de generación.

3. Evidencia Internacional sobre Costes de Generación de Electricidad

Para poner en contexto nuestras estimaciones de costes, en esta sección hacemos un breve resumen de los resultados del último informe de la AIE (2010), *Projected Costs of Generating*

³ En este artículo no entraremos en detalle sobre las fórmulas para calcular los distintos tipos de costes. Para un mayor detalle, véase Marrero y Ramos-Real (2010).

Electricity.⁴ En dicho informe se calcula el LCOE para distintas tecnologías y distintos países. Los cálculos presentados pueden interpretarse como costes de generación de electricidad de plantas de nueva construcción que podrían operar a partir de 2015. Por lo tanto, se trata de una medida de las expectativas de costes de generación en los próximos años, aunque están muy relacionadas con los costes actuales. Para la realización del informe de 2010 se realizó una encuesta a 16 países de la OCDE, así como Brasil, China, Rusia y Sudáfrica.⁵ La mayoría de los datos los proporcionan los gobiernos de los países, o expertos designados por la comisión encargada. El informe de la IEA contiene también datos proporcionados a título privado por empresas y corporaciones energéticas de los distintos países.

En el siguiente gráfico se observa la importancia del peso relativo de las diferentes tecnologías en el valor del coste promedio de generación para los diferentes países. En el eje de ordenadas se representa un LCOE promedio⁶ y, en el eje de abscisas, el porcentaje de participación de la tecnología correspondiente en el mix eléctrico del país en cuestión. Los datos de participación se obtienen a partir de World Energy Outlook (2009). El dato de participación (s_i) en el mix energético es el cociente entre la Energía Primaria utilizada (*Total Primary Energy Supply*) a partir de una fuente energética concreta sobre el total.

El primer hecho destacado es que los países que muestran costes más bajos son los que menos usan las energías renovables, exceptuando en algunos casos la hidroeléctrica de gran escala (el caso de Brasil, por ejemplo). Otro hecho relevante es la especialización tecnológica de las grandes economías. Por ejemplo, China, Francia y Rusia exhiben LCOEs bajos acompañados de una altísima especialización en carbón, nuclear y gas, respectivamente. Por último, en el caso de las energías renovables, se sitúan prácticamente sobre el eje vertical, mostrando elevados costes promedios y muy bajas participaciones en el mix. No obstante, encontramos algunas excepciones, como son el caso de la eólica, la gran hidroeléctrica y la biomasa en algunos casos.

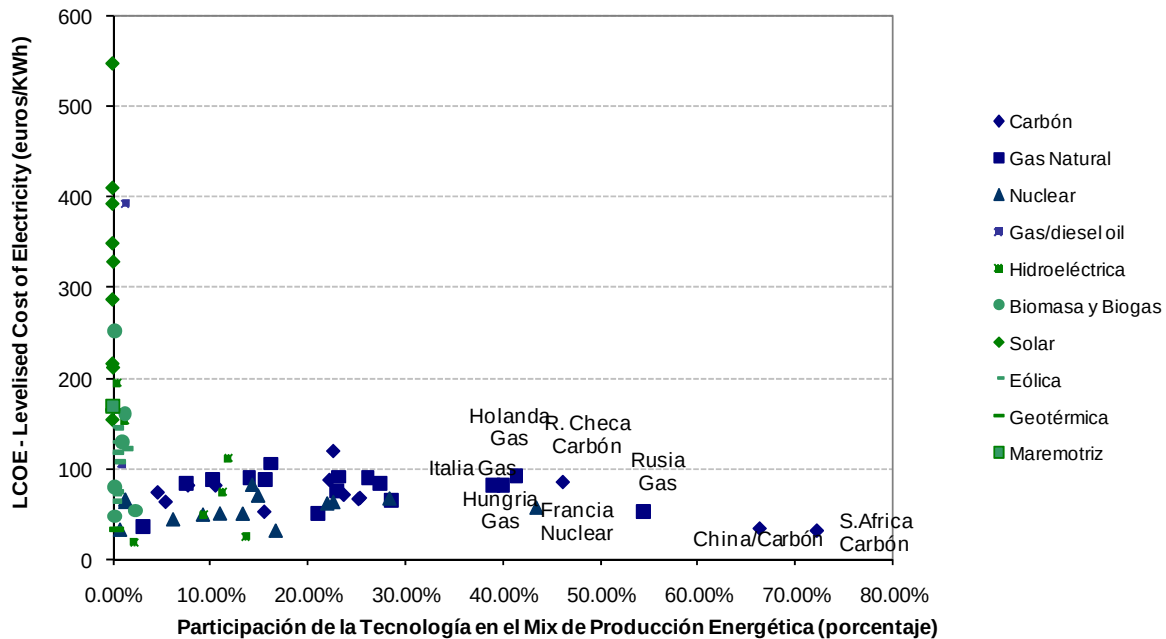
⁴ No todos los países ofrecen datos para todas las tecnologías por lo que la información disponible constituye necesariamente una muestra incompleta. Por otro lado, para un mismo país, se ofrecen cifras de varias plantas de generación y, en esos casos, utilizamos el valor medio.

⁵La relación de países de la OCDE incluye Austria, Bélgica, Canadá, Rep. Checa, Francia, Alemania, Hungría, Italia, Japón, Corea, México, Holanda, Rep. Eslovaca, Suecia, Suiza y Estados Unidos

⁶ La tasa de descuento utilizada es del 5% y el LCOE incorpora como coste el de las emisiones de CO₂, considerando un valor de 30 dólares por tonelada de CO₂.

Los LCOEs más elevados, con diferencia, corresponden en todos los casos se corresponden a las tecnologías solares.

Gráfico 1. LCOE y participación en el mix de producción energética.



Tal y como apunta el informe de la AIE, la información que proporciona el LCOE de forma aislada debe tratarse con prudencia. Sin embargo, constituye un punto de partida fundamental para el análisis de los costes de generación de cualquier sistema energético. En la siguiente sección presentamos nuestros propios cálculos del. Los cálculos realizados en la siguiente sección hacen referencia al caso promedio europeo.

4. Costes y Carteras eficientes de Generación

La Teoría de Carteras eficientes, usada antes por Awerbuch y Yang (2007), Awerbuch y Berger (2003) o Marrero y Ramos-Real (2010), entre otros, se considera un instrumento útil para discutir aspectos relevantes relacionados con la planificación de generación de electricidad. Dicha teoría ha sido muy empleada en la gestión de carteras de activos financieros desde el

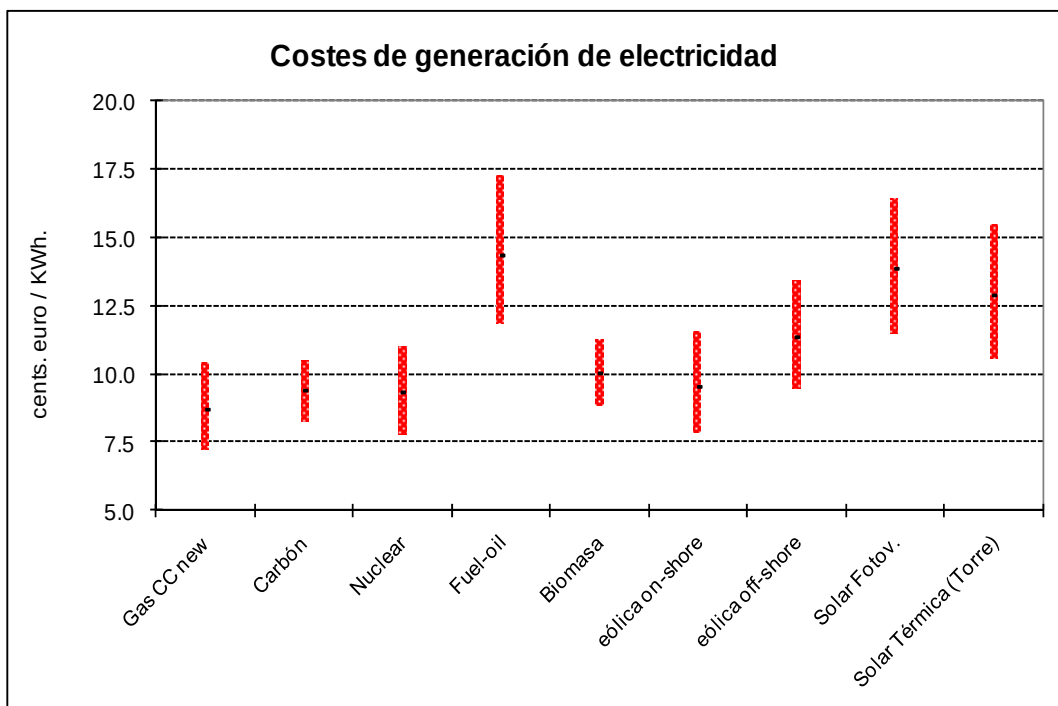
trabajo pionero de Markowitz (1953). El marco metodológico de la Teoría de Carteras resulta muy apropiado para abordar el tema de la diversificación energética, uno de los aspectos clave de este trabajo.

Esta teoría enfatiza varios elementos fundamentales relacionados con los costes. Lo primero es la importancia de considerar dos dimensiones relevantes de los costes: el coste medio (el habitual LCOE, como en los informes de la AIE); y el riesgo asociado a la incertidumbre en la volatilidad futura de los distintos costes. El segundo elemento importante es la consideración relativa de estas dos dimensiones en el conjunto del mix de generación eléctrica, y que permitirá discutir la relevancia de las políticas de diversificación en la reducción del riesgo de la cartera energética.

4.1. Los costes medios: un análisis probabilístico

Marrero y Ramos-Real (2010), partiendo del trabajo de Feretic y Tomsic (2004), proponen una metodología para derivar el coste promedio de los distintos tipos de generación a partir de un conjunto de parámetros específicos de cada tecnología (el factor de eficiencia, el factor de carga, el precio del combustible como materia prima, los costes fijos de operación y mantenimiento, los factores de emisiones, el precio de los derechos de emisiones de CO₂, etc.). Además, puesto que no se conoce el valor exacto de dichos parámetros, se postula una distribución de probabilidad para cada uno de ellos en base a la información disponible (de la IEA, de la NEA, de preguntas a expertos, etc.). Considerando estas distribuciones, un experimento de Monte Carlo nos permite obtener una distribución de costes de cada tecnología.⁷ El Gráfico 2 muestra los rangos de valores más probables a partir de las distribuciones calculadas para los costes de las principales tecnologías consideradas. Su valor central es el que tomaremos como el coste medio de generación de electricidad de cada tecnología.

⁷ Véase los trabajos anteriormente citados para un mejor entendimiento de esta metodología.



De estos resultados destacamos con carácter general los siguientes aspectos. Las tecnologías de gas de ciclo combinado (CC), de carbón y la nuclear muestran costes promedios similares de generación de electricidad. Tal y como apunta la IEA (2010), estas diferencias eran mayores hace cinco o diez años, pero se han eliminado debido a la mejora en eficiencia de las nuevas plantas de carbón y nuclear, y a un ligero aumento en el precio del gas. El coste con tecnologías de fuel-oil sigue siendo el más elevado, casi un 75% superior a las plantas más competitivas. La Biomasa y la eólica *on-shore* han conseguido alcanzar unos costes competitivos. Por su parte, y a pesar de haber mejorado notablemente en los últimos años, la eólica *off-shore* y las solares mantienen unos costes de generación significativamente superiores a las tecnologías más competitivas.

4.2. La doble dimensión coste medio-riesgo de costes

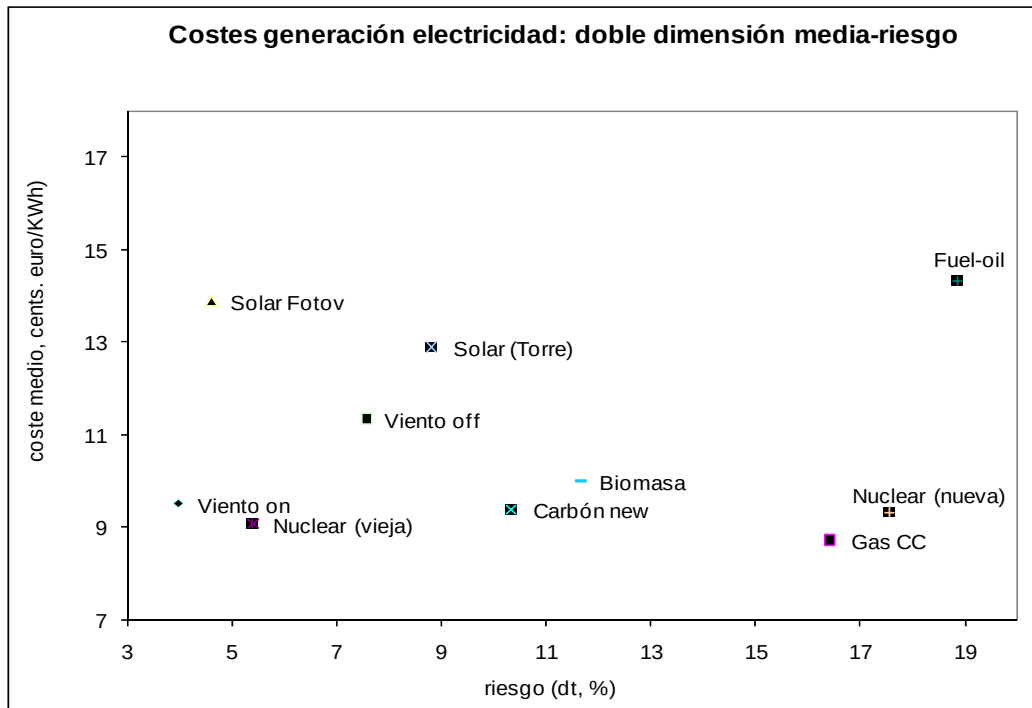
Para poder evaluar las carteras energéticas de forma conjunta resulta interesante combinar la medida de coste promedio de las distintas tecnologías con una medida del riesgo de costes asociado a ellas. En esta literatura, el riesgo se mide por las fluctuaciones anuales de los costes

de generación de electricidad. La medida más comúnmente usada es la desviación típica, relativizada por el valor medio de los costes, o expresada en cambios porcentuales. La medida del riesgo estimada incorpora por tanto, para las distintas tecnologías, las fluctuaciones en el coste del combustible, en los costes de operación y mantenimiento, en los costes durante el período de construcción de la planta, y en el precio de las emisiones, así como las correlaciones entre dichos costes.

El Gráfico 4 ilustra la importancia de valorar las dos dimensiones simultáneamente. Dejando al margen las plantas de fuel-oil (que presentan los mayores costes y la mayor incertidumbre), nos encontramos en los extremos de costes a las tecnologías solares, y en cuanto al riesgo de costes, a las nuevas plantas de energía nuclear y de gas de ciclo combinado. El alto riesgo de costes de la energía nuclear se deriva de la incertidumbre generada en el proceso constructor (entre 5 y 6 años), mientras que en el caso del gas se produce por la volatilidad asociada al precio del combustible. Es interesante mostrar también el caso de las nucleares ya existentes, cuyo coste medio es algo superior al de las nuevas nucleares debido a su menor eficiencia, pero su riesgo de costes es menor, debido a que ya están construidas. En resumen, la posición relativa de las distintas tecnologías considerando únicamente los costes medios cambia drásticamente si, además, incluimos la incertidumbre en la evolución conjunta de los distintos costes implicados (la dimensión riesgo).

Pero lo más interesante es valorar conjuntamente las dos dimensiones para la cartera energética global de generación de electricidad considerando las distintas tecnologías. Así, si definimos una cartera energética como los pesos de las distintas tecnologías ($X_1, X_2, \dots, X_n$), donde n es el número total de tecnologías consideradas, tenemos que el coste promedio de la cartera viene dado por $\overline{CC} = X_1 \cdot C_1 + \dots + X_n \cdot C_n$, que representa una media ponderada del coste medio de las distintas tecnologías. Es evidente que, si nos limitamos a minimizar el coste medio de la cartera (el tradicional *stand-alone analysis*), obtendríamos una cartera concentrada en las tecnologías más baratas. Sin embargo, el resultado que obtenemos al incorporar el riesgo de la cartera no es tan obvio. Esto es así porque la variabilidad (riesgo) de la cartera depende de la variabilidad

individual de cada tecnología, pero también de las interrelaciones entre los costes de las diferentes tecnologías. En particular, cuanto menor sea el grado de correlación de sus costes, menor será el riesgo de la cartera de generación eléctrica. En este sentido, existen tecnologías con correlaciones altas entre ellas (más sustitutivas) como las plantas de gas de CC y las de fuel y carbón, y otras tecnologías con correlaciones casi nulas (más complementarias), como serían las fósiles con la nuclear o con las solares y las eólicas. También existen tecnologías con correlación negativa, como es el caso entre la de Biomasa y las derivadas de combustibles fósiles por la correlación negativa entre los precios de estos combustibles (Awerbuch and Yang, 2003).

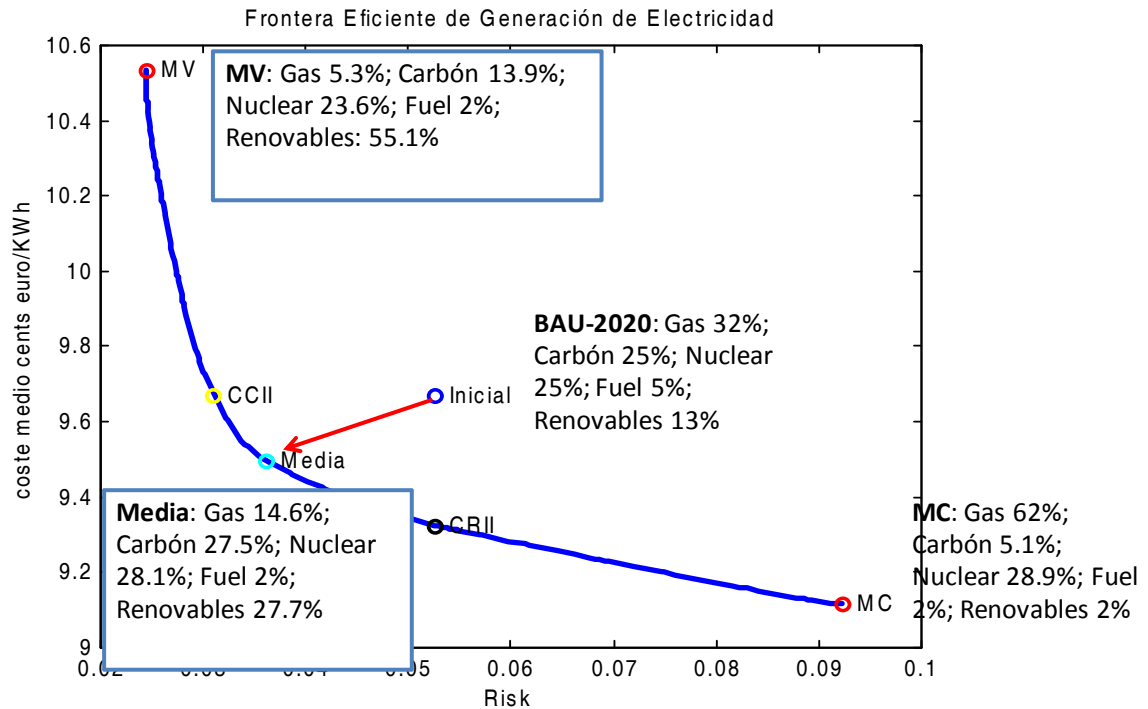


Con toda esta información podemos preguntarnos qué cambios factibles en el mix energético nos permiten ganar en una de las dos dimensiones de la cartera energética sin perjudicar a la otra. Todas las carteras eficientes se resumen en lo que se conoce como la Frontera Energética Eficiente (FEE). Así, la FEE minimiza cada una de las dimensiones (coste o riesgo) dada la otra.

Por supuesto, de entre todas las carteras eficientes la elección óptima depende de las preferencias del gestor de la política energética.

Debido a la no almacenabilidad de la electricidad, y para poder garantizar el suministro eléctrico, hemos de imponer ciertas restricciones tecnológicas que limitan los pesos de las tecnologías en la cartera. Algunas renovables, principalmente la solar y la eólica, por su propia naturaleza tienen carácter intermitente. Por ello, y para garantizar la seguridad y estabilidad del suministro dado el estado actual de la tecnología, se impone una cota superior en el total del mix del 40%.

Considerados toda esta información, es decir, los límites tecnológicos, los costes medios, las varianzas individuales y las correlaciones entre los costes de las distintas tecnologías, el gráfico 5 muestra la FEE estimada. Al mismo tiempo compara la situación de una cartera de generación eléctrica posible para 2020 en Europa (BAU-2020) con otras carteras que están sobre la frontera eficiente. Esta cartera hace referencia a una proyección razonable para Europa en caso que nada cambie (*Business as Usual*, BAU en sus siglas en inglés). Por simplificar nuestro análisis, hemos omitido a la hidráulica del estudio. Los principales mensajes no cambiarían de incluirla. La cartera de referencia está compuesta, principalmente, por un 32% de plantas de Gas CC, un 25% de plantas de carbón, un 25% de nuclear, un 5% de fuel-oil y un 13% de renovables. El coste medio de esta cartera es de unos 9,7 cents. euro/KWh., y su variabilidad se estima en torno al 6%.



La cartera de Mínimo Coste (MC), que está sobre la frontera, está muy concentrada en las plantas de gas de CC (las más competitivas) y la nuclear. En el otro extremo, la cartera de Mínima Varianza (MV) será una cartera muy diversificada entre tecnologías complementarias, aunque penalizando las de mayor riesgo individual entre las convencionales (las plantas de Gas CC y las nuevas de nuclear): tan sólo un 5,3% de gas CC lo que da una idea de cómo de extrema es dicha cartera, casi un 14% de carbón, un 23,6% de nucleares (las ya existentes), un 2% de fuel-oil (una cuota mínima establecida) y un 55% de renovables, entre las cuales un peso de casi el 30% se lo llevan las eólicas (la on-shore, principalmente), casi un 10% se le asigna a la solar (a pesar de su alto coste) y el resto a la Biomasa. Por último presentamos el resultado de una cartera media entre la de MC y la de MV, la cual supera a la cartera BAU-2020 en ambas dimensiones. Esta cartera está compuesta por casi un 15% de gas CC (quizás bajo aún), un 27% de carbón, un 28% de nuclear, un 2% de fuel-oil y casi un 28% de renovables, distribuido entre la solar, la eólica y la biomasa, pero con mayor peso en la segunda.

Aunque no presentamos el detalle de los cálculos, la cartera promedio supone una ganancia de un 2% en costes, de un 30% en riesgo de costes y de un 17% en emisiones de CO₂ respecto a la cartera de referencia. Este ejemplo desmitifica la idea de que no se pueden reducir las emisiones en la generación de electricidad sin incurrir en mayores costes de generación. Este error se debe a que las afirmaciones se realizan comparando las tecnologías individualmente sin considerar los efectos en el conjunto del mix energético.

Otro resultado importante es que combinar tecnologías complementarias ayuda a reducir significativamente el riesgo de la cartera. En este sentido, las tecnologías renovables tienen un papel fundamental. La nuclear, para la que no hemos considerado la preocupación asociada a los residuos nucleares, se sitúa en una posición ventajosa. Del mismo modo, las plantas de carbón también tienen ventaja frente a las plantas de gas de CC, debido a que el precio de los derechos de emisiones se encuentra en niveles bajos: las plantas de carbón son casi el doble de contaminantes que las de gas. Aunque tampoco detallamos los resultados, si considerásemos un riesgo significativo para las nucleares, al mismo tiempo que se elevase el coste de emisiones de CO₂, el peso del Gas de CC en la cartera media subiría de manera notable y se colocaría fácilmente en los niveles del 30-35%, en detrimento de las plantas de carbón y de la nuclear, pero casi no cambiaría el peso de las renovables.

El riesgo en un sentido amplio nos remite también por ejemplo al reciente desastre producido en la plataforma de BP en el Golfo de México. Este triste suceso pone de manifiesto que queda mucho por hacer para incorporar en los análisis cuantitativos determinados riesgos medioambientales aún insuficientemente valorados, entre los que destaca también el riesgo de Cambio Climático. ¿Cuál es el coste del potencial destructivo de la biosfera que arrastran las tecnologías convencionales? La respuesta de este tipo de cuestiones, probablemente aceleraría el cambio del modelo energético hacia un mix energético mucho menos contaminante que el actual.

5. Consideraciones finales: Aspectos de política

En esta última sección destacamos algunos aspectos claves de política energética y medioambiental que se derivan a partir de los resultados obtenidos y la discusión sobre ellos. Los numerosos análisis de robustez que hemos realizado en nuestro ejercicio de estimación de carteras eficientes (y que no mostramos en este documento por falta de espacio), nos ha permitido destacar tres aspectos muy relevantes para alcanzar un mix de generación de electricidad menos contaminante.

En primer lugar, destacamos la importancia de internalizar el coste de generación de CO₂ como parte del coste de generación de electricidad. El desarrollo del mercado de emisiones y su extensión mundial generalizada ayudaría a cambiar el mix energético en la dirección de una tecnología menos contaminante. Sin embargo, destacamos que los actuales precios entre 15-25 euros/Tm.CO₂ son insuficientes para promover un cambio radical. Según nuestros cálculos, el precio debería alcanzar los 50-60 euros/Tm.CO₂ para comenzar a promover un cambio significativo hacia una tecnología energética sostenible.

El segundo aspecto tiene que ver con el problema de la intermitencia de las renovables. En muchos países, muchas tecnologías renovables son ya competitivas en términos de costes, pero su carácter intermitente (ejemplo, la eólica o la solar) hace que, con el fin de garantizar la seguridad del suministro, su cuota no pueda exceder de ciertos niveles (en torno al 30%-40%). Poder subir este margen, ampliaría el peso de participación de las renovables y facilitaría un mix más limpio. En este sentido, la solución pasa por mejorar y adaptar el diseño de las redes para poder integrarlas en la red (las llamadas *Smart Grids* pueden contribuir en este aspecto) y desarrollar tecnologías de almacenamiento de energía.

Por último, resaltamos un aspecto que tiene que ver con el factor descuento asociado a cada inversión. Este factor está asociado al rendimiento exigido por un inversor a largo plazo para invertir en una determinada planta. A mayor incertidumbre, mayor prima de riesgo y mayor es el factor de descuento (menor peso del futuro en la decisión presente). Pero, este factor afecta principalmente a las tecnologías más intensivas en inversión inicial, que son precisamente las más limpias (la mayoría de las renovables y las de captura y secuestro de carbono, así como las

nucleares). Por esto, una importante forma de incentivar un mix menos contaminante es favorecer la reducción del factor descuento y con ello dar un mayor peso al futuro. Varias son las vías (todas ellas complementarias) que tienen los gobiernos para favorecer este hecho, sobre las cuáles realizamos una breve reflexión.

En primer lugar es importante definir con claridad un marco energético/medioambiental lo más transparente y estable para los próximos 20-30 años (el *horizonte de inversión de las plantas*). Para ello hay que establecer señales de política muy claras, como pueden ser el plan 20/20/20, el acuerdo reciente del G8 en Italia para reducir a la mitad la emisiones de GHG, enfatizar el funcionamiento del mercado de emisiones, etc. Pero estas señales generales no sirven si no se concretan en medidas que, por ejemplo, desarrollen el mercado de emisiones (la Tercera fase entra en 2012), delimiten la política nuclear o diseñen un marco regulatorio para las renovables de largo plazo.

En segundo lugar, también ayudaría el establecimiento de políticas directas para reducir el riesgo de inversión. Con carácter nacional, podrían establecerse mecanismos de garantías crediticias para reducir el riesgo de impago que permitirían igualar las oportunidades de todas las tecnologías. Por ejemplo, en EEUU se ha aprobado recientemente ayudas de 100 billones de dólares en garantías crediticias para el sector energético; además se está debatiendo la creación del '*Clean Energy Deployment Bank*'. En el ámbito internacional, instituciones como el Banco Mundial, el BID, o los Bancos de Desarrollo en Asia y África, podrían tomar la iniciativa en estos sistemas de ayudas en las economías en vías de desarrollo.

Referencias

- Albrecht, J. (2007). The future role of photovoltaics: A learning curve versus portfolio perspective, *Energy Policy*, Vol. 35, pp. 2296-2304.
- Awerbuch, S. and M. Berger (2003). Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy-making, IEA/EET, Paris. Available from <http://www.iea.org/textbase/papers/2003/port.pdf>.
- Awerbuch, S. and S. Yang (2007). Efficient electricity generating portfolios for Europe: maximising energy security and climate change mitigations, *EIB papers*, Vol. 2, pp. 8-37.
- IEA (2005). Projected Costs of Generating Electricity, 2005 update. International Energy Agency.
- IEA (2010). Projected Costs of Generating Electricity, 2010 update. International Energy Agency.
- Feretic, D. and Tomsic, Z. (2005). Probabilistic analysis of electrical energy costs comparing production costs for gas, coal and nuclear power plants. *Energy Policy*, vol.33, nº 1, p5-13.
- Gotham, D., Muthuraman, K., Preckel, P., Rardin, R. and Ruangpattana, S. (2009). A load factor based mean-variance analysis for fuel diversification, *Energy Economics*, Vol. 31, pp. 249-256.
- Luenberger, D.G. (1998). *Investment Science*. Oxford University Press, Oxford.
- Markowitz, H.M. (1952). Portfolio selection. *Journal of Finance* 7 (1), 77-91.
- Marrero, G.A. and F.J. Ramos-Real (2010). Electricity generation cost in isolated system: the complementarities of natural gas and renewables in the Canary Islands, WP FEDEA 2010-17.
- Muñoz, J. I., Sánchez de la Nieta, A., Contreras, A. and Bernal-Agustín J. L. (2009). Optimal investment portfolio in renewable energy: The Spanish case, *Energy Policy* 37, pp. 5273-5284.

- The Royal Academy of Engineering (2004). The Costs of Generating Electricity, The Royal Academy of Engineering, London (2004) Available from http://www.raeng.org.uk/news/publications/list/reports/Cost_of_Generating_Electricity.pdf.
- Wiser, R., Bachrach, D., Bolinger, M. and W. Golove (2004). Comparing the risk profiles of renewable and natural gas-fired electricity contracts. Renewable & Sustainable Energy Reviews 8, pp. 335–36.