

**RESUMEN DEL TRABAJO:**

**LA INTRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL EN CANARIAS PARA LA  
PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD. EFECTOS ECONÓMICOS,  
MEDIOAMBIENTALES Y ESTRATÉGICOS**

**Gustavo A. Marrero Díaz y Francisco Javier Ramos-Real**

**[gmarrero@ull.es](mailto:gmarrero@ull.es); [frramos@ull.es](mailto:frramos@ull.es)**

**Diciembre 2009**

Departamento de Análisis Económico (ULL), Programa de Investigación Focus-  
Abengoa-Fedea e Instituto de Desarrollo Regional (ULL)

## **1.- INTRODUCCION**

El crecimiento poblacional y económico ha contribuido al espectacular aumento de la demanda de energía eléctrica que hemos registrado en las últimas décadas en Canarias. Por otro lado, las previsiones indican que seguirá creciendo a pesar del estancamiento coyuntural producido por la actual crisis económica. Para poder atender las necesidades de consumo eléctrico es necesario planificar y desarrollar el sistema eléctrico de las islas a partir de la construcción de nuevas plantas eléctricas. Para ello se debe considerar una capacidad instalada que atienda la demanda de electricidad en hora base y en punta. De momento, la tecnología de base del sistema se seguirá sustentando en los combustibles fósiles (fuel-oil, diesel-oil y gas). En el caso de Canarias, la nuclear y las centrales de carbón no son factibles desde un punto de vista técnico, de espacio y de impacto medioambiental.

El objetivo de este artículo es evaluar los efectos de la introducción del gas natural en el sistema energético canario. Las tecnologías que consideramos son las restringidas a las posibilidades y la realidad energética de Canarias. En este sentido, la introducción del Gas Natural se presenta como alternativa a la energía de base de los dos grandes sistemas insulares de Tenerife y Gran Canaria que, actualmente se cubre mayoritariamente con fuel-oil. Por lo tanto, la comparación relevante se produce entre plantas de generación de electricidad que usen fuel-oil y las que usen Gas Natural Licuado (GNL).<sup>1</sup> Además de estas dos tecnologías, y como tecnologías complementarias a las fósiles, la inclusión de las renovables tiene un alto interés, no solamente medioambiental, sino también de diversidad del suministro y del riesgo e, incluso, de reducción del coste medio de generación de energía eléctrica.

Para alcanzar nuestro objetivo se ha estructurado el trabajo de la siguiente forma. El objetivo del capítulo 2 es mostrar una panorámica de la importancia del Gas Natural como fuente de energía primaria y la evolución del mercado mundial, haciendo especial mención al caso español. Se analiza también la situación energética actual de nuestro archipiélago en el marco de la situación de España y la Unión Europea y se valora el efecto sobre el nivel de emisiones de CO<sub>2</sub> si se introducen las medidas contempladas en el PECAN 2006. En el capítulo 3 se realiza la comparación de los costes de las diferentes tecnologías factibles en nuestro sistema eléctrico. En este estudio evaluaremos económicamente la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> que esta actuación conlleva. Para considerar la incertidumbre realizamos un experimento de Monte Carlo, el cual nos permite realizar un análisis probabilístico de los resultados. En este mismo capítulo consideramos el mix energético de generación de electricidad (la cartera energética), en lugar de tecnología aisladas. En él realizamos un análisis conjunto sobre los costes medios de generación de electricidad y el riesgo de los costes, que está medido por la variabilidad (varianza) de los mismos. El trabajo finaliza con el capítulo 4 de resumen y conclusiones.

## **2.- DIVERSIFICACIÓN ENERGÉTICA Y MERCADO DEL GAS NATURAL. EL CASO CANARIO**

El Gas Natural es un factor fundamental para hacer frente a la creciente demanda de energía en el mundo, especialmente para la generación de electricidad y, debido a su bajo contenido de CO<sub>2</sub>, un factor importante para los objetivos del cambio climático. Entre las alternativas energéticas el gas es reconocido como una energía noble por su eficiencia, limpieza y precios competitivos con un coeficiente reservas/producción de 60 años desde 1983.

---

<sup>1</sup> Debido a las especificidades de Canarias, la alternativa de traer gas por medio de gaseoductos no es económicamente viable, por lo que sólo tratamos en este trabajo las centrales de gas que usen GNL.

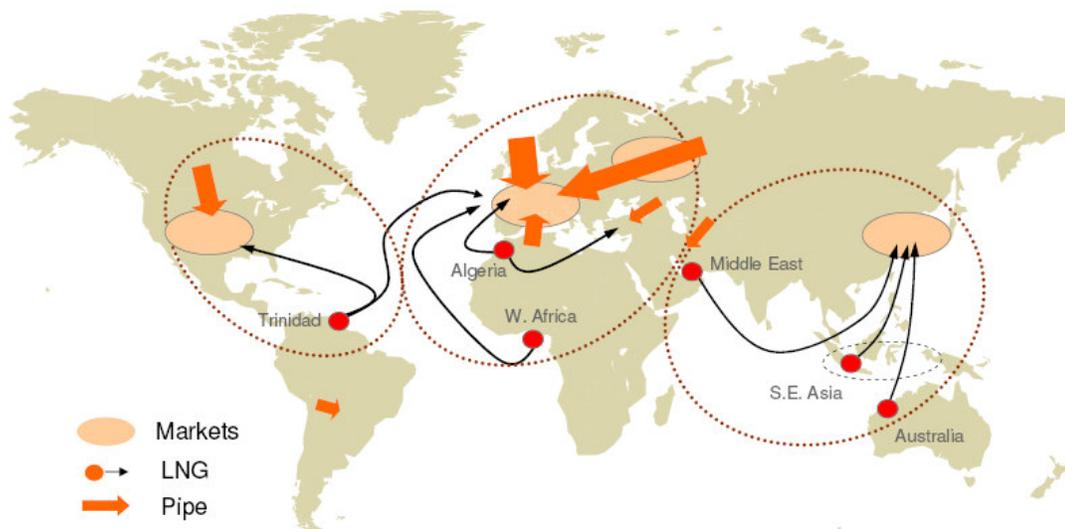
## 2.1.- El mercado del Gas Natural

Como señala Jensen (2003) o más recientemente Aune et al. (2009), la globalización del comercio del Gas es fundamental para garantizar la seguridad del suministro y la estabilidad de los mercados a largo plazo; el florecimiento del comercio de GNL ha supuesto una mayor interconexión de los mercados de gas a través de los mercados spot y de medio plazo que permiten flexibilizar los mercados y hacer más competitivos los precios en el futuro. El Gas Natural se ha consolidado como una importante fuente energética en España; en 2008 representaba el 24% de la energía primaria. En 1985 esta cifra era únicamente de un 2%, lo que da una idea del crecimiento de esta fuente de energía en España y su importancia, no sólo desde el punto de vista medioambiental, sino también como factor de competitividad de las empresas españolas.

El ratio mundial de reservas probadas sobre el consumo registrado es en 2007 de 61,6 años. En la actualidad este ratio es superior al correspondiente al petróleo. El gas natural supone en la actualidad aproximadamente un 20,7% de la energía primaria consumida en el planeta. El crecimiento de la demanda de gas natural fue en 2007 un 4,5% en la OCDE mientras que el de la demanda total de energía sólo fue del 1%. Este crecimiento fue aún mayor para los países no pertenecientes a la OCDE y no ha sido incompatible con el gran desarrollo de las energías renovables.

En el año 2007, el volumen de gas natural comercializado en forma gaseosa supuso aproximadamente el 75% de las exportaciones a nivel internacional, frente al 25% del comercio mundial en forma de GNL. Los países con un mayor volumen de exportaciones son la Federación Rusa, con el 25,0% del total, Canadá, con el 11,9%, y Noruega, con el 9,5%. Cabe destacar, en el caso europeo, el elevado volumen de importaciones procedentes de Rusia, así como de Noruega, ambos por gasoducto; y de Argelia, tanto por gasoducto como en forma de GNL. En el gráfico 1 se pueden apreciar los principales flujos de comercio de gas en la actualidad (2007), tanto en su forma gaseosa como licuada. Se observa el gran peso del mercado europeo en el mercado mundial.

**GRAFICO 1. Principales flujos de comercio del gas en 2007**

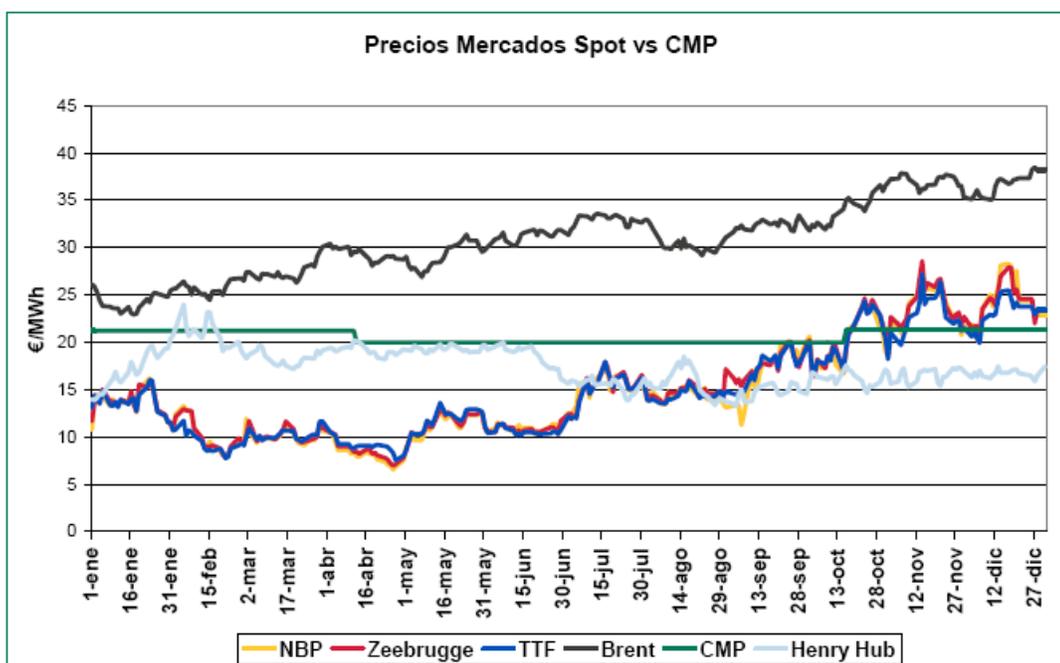


Source: BG Group (2007)

El sector del gas natural en España se caracteriza por haber sufrido un continuado y fuerte desarrollo durante los últimos años, alcanzando porcentajes de crecimiento en la demanda sensiblemente superiores al crecimiento global de la demanda energética. La demanda total de gas natural fue de 34.783 Ktep en 2008 con un aumento del 10,1% respecto a 2007, alcanzando su peso en el consumo total de energía un 24,5%, destacando el incremento de su uso en generación eléctrica en las nuevas centrales de ciclo combinado, así como en cogeneración.

Entre enero y mayo de 2009, la demanda del mercado gasista nacional presenta un descenso del 16,7% respecto al mismo período del pasado año, principalmente motivado por el descenso del 27,0% en la demanda para el sector eléctrico. La reducción más importante se produce en las importaciones de GNL de Nigeria. Las importaciones de gas natural, en forma de gas natural licuado (GNL) y de gas natural (GN) a través de los gasoductos de conexión internacional, alcanzaron en lo que va del año 164.480 GWh, lo que supone una disminución del 17,7% respecto del mismo periodo del año anterior. El 74% de las importaciones se realiza en forma de GNL en lo que va de año. La peculiaridad del sistema de gas español, en comparación con otros países europeos, es la elevada dependencia de las importaciones y el elevado protagonismo de las plantas de regasificación en el aprovisionamiento.<sup>2</sup>

**Gráfico 2. Evolución del precio del gas (en €/MWh) en algunos puntos de interconexión europeos en comparación con el coste de la materia. Año 2007**



Fuente: Platts, Ordenes ECO/ITC

<sup>2</sup> En la actualidad España se sitúa entre los cuatro primeros países del mundo como destino de buques metaneros y se mantiene como líder europeo con 6 de las 14 plantas de regasificación actualmente en operación en la UE. Las 6 plantas disponibles en el sistema<sup>2</sup> permiten una gran diversificación de las fuentes de aprovisionamiento y así, en el ejercicio 2008 se importa gas procedente de 10 orígenes diferentes, lo que hace que España tenga una posición privilegiada en cuanto a seguridad del suministro.

En el mercado mundial actual está afianzándose el comercio de gas a través de los denominados *hubs*, que se crean a partir de una concentración o centralización de operaciones comerciales relacionadas con el gas natural en una localización física. Los mercados spot de gas del Reino Unido, Bélgica y Holanda, fuertemente interconectados, muestran una notable convergencia de precios. Sin embargo, estos precios de mercado spot parecen tener poco impacto en el resto del continente (Francia, Alemania), donde los precios se forman a partir de contratos a largo plazo con las compañías de los países productores (Gazprom, Sonatrach y Statoil), ligados a la evolución de los precios de una cesta de productos petrolíferos.

Así ocurre también con la evolución del Coste de Materia Prima (CMP) en España, que es el índice utilizado en el cálculo de las tarifas de gas reguladas. En la fórmula que rige la evolución del CMP en España, la revalorización del euro frente al dólar compensa en gran medida los incrementos en el precio del crudo. A partir del 1 de enero de 2008 el CMP en España experimenta una subida del 2,79%. En el gráfico 2 se representa la evolución del precio del gas natural en el sistema español, comparado con el precio del gas en hubs internacionales, tanto de mercados spot como de futuros.

## **2.2. - Política Energética, diversificación y seguridad del abastecimiento. El caso canario**

Como indica Iranzo (2008), la seguridad y la vulnerabilidad energética son los pilares que guían la política energética en la Unión Europea tal como se plasma en el Libro Verde de la Energía de 2006. La UE se muestra como una de las áreas económicas más activas en la toma de medidas para combatir las emisiones de gases de efecto invernadero. Estas medidas se derivan de la firma de determinados acuerdos de carácter internacional. Entre estos acuerdos, además de ratificar el protocolo de Kyoto en 2002, destaca el acuerdo de diciembre de 2008 (el plan 20/20/20). En este plan enfatiza el papel que tiene el cambio del modelo energético como medio para alcanzar objetivos de carácter medioambiental. Entre otras medidas, para el horizonte de 2020, se establece el propósito de reducir en un 20% el consumo energético primario y de aumentar hasta un 20% el peso de las energías renovables en el consumo energético primario.

Las políticas energéticas de la UE se trasladan a España y a la Comunidad de Canarias en forma de planes y decretos con el objetivo, entre otros, de reducir las emisiones. Por ejemplo, en España, el Plan Nacional de Asignaciones de Derechos de Emisión 2005-2007 (RD 1866/44 de 6 de septiembre) determina los esfuerzos que han de realizar los diferentes sectores económicos en España para cumplir con la limitación del Protocolo especificados para cada país en la Directiva 2003/87 CE. En el caso de Canarias, la política energética persigue los mismos objetivos que los del espacio europeo, debiendo añadir singularidades específicas del sector energético en Canarias.

La Política Energética del archipiélago se ha plasmado en el Plan Energético de Canarias 2006 (PECAN 2006). El objetivo principal del Pecan 2006 es garantizar la existencia de un sistema energético en Canarias con calidad y cantidad suficiente para atender la creciente demanda al menor coste posible. Este sistema energético debe cumplir la premisa de sostenibilidad, con el máximo respeto a los criterios medioambientales.

La creciente participación del gas natural en la generación de electricidad en centrales eléctricas de ciclo combinado permitirá, junto a la mayor diversificación de las fuentes energéticas utilizadas, la obtención de importantes economías a través de un rendimiento más elevado, así como de una disminución notoria de los niveles de contaminación. El uso del gas natural propuesto en el PECAN 2006 supondría llegar a un 20% en el balance de energía primaria en el año 2015, lo que representa aproximadamente un 70% de la producción térmica de electricidad en régimen ordinario, equivalente a un 40,5% sobre el total de producción eléctrica neta.

El Gobierno de Canarias, a través de la Agencia Canaria de Desarrollo Sostenible y de Lucha contra el Cambio Climático, ha elaborado la Estrategia Canaria de lucha contra el Cambio Climático centrada en el Plan de Mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero en

Canarias. La elección del período de referencia 2008-2015 refleja, de una parte, los dilatados plazos de algunas actuaciones para poder hacer notar sus efectos y, de otra, un carácter práctico, cual es la coincidencia temporal con el escenario de futuro cubierto por el Plan Energético de Canarias (PECAN 2006), ya que el sector energético es responsable de más del 90% de las emisiones actuales de GEI en Canarias.

Para el sector de la energía los objetivos de reducción de GEI se miden en relación al escenario tendencial de consumo energético previsto en el PECAN 2006. Estas reducciones son de 2.376.Gg de CO2 Eq. en el año 2010 y de 5.444.Gg de CO2 Eq. en el año 2015. Estas cantidades asignadas al sector energético corresponden al 90% del total de la reducción prevista en el global del Plan de Mitigación. En la tabla 1 se desarrollan de forma más exhaustiva, para el sector energético los objetivos sectoriales de reducción de emisiones totales anuales de GEI de la ECLCC sobre valores tendenciales. Las medidas relacionadas con la transformación de electricidad suponen el 60% del objetivo propuesto, destacando el peso de la implantación del gas natural (18% del total) y las energías renovables (27,5%).

**Tabla 1**

Tabla 4. Sector Energético Objetivos sectoriales de Reducción de emisiones totales anuales de GEI<sup>30</sup> de la ECLCC sobre valores tendenciales.

Código	Medida	2010/2005	%	2015/2005	%
		Gg		Gg	
	<b>Transformación de la energía</b>	<b>1.230</b>		<b>3.050</b>	
MLEN.001	Sustitución de fuel-oil por gas natural en generación eléctrica	300		1.000	
MLEN.002	Aumento de la producción con fuentes renovables	700		1.500	
MLEN.003	Mejora rendimiento equipos generadores ENDESA-UNELCO	150		400	
MLEN.004	Reducción de las pérdidas de transporte y distribución	50		100	
MLEN.005	Mejora del rendimiento de los equipos de CEPSA	30		50	
	<b>Fomento del uso de los biocombustibles</b>	<b>220</b>		<b>290</b>	
	<b>Uso Racional de la Energía (URE) y Sector de Transporte</b>	<b>896</b>		<b>1964</b>	
	<b>Uso Racional del Agua.</b>	<b>30</b>		<b>140</b>	
	<b>Total</b>	<b>2.376,0</b>	<b>16</b>	<b>5.444,0</b>	<b>32</b>

Fuente: Gobierno de Canarias

Podemos destacar que, de no cumplirse el ahorro de emisiones que la introducción del Gas Natural aporta en el Plan de Mitigación en el año 2015, el aumento de las emisiones sobre 1990 sería de un 36%. Esta cifra supone 14 puntos porcentuales más que lo previsto en el conjunto de medidas de este plan (22%), lo que se aleja sustancialmente del objetivo del 15% permitido para España. Estas cifras son muy similares a las de otro estudio realizado para Canarias a partir de extrapolar la experiencia de la Unión Europea<sup>3</sup>

<sup>3</sup> Basándonos en el trabajo de Marrero (2009), se estima que de cumplirse lo propuesto por el PECAN, que supone un 20% gas y un 8% de renovables en energía primaria, implicaría una reducción de las emisiones de CO2 por habitante en un 23%. De cumplirse únicamente con el objetivo de las renovables y no hacerlo con el gas, la reducción sería de 16%; 7 puntos menos. Este 7 % supone (sin corregir por efecto población) un ahorro de 950 Gg de CO2 (miles de Tm), resultado que es coherente con el objetivo del plan de Mitigación, que estima una reducción de 900 Gg por la introducción del gas en Canarias.

### 3.- COSTES, FRONTERA ENERGÉTICA EFICIENTE Y EVALUACIÓN DEL MIX ENERGÉTICO EN CANARIAS

En esta tercera parte del artículo nos centraremos en los costes de generación de electricidad en Canarias. Existen algunos trabajos previos sobre el cálculo de los costes de generación en Canarias para tecnologías fósiles como Ramos-Real y Afonso (2005) o Ramos-Real et al. (2007).<sup>4</sup> Sin embargo, en este trabajo ampliamos el estudio a diferentes tecnologías y con datos actualizados. Consideraremos las principales tecnologías existentes en Canarias, que son las plantas de fuel-oil, la de diesel, la eólica on-shore y la fotovoltaica, y la única alternativa factible a corto plazo que son las plantas de Gas Natural de ciclo combinado.

Fundamentalmente, existen dos aspectos de los costes que les interesan al gestor energético y a los agentes económicos en general. El primero son los costes medios. Pero también hay una dimensión de los costes que es muy relevante y que se suele dejar de lado en este tipo de estudios, que es el relacionado con la incertidumbre o la volatilidad de la evolución futura de los costes.<sup>5</sup> Los agentes económicos son aversos a las fluctuaciones y prefieren claramente el segundo escenario al primero. A esta volatilidad futura nos referiremos como riesgo en esta parte del artículo, el cual no es el mismo que el riesgo de suministro, aunque sí están relacionados.

Esta doble dimensión de los costes (coste medio y riesgo) la estudiaremos de manera individual pero también en el total del mix energético, para poder evaluar así el mix energético actual en Canarias y analizar y cuantificar la dirección en que puede mejorar en estas dos dimensiones.

#### 3.1.- Los costes medios

La definición de coste medio que se utiliza y calcula en la literatura relacionada, hace referencia a un coste promedio anual de producción de electricidad a lo largo de toda la vida útil de la planta, expresados en valor presente (2008 en nuestro caso), normalmente valorado en céntimos de euro por kWh producido<sup>6</sup>.

El coste medio se calcula como el valor presente de los flujos de costes generados a lo largo de la vida de la planta ( $C_t$ , para cada período de tiempo  $t$ ), dividida por el valor presente de la producción energética de la planta ( $X_t$ , para cada período de tiempo  $t$ ). La expresión es la siguiente:

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

donde  $r$  es el factor descuento aplicado,  $T$  es el número de años de la vida útil de la planta, y hemos supuesto que el flujo de costes y de producción pueda variar a lo largo de la vida de la planta.

---

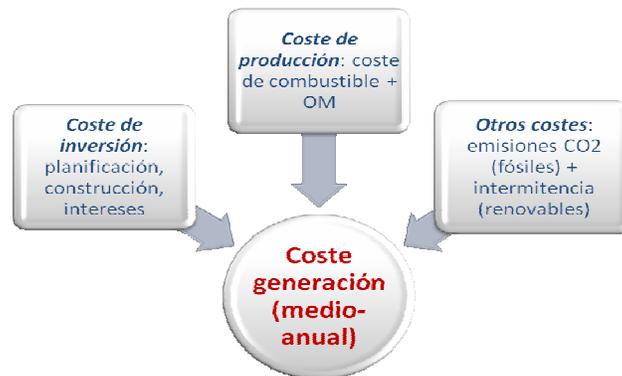
<sup>4</sup>Véase Sims et al. (2003) para una comparativa general de los costes en emisiones entre tecnologías fósiles, la energía nuclear y las renovables.

<sup>5</sup> En este sentido, no es lo mismo que los costes medios de una tecnología sea de 10 cents euro/kWh y que tengamos una incertidumbre futura acerca de su fluctuación de más/menos 5 euros, que la incertidumbre sea de más/menos 1 euro.

<sup>6</sup> Véase el informe de la IEA (2005) para una explicación en detalle de la metodología de cálculo de los costes medios usados en el artículo.

Como se muestra en el gráfico 3, existen distintos tipos de costes, cuya magnitud dependerá de cada tecnología considerada. En primer lugar tenemos los costes de inversión o de capital, que hacen referencia al total de costes de planificación y ejecución y el pago de intereses de la inversión o su coste de oportunidad. En segundo lugar están los costes de producción, que básicamente son el coste de combustible (en caso de ser necesario) y los costes de operación y mantenimiento (OM), que pueden ser fijos o variables. En tercer lugar también consideraremos otros costes, como son los de generación de emisiones (que se imputarán a las tecnologías fósiles) y los costes de intermitencia o de interrumpibilidad, que se imputarán a las renovables con una cuota de mercado relevante (superior al 15% aproximadamente).

**Gráfico 3**



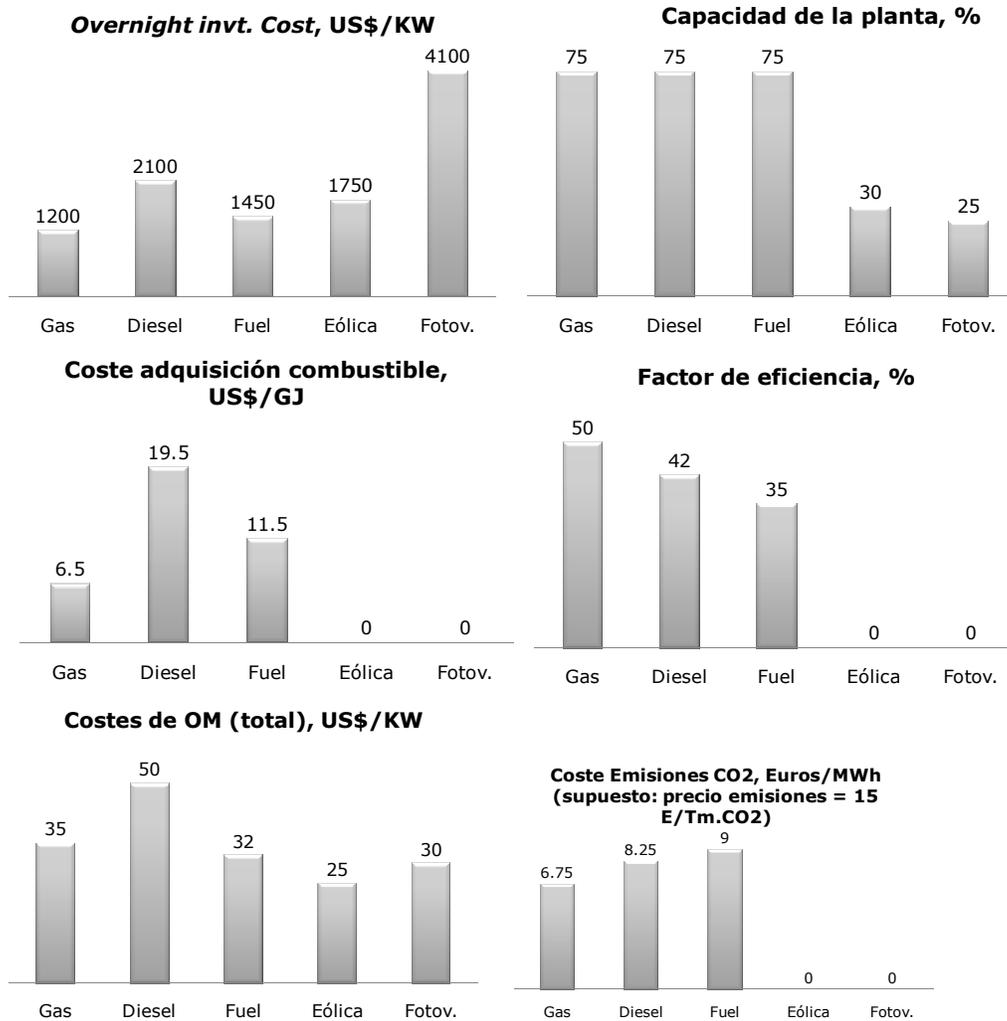
Estimar y predecir estos costes no es tarea fácil, ya que básicamente no disponemos de series históricas y la información publicada es escasa. Lo que sí se conoce es la relación que existe entre estos tipos de costes con una serie de parámetros claves sobre los cuales sí disponemos de información, y cuyos valores dependen de la tecnología, el tamaño de las plantas y de otras condiciones propias de la economía que estamos analizando. En el Apéndice 1 mostramos la relación exacta entre estos parámetros y cada tipo de costes. La información de estos parámetros la hemos obtenido de IEA (2005), de RAE (2004), del Ministerio de Industria español y de conversaciones con expertos en la materia, lo que nos ha permitido adaptar estos valores al caso de Canarias. ¿De qué tipo de parámetros estamos hablando? Los gráficos siguientes muestran unos valores promedios y representativos de estos parámetros para las cinco tecnologías consideradas en Canarias.

Comenzaremos por los parámetros que afectan al coste de inversión (ver apéndice 1 para el cálculo exacto de cada componente). En primer lugar, y el más importante, es el que se conoce como el *overnight investment cost*, que se refiere al desembolso total de la inversión (gastos de construcción y planificación) expresado en valor presente. Para las distintas tecnologías analizadas, destacamos que el desembolso de una planta fotovoltaica es más del doble (unos 4 mil dólares/KW), seguido de las plantas de diesel, de la eólica, la de fuel y las de CC de gas, que es la más barata según este parámetro.

Pero para calcular el coste de inversión por KWh también es muy importante lo que se conoce como la capacidad productiva de uso de la planta (el factor de carga). Este parámetro constituye una de las grandes diferencias que tienen aún las plantas basadas en energías fósiles respecto a las de energía renovables. El factor de carga de las primeras rondan el 75% en Canarias (en la Península y resto Europa es del 85% de media), mientras que la capacidad de las segundas están entre el 25% y el 30% de media. Para el cálculo de este coste de inversión también son importantes el tiempo de construcción de la planta, que va desde un año para la fotovoltaica a los 2-3 de la de fuel, la de diesel y la de CC de gas; la vida útil de la planta, que va desde los 20-25 años para la eólica o la fotovoltaica a los 25-30 de las otras; y el factor descuento, que va del 5% al 10% para todas las plantas. Con relación a los parámetros que afectan al coste de

combustible (también expresado en cents. de euro/KWh), además de la vida útil de la planta, el factor de carga y el factor descuento, hay tres parámetros claves. En primer lugar, el más importante, está el coste de adquisición actual del combustible, en el que se incluye el coste de la materia prima, el transporte, los fletes, el refinado para el fuel-oil y el diesel o la regasificación para el gas. Para las renovables este coste es cero. Pero destacamos en el gráfico que las diferencias entre el coste del combustible entre las distintas energías fósiles es muy destacado: el coste de adquisición del fuel-oil casi duplica al del gas y el del diesel casi lo triplica.

**Gráfico 4**



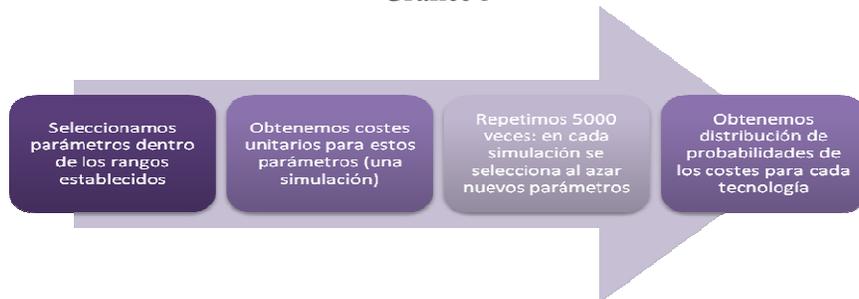
El segundo parámetro importante es la tasa de crecimiento esperado de la adquisición del combustible durante la vida útil de la planta, que asumimos se coloque en el rango del 0-3% anual para los tres combustibles considerados. Y por último, tenemos el factor de eficiencia del combustible, que representa el porcentaje de Toneladas equivalentes de petróleo que terminan siendo utilizadas para consumo final, el cual también difiere entre las tecnologías fósiles. Como se aprecia en el gráfico 4, la eficiencia del gas por CC es del 50%, mientras que el del diesel es inferior al 45% y el del fuel al 40%.



Con relación al coste total de OM (considerando el fijo y el variable expresado en términos de KWh), tenemos que el diesel es el más costoso, seguido del fuel y el gas. Para las renovables estos costes son más reducidos, aunque en Canarias, debido a aspectos climáticos (la calima, el polvo en suspensión, etc.), son más elevados que en otros lugares y se aproxima a los de las plantas de energías fósiles.

Por último tenemos los costes de emisiones de CO<sub>2</sub>, con lo que se intenta internalizar el coste social de las emisiones en los costes privados. Este coste se calcula como el precio de las toneladas de emisiones, que es común a todos y se determina en el mercado de emisiones a nivel europeo. Actualmente está sobre los 15-20 euros/TM de CO<sub>2</sub> (las previsiones es que este coste suba por encima de los niveles actuales) multiplicado por el factor de emisiones de cada tecnología, que es en torno a los 0,40-0,45 Tm de CO<sub>2</sub> por KWh para el CC de gas, entre 0,55-0,60 para el fuel-oil y entre 0,50-0,55 para el diesel. Por este motivo, tal y como muestra el gráfico 4, el mayor coste de CO<sub>2</sub> lo asume las plantas de fuel-oil y el menor las de CC de gas. Por último tenemos el coste de interrumpibilidad que sólo lo suponemos para la eólica, ya que es la única tecnología entre las renovables que se prevé que tenga un grado de penetración superior al 15% en los próximos años; este coste se estima sobre los 15-20 Euros/MWh (iea, 2005).

**Gráfico 5**



En realidad, nuestra información sobre estos parámetros no es exacta. Disponemos de un rango de valores, unos más probables que otros. Así, para calcular el coste medio realizamos un experimento de Monte Carlo, cuyo procedimiento está resumido en el gráfico 5. Este experimento ya utilizado en algunos trabajos similares como Feretic y Tomsic (2005), consiste en seleccionar de manera aleatoria un conjunto de estos parámetros (entre los factibles) y calcular un valor de los costes, y repetir este ejercicio un número amplio de veces (5000 en nuestro caso). Así, obtendremos una distribución de probabilidad de los costes en lugar de un valor puntual.

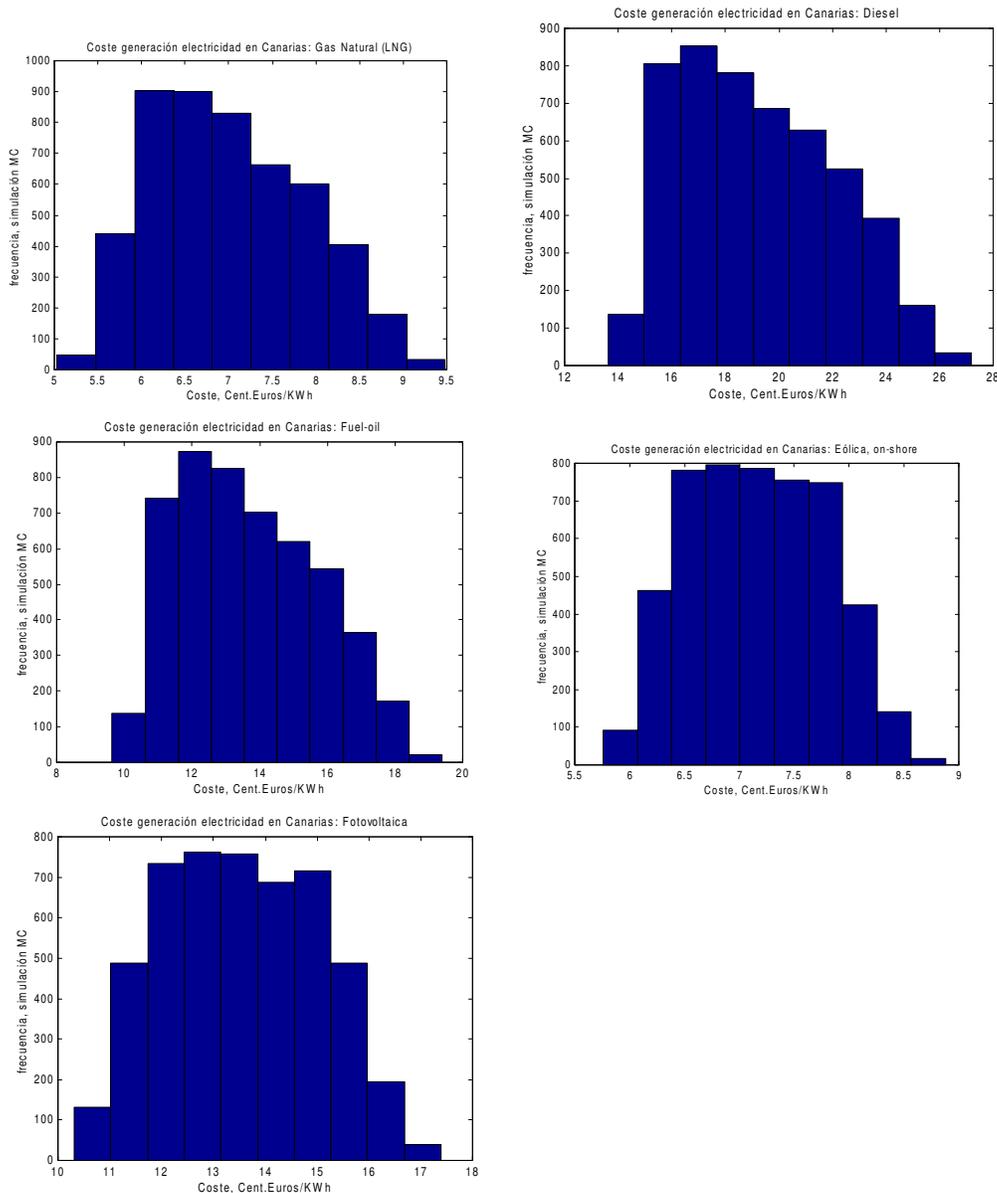
Para cada tecnología considerada, estas distribuciones de probabilidad están resumidas en los siguientes histogramas de frecuencia (gráfico 6). Según el histograma del gas, en los casos más desfavorables (y que son muy poco probables), el coste podría llegar a ser de 9,5 cents. euro/KWh; en los más favorables (que también son muy poco probables) el coste estaría sobre los 5,5 cents. euro/KWh. Por su parte, lo más frecuente es que el coste esté en torno a los 7 cents. euro/KWh. Además, considerando los percentiles 5 y 95 de la distribución, el coste de generación eléctrica con gas CC rondaría los 5,75-8,5 cents. euro/KWh.

Para las plantas de fuel-oil estos rangos estarían entre los 10 y 17, con una media de algo más de 13 euros cents. euro/KWh. Nótese además que el percentil 95 del gas se mantiene incluso por debajo del percentil 5 del fuel. El diesel es aún más caro; en realidad es el más caro de todos, incluso más que la fotovoltaica, y su coste está en el rango de los 15 y 24 cents. Euro/KWh, con 19 de valor medio. La eólica es la única cuyos costes se pueden asemejar hoy en día al CC de

gas. Su coste estaría comprendido entre los 6 y los 8 cents. Euro/ KWh, con un coste medio de 7,2; por último, la fotovoltaica ronda entre los 11 y los 16, con un coste medio de 13,5<sup>7</sup>.

La Tabla 2 Muestra los valores medios y los percentiles 5 y 95 para cada tecnología. La Tabla 3 muestra los resultados de costes distinguiendo por cada tipo de costes. Sin entrar mucho en detalle, destacamos que las plantas de CC de gas presentan en todas las categorías (incluida en la de emisiones) unos costes significativamente inferiores que los de las plantas de diesel y de fuel-oil. Además, también destacamos que las estructuras de los costes de las plantas basadas en energías fósiles difieren de manera notable de la de las plantas de energías renovables. Las primeras tienen a los costes de combustible como los más importantes, mientras que en las segundas es el coste de inversión el que supone el mayor porcentaje.

**Gráfico 6.- Histogramas de frecuencia de Costes de generación de electricidad**



<sup>7</sup> Los resultados de Ramos-Real et al. (2007) estiman valores similares ya que el coste del KWh generado a partir del Gas es un 40% inferior al del fueloil. En este caso es casi de un 50%.

**Tabla 2. Estimación de coste de generación eléctrica en Canarias por tipo de tecnología (cents. Euro/KWh)**

	<i>GAS</i>	<i>Diesel</i>	<i>Fuel-Oil</i>	<i>Eólica (on-shore)</i>	<i>Fotovoltaica</i>
Media	7.01	19.24	13.70	7.17	13.55
Percentil 95	8.54	24.21	17.26	8.16	15.94
Percentil 05	5.75	15.22	10.86	6.22	11.27
Estimación probabilística del 'bus bar levelized cost'; 5000 simulaciones de Monte Carlo					
Los costes incluyen los costes de emisiones de CO2 y los costes de intermitencia de la eólica					

**Tabla 3.**

*Estimación de los costes por tipo de tecnología y tipo de costes en Canarias, Cents. Euro/KWh*

	<i>GAS</i>	<i>Diesel</i>	<i>Fuel-Oil</i>	<i>Eólica (on-shore)</i>	<i>Fotovoltaica</i>
<b>costes de combustible</b>					
Media	4.5 (63%)	15.2 (80%)	10.7 (78%)	0.0	0.0
Percentil 95	6.2	20.5	14.4	0.0	0.0
Percentil 05	3.3	11.2	7.8	0.0	0.0
<b>costes de inversión</b>					
Media	1.3 (19%)	2.3 (12%)	1.5 (11%)	4.8 (67%)	12.8 (95%)
Percentil 95	2.0	4.0	2.6	5.8	15.2
Percentil 05	0.7	1.3	0.8	3.9	10.5
<b>costes de OM</b>					
Media	0.4 (6%)	0.6 (3%)	0.3 (3%)	0.6 (9%)	0.7 (5%)
Percentil 95	0.6	0.9	0.5	0.8	1.0
Percentil 05	0.2	0.4	0.2	0.4	0.5
<b>Otros costes (ej., interrumpibilidad de la eólica)</b>					
Media	0.0	0.0	0.0	1.8 (24%)	0.0
Percentil 95	0.0	0.0	0.0	2.4	0.0
Percentil 05	0.0	0.0	0.0	1.3	0.0
<b>Costes de emisiones de CO2</b>					
Media	0.86 (12%)	1.07 (5%)	1.17 (8%)	0.0	0.0
Percentil 95	1.3	1.8	1.9	0.0	0.0
Percentil 05	0.5	0.6	0.7	0.0	0.0

Estimación probabilística del 'bus bar levelized cost'; 5000 simulaciones

### 3.2. - Ahorros totales en costes anuales

Hagamos un simple ejercicio sobre cuál sería el ahorro en costes de generación de electricidad en Canarias por cambiar el mix energético existente actualmente. Vamos a calcular los ahorros de costes por introducir el Gas y alcanzar el objetivo de penetración del 30% de las renovables en generación. Tomamos como referencia el año 2015 por ser el que el PECAN 2006 considera como horizonte. Los ahorros son para ese año pero pueden servir como base para los demás años.

Supongamos que partimos de un sistema en el que el 74% de la electricidad se genera con fuel-oil, el 22,5% con diesel-oil y el 3,5% con eólica<sup>8</sup>. Esta relación no se aleja mucho de la actual oferta de electricidad en Canarias. A partir de estas proporciones y usando los costes promedio calculados anteriormente para estas tecnologías, el coste ponderado promedio para cada KWh de generado en Canarias sería de 14,72 céntimos de euro. Si tomamos como dato la energía

<sup>8</sup> Por simplificar suponemos que todas las renovables son de origen eólico.

puesta en red en el año 2007 (9.361 MWh), esto supone un coste total de unos 1.377,75 millones de Euros. Suponiendo los escenarios de aumento de la demanda propuestos por el PECAN, la energía puesta en red en 2015 sería de unos 11.231 MWh. Si mantenemos el mix considerado anteriormente, el coste total sería de 1.652,98 millones de euros.

Supongamos ahora la situación donde se cumplen los objetivos del PECAN 2006 que corresponden aproximadamente a: 22,5% de diesel, 30% eólica, fuel 7%<sup>9</sup> y gas 40,5%. Entonces el coste promedio sería de 10,28 céntimos de Euro y un el coste total alcanzaría la cifra de 1.154,3 millones de Euros. El ahorro total sería de 498,6 millones de euros, de los cuales, 304,3 (un 61%) corresponden a la sustitución del fuel-oil por gas y 194,4 a la eólica (39%). Del total de los 304,3 millones, aproximadamente 48 millones corresponden a la valoración de las emisiones de CO<sub>2</sub>. En definitiva, si el coste de la electricidad se pagara íntegramente por el consumidor canario, la no introducción del Gas supondría pagar un precio promedio un 26,3% más caro.

### **3.3.- La incertidumbre y el riesgo de los costes.**

Desde el punto de vista del productor, inversor o gestor energético, la incertidumbre o la volatilidad acerca de la evolución futura de los costes (lo que llamaremos riesgo en esta sección) es un aspecto muy importante a tener en cuenta. Esta volatilidad depende de muchos factores, como es la evolución futura del precio del petróleo, del gas, de los costes de OM, de la evolución del mercado de emisiones de CO<sub>2</sub>, de la regulación de las renovables, del tamaño de las plantas, del factor descuento, del monto total de la inversión, etc. Alguno de estos factores son comunes a algunas tecnologías, y otros son muy distintos. Por ejemplo, el riesgo que proviene del combustible y del mercado de emisiones será común para las plantas basadas en energías fósiles, mientras que el riesgo proveniente de la regulación y de los altos costes de inversión será algo común para las renovables.

En general, estimar estas varianzas (como medida del riesgo o volatilidad) es una tarea muy difícil. Al no tener series históricas de los costes ni procedimientos estadísticos de aproximación, hay que recurrir a procedimientos indirectos sobre los que no entramos en detalle en este artículo. Tomamos como referencia los resultados y la metodología de conocidos trabajos utilizados en la literatura para un mejor entendimiento de estos aspectos.

Con respecto a las varianzas de las tecnologías individuales destacamos lo siguiente. La varianza de los costes de las tecnologías basadas en fósiles son similares entre sí, y su volatilidad proviene básicamente de la volatilidad del coste del combustible. Por su parte, la volatilidad de los costes de las renovables es significativamente menor que la de las fósiles; son similares entre ellas y su riesgo proviene básicamente de su alto coste inversor y de la regulación.

En resumen, el gestor energético debe considerar la dimensión coste medio-riesgo. Sin embargo, centrarse en comparaciones entre tecnologías una a una no es lo más relevante ni realista. En realidad, lo relevante y útil es entender cómo cambia el coste medio y la variabilidad de los costes (el riesgo) en el mix energético, y analizar cuestiones como las siguientes: partiendo de un determinado mix energético (por ejemplo el actual en Canarias), ¿podemos reducir el coste medio y/o el riesgo, sin perjudicar a la otra dimensión? En el caso de que la respuesta a esta pregunta fuese afirmativa, el mix inicial sería ineficiente; por su parte, si la respuesta fuese negativa, el mix sería eficiente, ya que no podríamos mejorar en una dimensión de los costes sin perjudicar a la otra. Resaltamos que no vamos a hablar de optimalidad, ya que ello depende de las preferencias del gestor energético en términos de coste medio-riesgo. Para llevar a cabo este tipo de análisis y cuantificar la respuesta, necesitaremos estimar lo que se

---

<sup>9</sup> Por simplificar, se considera en esta categoría aproximadamente un 3% de cogeneración.

conoce como la frontera energética eficiente. Por motivos de espacio, daremos pocos detalles sobre los aspectos técnicos de cómo se estiman estas fronteras.<sup>10</sup>

### La frontera energética eficiente en Canarias y la evaluación del mix actual

Una cartera energética viene representada por el conjunto de todos los pesos de las distintas tecnologías que se usan para producir electricidad. Así, X1 es el porcentaje de producción energética usando gas, X2 usando diesel, X3 usando fuel, X4 usando eólica y X5 usando fotovoltaica. Estos pesos siempre han de sumar la unidad y están sujetos a ciertas restricciones derivadas de aspectos técnicos. Mientras que X1 y X3 consideramos que pueden estar entre cero y uno, X2 tendrá un límite inferior de 0,15 debido a la necesidad de uso de estas plantas en las islas pequeñas, mientras que la eólica y la fotovoltaica tendrán un límite de 0,30 y 0,10, respectivamente, por motivos de seguridad y estabilidad en el suministro eléctrico.

Dado estos pesos, el coste medio del mix energético se define como la media ponderada de los distintos costes individuales.

$$\overline{CC} = X_1 \cdot \overline{C}_1 + X_2 \cdot \overline{C}_2 + X_3 \cdot \overline{C}_3 + X_4 \cdot \overline{C}_4 + X_5 \cdot \overline{C}_5$$

En base al análisis de costes medios realizado anteriormente, cuanto mayor sean los pesos del gas y de la eólica (las más baratas), menor será el coste de la cartera energética. Pero este resultado no es tan evidente cuando miramos a la varianza de la cartera energética. Para entender mejor la expresión de la varianza de la cartera, supongamos sólo dos tecnologías (A y B).

$$Var(Mix) = X_1^2 Var(A) + X_2^2 Var(B) + 2 \cdot X_1 \cdot X_2 \cdot cov(A, B)$$

La varianza de la cartera energética depende de las varianzas individuales, ponderadas por sus pesos, pero también depende de cómo co-evolucionen sus costes. Así, cuanto menor sea la correlación existente entre los costes de A y B, menor será la varianza y el riesgo de la cartera energética. Nótese, por ejemplo, que si la correlación fuera muy negativa (cercana a -1), la varianza de la cartera energética podría ser casi cero.

Desafortunadamente para el gestor energético, en el caso de las tecnologías de generación de electricidad, las correlaciones de los costes no son negativas. Lo que tenemos son tecnologías con correlaciones muy altas (cercanas al máximo que es 1), que son básicamente entre las tecnologías derivadas de fuentes fósiles: en torno a 0,7-0,8 para el fuel-oil y el diesel, y algo menos, en torno a 0,5-0,6 entre el CC de gas y estas dos. Desde el punto de vista del riesgo en los costes, nos podemos referir a estas tecnologías como tecnologías sustitutivas. Por su parte, existen otras tecnologías (cuando comparamos cualquier fósil con una renovable) cuyas correlaciones de costes son muy bajas, entre 0,1-0,2. En este caso, podríamos referirnos de tecnologías complementarias. La idea es que tan sólo la combinación de tecnologías complementarias lograría reducir de manera significativa el riesgo de la cartera energética.

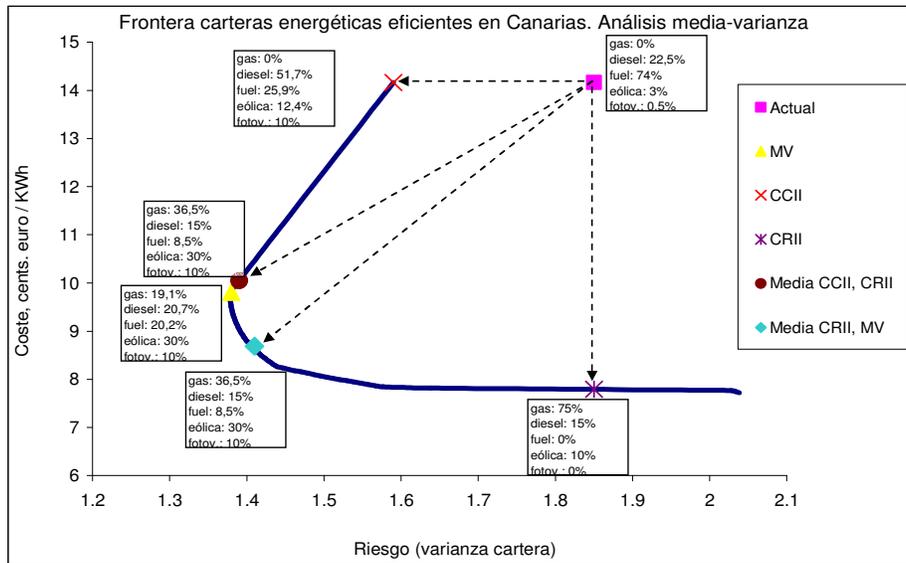
Entendido esto, se presenta la estimación de la frontera eficiente de generación de electricidad en Canarias, considerando las 5 tecnologías comentadas anteriormente y las restricciones en sus pesos. Para todas las combinaciones posibles de las distintas tecnologías, un *mix* de la frontera

---

<sup>10</sup> La teoría de carteras eficientes se basa en la teoría de media-varianza comúnmente aplicada en finanzas en la toma de decisiones de carteras de activos financieros. La referencia clásica de esta literatura es Markowitz (1952). Más recientemente, tenemos múltiples trabajos, como los de Seitz (1990) o Fabozzi et al (2002). Awerbuch ha aplicado esta metodología en muchas ocasiones al caso de generación de electricidad. Véase, entre otros, a Awerbuch (1993, 1995) o Awerbuch y Berger (2003).

minimiza el riesgo (varianza) para cada nivel de coste medio. Cada punto de la curva refleja un nivel de coste medio y de varianza asociado a un determinado mix energético. Nótese que estar a la izquierda de la curva sería infactible, mientras que estar a la derecha estaría asociado a un mix energético ineficiente. También, situarse por encima de lo que se llamaría la cartera de Mínima Varianza (MV) (representada por un triángulo claro en el gráfico 7) sería el resultado de una combinación ineficiente, ya que mediante una recombinación se conseguiría un menor coste medio a un mismo nivel de riesgo.

Gráfico 7



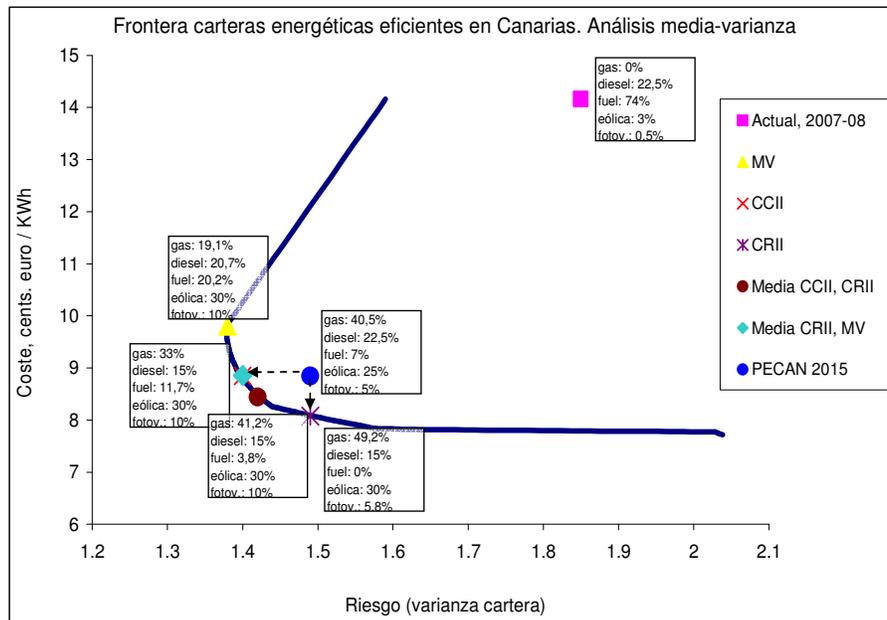
El mix actual en Canarias está aproximadamente constituido por un 0% de gas, un 22,5% de diesel, un 74% de fuel-oil, un 3% de eólica y un 0,5% de fotovoltaica. Está representado en el gráfico por un cuadrado. Vemos que esta cartera es altamente ineficiente al estar muy alejada de la frontera en ambas dimensiones (coste medio y riesgo). Su coste medio supera los 14 cents. de euro/KWh, mientras que su riesgo está próximo al máximo posible.

En este sentido, la cartera de mínima varianza propone una diversificación muy uniforme de las tres tecnologías fósiles (casi un 20% cada una), mientras que la eólica y la fotovoltaica se colocarían en sus cotas superiores (el 30% y 10%, respectivamente). La reducción de riesgo es sobre el 35% respecto a la inicial. Por su parte, la cartera de igual riesgo que la inicial (representado por una estrella sobre la frontera) también implicaría un cambio radical del mix inicial: el peso del gas pasaría a ser casi del 75%, el diesel se iría al mínimo factible (el 15%), el fuel al 0%, al igual que la fotovoltaica, mientras que la eólica se colocaría en el 10%. La reducción de costes respecto a la inicial es casi la mitad.

Cualquier posición ente esta cartera y al de MV mejoraría a la inicial en las dos dimensiones. Por ejemplo, tal y como está marcado en la gráfica con un rombo, una alternativa que mejoraría la cartera inicial en ambas dimensiones supondría casi un 37% de gas, un 15% de diesel, un 8% de fuel-oil, un 30% de eólica y un 10% de fotovoltaica. Usando este mix, la reducción de costes medios sería de casi un 40% y del riesgo de un 30% respecto a la inicial. Un hecho muy destacado es que esta cartera se asemeja bastante a la propuesta por el PECAN, que, aproximadamente es del 40% de gas, 25% de diesel, 8% de fuel, 25% de eólica y 5% de

fotovoltaica. De hecho, esta cartera está muy cerca a la frontera eficiente como se puede observar en el gráfico 8.

**Gráfico 8**



#### 4.- CONCLUSIONES

En este trabajo se ha analizado la introducción del gas natural en Canarias y las ventajas que puede suponer en términos económicos y de cumplimiento de los objetivos de la política energética. La política energética española se elabora con el propósito de reforzar los objetivos de garantía, fiabilidad y calidad del suministro eléctrico, así como de respeto al medio ambiente. También con la determinación de dar cumplimiento a los compromisos de España en el ámbito internacional que se derivan de nuestra pertenencia a la Unión Europea. Estos mismos objetivos están reflejados en el PECAN 2006.

La creciente participación del gas natural en la generación de electricidad en centrales eléctricas de ciclo combinado permitirá, junto a la mayor diversificación de las fuentes energéticas utilizadas, la obtención de importantes economías a través de un rendimiento más elevado, así como de una disminución notoria de los niveles de contaminación. El uso del gas natural propuesto en el PECAN 2006 supondría llegar a un 20% en el balance de energía primaria en el año 2015, lo que representa aproximadamente un 70% de la producción térmica de electricidad en régimen ordinario, equivalente a un 40,5% sobre el total de producción eléctrica neta. De esta forma, junto con el fomento de las renovables, pasamos de un 99,13% de dependencia de esta fuente a un 72%.

Por otro lado, de no cumplirse el ahorro de emisiones que la introducción del Gas Natural aporta en el Plan de Mitigación, el aumento de las emisiones en 2015 sobre 1990 sería de un 36%. Esta cifra supone 14 puntos porcentuales más que lo previsto en el conjunto de medidas de este plan (22%), lo que se aleja sustancialmente del objetivo del 15% permitido para España.

El gas es la tecnología más barata para generar electricidad, suponiendo casi un tercio del coste del diesel-oil y un poco más de la mitad del fuel-oil. Por lo tanto, es la tecnología fósil menos

costosa con un alto margen de diferencia. El alto precio de los derivados del petróleo respecto al gas, junto a su menor eficiencia, determina la gran diferencia del coste entre estas tres tecnologías. El ahorro total anual por la introducción del Gas Natural en 2015 sería de 304,3 millones de euros. Del total, aproximadamente 48 millones corresponden a la valoración de las emisiones de CO2. En definitiva, si el coste de la electricidad se pagara íntegramente por el consumidor canario, la no introducción del Gas supondría pagar un precio promedio un 26,3% más caro.

El actual mix energético en Canarias está concentrado en un 95% en fuel-oil y diesel. Demostramos que es altamente ineficiente en la doble dimensión coste medio-riesgo. Concluimos como introducir el gas en el actual mix energético reduce el coste medio significativamente, y en menor medida el riesgo. Por su parte, la diversificación con renovables permitirá reducir notablemente el riesgo y, en menor medida, el coste medio. En definitiva, una cartera compuesta por el 36% de gas, un 15% de diesel, un 9% de fuel-oil, un 30% de eólica y un 10% de fotovoltaica, permitirá reducir el riesgo en casi un 30% y el coste medio de generación de electricidad en casi un 40%. Esta cartera se asemeja mucho a la propuesta por el PECAN.

La complementariedad de esta fuente energética con las energías renovables permite reducir el riesgo en los costes. Las ganancias que para Canarias puede tener introducir el gas y cambiar el mix energético a un sistema gas-renovables, con apoyo de otras fósiles: menor coste medio, menores emisiones de CO2 y de otros contaminantes, menores fluctuaciones de costes y precios en el futuro, menor riesgo de suministro, mayor versatilidad para hacer frente a imprevistos en suministro eléctrico, menor dependencia del exterior y menor vulnerabilidad del exterior. Podemos concluir que la alternativa del gas como sustituto del petróleo y complemento de las renovables resultaría ser la opción más favorable desde el punto de vista de la diversificación y seguridad en el suministro así como desde el punto de vista económico y medioambiental.

Además, destacamos la posibilidad de otros beneficios sobre los que no hemos hablado en este artículo, y que están relacionados con los beneficios sociales en materia de empleo, de externalidades positivas hacia otros sectores económicos, etc. En cualquier caso, no parece que los posibles costes medioambientales y económicos necesarios para poder introducir el gas natural en Canarias puedan superar, ni siquiera creemos que se acerquen, a los beneficios que supondría su introducción en el archipiélago.



## Apéndice 1. Fórmulas de costes

Sea  $N$  el número de años de vida de la planta,  $r$  el factor descuento,  $lf$  el factor de carga de la planta (*load factor*), 8760 es el número de horas que tiene el año.

### El coste de inversión (CI):

Denotemos el *overnight investment cost* como  $ci$  (US\$/KW). Supongamos que la inversión se realiza durante  $T$  periodos, antes de la puesta en marcha de la planta. Definamos los pesos  $W_k$ ,  $k=1,2,\dots,T$ , como los porcentajes de la inversión que se realizan en cada periodo. Para llevar estas inversiones al periodo presente (el periodo de puesta en marcha de la planta), aplicamos la siguiente fórmula:  $ci \cdot \sum_{k=1}^T W_k \cdot (1+r)^{T-(k-1)}$ .

Este término tiene que ser igual al valor presente de una anualidad constante que constituye el coste de inversión anual,  $I$ , además del correspondiente pago de intereses. Así, la siguiente igualdad ha de cumplirse:

$$ci \cdot \sum_{k=1}^T W_k \cdot (1+r)^{T-(k-1)} = \frac{I(1+r)}{(1+r)} + \frac{I(1+r)}{(1+r)^2} + \dots + \frac{I(1+r)}{(1+r)^n} = \frac{I(1+r)}{r} \frac{(1+r)^n - 1}{(1+r)^n}$$

$$\Leftrightarrow I = \frac{ci \cdot r \cdot (1+r)^{n-1}}{(1+r)^n - 1} \sum_{k=1}^T W_k \cdot (1+r)^{T-(k-1)}$$

Para obtener el coste promedio anual por KWh, tan sólo tenemos que dividir esta expresión por la cantidad de KWh generada al año, que se obtiene multiplicando el número de horas del año,

$$8760, \text{ por el factor de carga. Así: } CI = \frac{I}{8760 \cdot lf}$$

### Coste del combustible (CF):

Sea  $cf$  el coste del fuel como input productivo expresado en US\$/GJ,  $gf$  la tasa de crecimiento anual de  $cf$  a lo largo de la vida de la planta,  $\eta$  el factor de eficiencia del combustible. El coste promedio anual del combustible se calcula:

$$CF = \frac{cf \sum_{n=1}^N \frac{(1+gf)^n}{(1+r)^n} lf \cdot 8760}{\eta \sum_{n=1}^N \frac{lf \cdot 8760}{(1+r)^n}} = \frac{cf \sum_{n=1}^N \frac{(1+gf)^n}{(1+r)^n}}{\eta \sum_{n=1}^N \frac{1}{(1+r)^n}}$$

### Coste de operación y mantenimiento, incluye fijo y variable (COM)

Sea  $com$  el coste de operación y mantenimiento como input productivo (US\$/MW);  $gcom$  la tasa de crecimiento anual de  $com$  a lo largo de la vida de la planta. El coste de OM promedio se calcula:

$$COM = \frac{com \cdot \sum_{n=1}^N \frac{(1+gcom)^n}{(1+r)^n} lf \cdot 8760}{\sum_{n=1}^N \frac{lf \cdot 8760}{(1+r)^n}} = com \frac{\sum_{n=1}^N \frac{(1+gcom)^n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{1}{(1+r)^n}}$$

.....

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AUNE, F., ROSENDAHL K y SAGEN, E. (2009): “Globalisation of Natural Gas Market- Effects on Prices and Trade Patterns. The Energy Journal, Special Issue, pp. 39-53.
- AWERBUCH, S. (1993): “The surprising role of risk and discount rates in utility integrated-resource planning”, The Electricity Journal 6(3), pp. 20–33.
- AWERBUCH, S. (1995): “Market-based IRP: It’s easy!”, Electricity Journal 8(3), pp. 50–67.
- AWERBUCH, S. y BERGER, M. (2003): “Energy Security and Diversity in the EU: A Mean-Variance Portfolio Approach”, IEA Report Number EET/2003/03, Paris: February <http://library.iaea.org/dbtwwpd/textbase/papers/2003/port.pdf>.
- BROCK, W.A. y M.S. TAYLOR (2005): “Economic growth and the environment: a review of theory and empirics”, en Philippe Aghion y Steven Durlauf (ed.): Handbook of Economic Growth, edition 1, vol. 1, pp. 1749-1821, Elsevier.
- EUROPEAN COMMUNITY (2001). Green Paper. “Towards a European strategy for the security of energy supply”.
- FERETIC, D. y Z. TOMSIC (2005): “Probabilistic analysis of electrical energy costs comparing production costs for gas, coal and nuclear power plants”, Energy Policy, nº 33 (1), pp. 5-13.
- IEA (2008): Key World Energy Statistics. International Energy Agency.
- IEA (2005): Projected Costs of Generating Electricity (update). International Energy Agency.
- IRANZO (2008): Capítulo 4. Energía. Una Visión Económica. Editorial Club Español de la Energía. Madrid
- FABOZZI, GRUPTA, F. y MARKOWITZ, H. (2002): “The Legacy of modern Portfolio Theory”, The Journal of Investing, Fall, pp. 7–22.
- JENSEN, J.T. (2003): “The LNG Revolution”, The Energy Journal, vol. 24 (2), pp. 47-61.
- MARRERO, G.A. (2009). Greenhouse gases emissions, growth and the energy mix in Europe: a dynamic panel data approach. WP FEDEA 2009-16.
- MARRERO, G.A. y F.J. RAMOS-REAL (2008). “La intensidad energética en los sectores productivos en la UE-15 durante 1991 y 2005: ¿Es el caso español diferente?”, Estudios Económicos. WP FEDEA 2008-08.
- RAMOS-REAL, F. y J.A. AFONSO (2003): “Evolución y determinantes de la productividad en el sector eléctrico canario 1970-98” Revista Asturiana de Economía 2005, 33, 113-135
- RAMOS-REAL, F. J., MORENO-PIQUERO, J.C. y RAMOS HENRIQUEZ, J.M. (2007): “The effects of introducing natural gas in the Canary Islands for electricity generation”, Energy Policy, 35(7).
- RAE (2004). The cost of generating electricity. PB Power para la Royal Academy of Engineering, Reino Unido. Marzo 2004.
- .....

SIMS, R., ROGNER, H. y GREGORY, K (2003): "Carbon emission and mitigation cost comparisons between fossil fuel, nuclear and renewable energy resources for electricity generation", Energy Policy 31, pp. 1315-1326.

