

14/2013

31 julio de 2013

David Poza Cano*

ESTRATEGIA ENERGÉTICA:
PLANTEAMIENTOS Y TENDENCIAS
DE FUTURO

[Visitar la WEB](#)

[Recibir BOLETÍN ELECTRÓNICO](#)

ESTRATEGIA ENERGÉTICA: PLANTEAMIENTOS Y TENDENCIAS DE FUTURO

Resumen:

El objeto de este artículo es realizar una descripción general de las ideas y planteamientos que deben considerarse a la hora de definir una estrategia energética, teniendo en cuenta aspectos geopolíticos y económicos. Tras realizar esta descripción, se expondrán algunos de los aspectos relacionados con la energía que van a condicionar el futuro geopolítico mundial, en concreto el desarrollo tecnológico en el sector energético, las posibilidades del gas no convencional (tecnología del fracking), la creación del Mercado Interior de la Energía en Europa y el concepto de corredores energéticos y su aplicación explícita a España, centrándose en las interconexiones eléctricas entre nuestro país y sus vecinos, dentro de un marco más amplio que incluye a toda la cuenca mediterránea (Europa, norte de África y Oriente Medio).

Abstract:

The aim of this article is to write an overview of ideas and approaches that should be considered when an energy strategy has to be defined keeping geopolitical and economic aspects in mind. After this overview some energy issues that will condition the next global geopolitical future will be presented, particularly the technological development in the energy sector, the possibilities of the shale gas (fracking), the creation of the Internal Energy Market in Europe and the concept of energy corridors and its explicit application to Spain, focusing on the electrical interconnections between our country and its neighbors, within a broad framework that includes the whole Mediterranean area (Europe, north of Africa and Middle East).

Palabras clave: Energía, Geoestrategia Energética, Gas No Convencional, Fracking, Mercado Interior de la Energía en Europa, Corredores Energéticos, Plan Solar Mediterráneo, Interconexiones Eléctricas.

Keywords: Energy, Energy Geostrategy, Shale Gas, Fracking, Internal Energy Market in Europe, Energy Corridors, Mediterranean Solar Plan, Electrical Interconnections.

***NOTA:** Las ideas contenidas en los **Documentos Marco** son de responsabilidad de sus autores, sin que reflejen, necesariamente, el pensamiento del IEEE o del Ministerio de Defensa.

ESTRATEGIA ENERGÉTICA: GEOPOLÍTICA Y MERCADO

La política energética española se ha sustentado en las últimas décadas en tres principios:

- Seguridad de abastecimiento.
- Competitividad económica.
- Desarrollo medioambientalmente sostenible.

Cuando se realiza un análisis de seguridad energética, lo primero que suele venir a la mente es pensar en el concepto de garantizar el abastecimiento, es decir en la geopolítica. Sin embargo, pensar en seguridad energética sin tener en cuenta otras variables es un error que puede no garantizar la seguridad buscada.

La energía es un bien que se obtiene en el mercado, y como todo bien no es ilimitado, su escasez se reflejará siempre en un aumento de su precio según la ley de la oferta y la demanda. El concepto de seguridad energética debe incorporar también el factor del precio, ya que la capacidad de aprovisionamiento depende de la capacidad del consumidor de pagar precios que pueden llegar a ser elevados. Es decir, no sólo hay que garantizar el abastecimiento, sino que en una situación de aumento de precios, hay que minimizar el impacto económico sobre el país. Como ejemplo de este aspecto basta con recordar las diferentes crisis del petróleo que ha habido a lo largo de la historia y su impacto en las economías de los países.

No obstante es evidente que la inseguridad de abastecimiento tiene también un aspecto que es independiente del precio. Por tanto, y según lo dicho anteriormente, una estrategia energética debe siempre moverse en el marco de las tensiones geopolíticas y el mercado.

Cuando hablamos de mercado estamos hablando de beneficios. La energía, si bien se obtiene en un mercado y por tanto implica beneficios económicos, no obstante su beneficio social es superior al económico, justificando por tanto la intervención del Estado para garantizar la seguridad energética, ya que el mercado puede tener fallos como por ejemplo no valorar de una manera apropiada accidentes poco probables que pueden conducir a una interrupción del suministro, desastres naturales, terrorismo, intereses políticos, etc.

La percepción de la seguridad de abastecimiento de los países consumidores se fundamenta en tres aspectos: dependencia, vulnerabilidad y conectividad.

- 1) Al hablar de dependencia energética tradicionalmente se ha pensado en la diversificación, pero realmente ésta no contrarresta la dependencia, sino la vulnerabilidad física. Reducir la dependencia implicaría reducir las importaciones de energía siendo el límite óptimo la autosuficiencia, algo que en la realidad en muchas ocasiones no es factible y además no necesario para conseguir la seguridad energética.
- 2) La vulnerabilidad física suele estar relacionado con la concentración geográfica de los suministros. Existe también una vulnerabilidad económica que supone los problemas que puede generar un aumento de los precios o la interrupción del suministro energético.
- 3) Finalmente, el último concepto relevante para la seguridad energética sería el de la conectividad. Cuanto más interconectado está un sistema energético, más seguridad de abastecimiento se consigue, pues la calidad de una red depende de su alcance y su número de conexiones, además de conseguirse flexibilidad para suplir las posibles interrupciones de una fuente por otra que pudiera ser alternativa, reduciendo por ejemplo costosas instalaciones para reservas o almacenamiento. También el hecho de tener una mayor conectividad, implica que una posible interrupción podría afectar a varios países, aumentando por tanto la capacidad de presión ante el origen del problema. Por ejemplo, la interconexión de las redes de gas natural entre España y Francia reduciría la vulnerabilidad española ante interrupciones de suministro del norte de África si éstas afectasen también a Francia, pues facilitaría una respuesta común por parte de ambos países o de la propia Unión Europea.

ANÁLISIS DE ESCENARIOS DE SEGURIDAD ENERGÉTICOS

Aunque la seguridad energética pueda valorarse mediante los conceptos de dependencia, vulnerabilidad y conectividad, el contexto es un elemento fundamental para que una situación sea percibida como amenaza, dando por tanto un papel relevante a los análisis de escenarios de seguridad energéticos.

Se tiende a pensar que la intención de los escenarios que se describen en los análisis energéticos es detallar lo que ocurrirá en el futuro con precisión. Sin embargo, el enfoque real de estos escenarios no es tanto adivinar el futuro con exactitud como el de intentar describir una narrativa acerca de lo que pueda pasar en el futuro en función de los aspectos clave del sistema energético internacional presente. Se pretende que estos escenarios sean en realidad una herramienta de toma de decisiones en un entorno de incertidumbre. Uno de

los ejemplos más claros a nivel internacional lo constituyen los “World Energy Outlook-WEO” de la Agencia Internacional de la Energía publicados anualmente desde 1993. También existen informes específicamente europeos, como los desarrollados por la Comisión Europea en sus “European Energy and Transport: trends to 2030” que han sido claves en la discusión y desarrollo de la política energética comunitaria.

El enfoque de estos trabajos condiciona determinantemente el resultado de sus análisis como es obvio, distinguiéndose en líneas generales dos enfoques principales:

- El enfoque cuantitativo: Supone que se deberían determinar los supuestos más plausibles, basándose en las políticas alternativas más óptimas, así como sus consecuencias más probables.
- El enfoque narrativo: Se basa en el desarrollo de narrativas alternativas sobre las principales incertidumbres, generando visiones del mundo, recurriendo a la geopolítica y la economía política internacional para abordar las incertidumbres y explorar de una manera más imaginativa las posibles soluciones estratégicas.

Como ejemplo de este último enfoque, hace unos 5 años aproximadamente, el Programa Internacional de Energía Clingendael (CIEP en sus siglas en inglés) desarrolló unos escenarios energéticos para la Unión Europea con un horizonte para el 2050, distinguiendo cuatro escenarios en función de las incertidumbres sobre la implicación del Estado y la tensión entre globalización y nacionalismo. Es interesante, como ejemplo para este análisis, mostrar algunos aspectos de este estudio.

Los cuatro escenarios que diferencia el estudio son: 1) Una Europa de los países, donde los Estados Miembros de la UE son los actores principales que determinan el sistema energético. 2) Una Europa que se cierra sobre sí misma centrada en la cooperación intraeuropea. 3) Una Europa que participa activamente en el sistema energético internacional y practica lo que dice. 4) Una Europa abierta a la globalización y al liberalismo dónde los mercados son el mecanismo de integración del sistema energético internacional.

Estos cuatro escenarios responden en gran medida a la aplicación de distintas filosofías de la economía política internacional a las cuestiones energéticas internacionales. El paradigma neoliberal presenta un mundo gestionado por los mercados y las instituciones internacionales, mientras que el paradigma neorrealista presenta un mundo impulsado por las relaciones de poder.

En el fondo es la clásica confrontación entre dos visiones alternativas del orden mundial: un mundo integrado por los mercados en el que los conflictos se resuelven a través de la cooperación, o un mundo más dividido, concebido como una sucesión de causas y efectos en el que los conflictos se resuelven mediante el ejercicio de la hegemonía política, económica y militar. La visión neoliberal implicaría que la seguridad energética se alcanzaría mediante el desarrollo de los mercados y la gestión de los conflictos a nivel multilateral mediante instituciones supranacionales. La visión neorrealista de la seguridad energética por el contrario implicaría el desarrollo de las relaciones bilaterales y la imposición de la política exterior a los mercados¹.

El enfoque neoliberal asume que los mercados deben integrarse más, estabilizándose las áreas productoras y de tránsito. La colaboración internacional así como la seguridad jurídica son elementos claves en este enfoque donde las infraestructuras se diseñan a nivel global para necesidades globales. Se supone implícitamente el establecimiento a largo plazo de una democracia liberal y una economía de mercado en los países productores y de tránsito².

El enfoque neorrealista, sin renunciar al poder blando, asume la posibilidad del uso del recurso al poder duro en las regiones productoras y de tránsito. Las relaciones entre consumidores y productores se rigen por contratos bilaterales a largo plazo, conexiones punto a punto y concesiones políticas para asegurar las importaciones energéticas. Estados Unidos es un claro ejemplo de esta visión al construir alianzas estratégicas con los países claves del sistema energético mundial (por ejemplo países del Golfo Pérsico y repúblicas exsoviéticas), siendo la dimensión militar uno de los componentes básicos, en un tácito intercambio de acceso a los recursos a cambio de la protección o el apoyo³.

¿Qué escenario será el que se desarrolle en el futuro? La tensión entre ambos escenarios obliga a tomar decisiones en un entorno de incertidumbre. Las políticas que se diseñen deberían enfocarse a diversificar la procedencia geográfica de los recursos energéticos (en especial de las regiones más inestables) así como de las propias fuentes de energía mediante la I+D. Otros dos aspectos clave serían el desarrollo de reservas estratégicas y la interconexión de infraestructuras. De esta manera se reducirían las vulnerabilidades.

Desde un punto de vista de la Unión Europea el objetivo sería desarrollar una comunidad paneuropea de la energía a nivel regional y basándose en el acervo comunitario. Esto implicaría que las relaciones entre la Unión Europea y su vecindad tenderían a incorporar cada vez más la componente energética, con el objetivo de alcanzar cierta convergencia en

¹ "Entre el mercado y la geopolítica: seguridad de abastecimiento y corredores energéticos en la UE". Gonzalo Escribano Francés.

² Ibídem.

³ Ibídem.

los precios y la regulación energética para establecer un mercado regional de la energía. En este sentido sería importante la identificación y diferenciación de los corredores energéticos estratégicos para la Unión Europea.

EL PAPEL FUTURO DE LA TECNOLOGÍA

Los avances tecnológicos están revolucionando enormemente el sector energético, lo que provocará que en pocos años la situación futura sea muy distinta a la actual. De hecho, hoy en día, muchas de las empresas de energía se encuentran entre las empresas tecnológicas más avanzadas e importantes.

Un ejemplo de la radicalidad de este cambio lo tenemos en el hecho de que Estados Unidos se ha convertido en el mayor productor de gas natural del mundo. Esto se debe al desarrollo de la tecnología del fracking que les ha permitido, en cuatro años desde su generalización, que el gas procedente de las formaciones de esquisto pase de representar un escaso 2% de la producción de gas natural del país en 2001 a un 30% en la actualidad⁴. Esto ha provocado la caída de los precios del gas en los últimos años y la posibilidad real de que en un contexto adecuado EE.UU. pudiera ser independiente energéticamente en un futuro próximo.

Según Joseph A. Stanislaw, en su artículo “Las próximas fronteras de la energía”⁵, la revolución energética global en marcha implicaría varios aspectos:

- Impulsar la innovación en el área de la exploración.
- Reducir el consumo de energía en edificios mediante una gestión eficiente de la energía y las técnicas de construcción.
- Hacer posible que las empresas de suministros obtengan y gestionen su producción de energía de una forma más inteligente.
- Ayudar a los consumidores a saber cómo reducir su consumo de energía.
- Hacer posible el diseño y la verificación de los sistemas de energía, desde instalaciones solares fotovoltaicas, turbinas eólicas hasta centrales nucleares.

⁴ <http://www.businessweek.com/magazine/could-shale-gas-reignite-the-us-economy-11032011.html>

⁵ “Las próximas fronteras de la energía”. Joseph A. Stanislaw. Cuadernos de Energía.

En el año 2011 las empresas de capital de riesgo invirtieron 275 millones de USD (un incremento del 75% con respecto a 2010) en empresas de informática y otras tecnologías para gestionar el uso de la energía⁶. Igualmente, en el sector de las tecnologías de energías renovables se espera que en 2015 este mercado alcance 800.000 millones de USD, generando un 17% de la electricidad mundial en 2030. Si se resolviera el problema del almacenamiento de energía, las renovables lograrían una mayor aceptación.

En el campo de la exploración, la capacidad actual para procesar y analizar grandes cantidades de datos ha permitido al sector de la energía descubrir nuevos y enormes depósitos de combustibles fósiles, en especial en el lecho marino.

La primera consecuencia importante de esta transformación tecnológica es el aumento de actores en el mercado de la energía. Además de las potencias tradicionales como Arabia Saudí y Emiratos Árabes Unidos, se están sumando a las filas de países productores de energía países como Filipinas, Argentina, Angola y Surinam (todos ellos gracias a los trabajos de perforación en aguas profundas), además de Polonia (shale gas). En Israel, los cuantiosos depósitos de gas que se han descubierto recientemente están trastocando sus planes energéticos y políticos. El Departamento de Energía estadounidense estima que hay 32 países en todo el mundo con reservas significativas de shale gas. Quizás ningún cambio en el sector energético sea más importante que la introducción de nuevos jugadores en el juego de la energía.

Desde que se introdujo la expresión en el siglo XIX “Great Game”, para referirse a los conflictos entre naciones por el control de territorios que poseían reservas de energía, este término sigue teniendo vigencia hoy en día. Así se puede comprobar en la escalada de tensiones geopolíticas sobre el acceso a las gigantescas reservas del Ártico, o en el empeño de China por controlar los depósitos de combustibles fósiles en Asia Central, África, Oriente Medio y Sudamérica, o en la fuerte penetración de la India en la red de recursos naturales. Sin embargo, en la actualidad, ha adquirido igual importancia, si no mayor, el control de los activos tecnológicos.

Las nuevas tecnologías no sólo han permitido que decenas de países adquieran un notable protagonismo, también han introducido en el juego de la energía a empresas y particulares. Contadores inteligentes, Internet y las aplicaciones informáticas más avanzadas están permitiendo a las empresas y a los particulares ajustar su consumo de energía. La tecnología ha suscitado la creación de un ciclo virtuoso: al comprender y gestionar el uso de la energía, los particulares ahorran dinero, las empresas aumentan sus beneficios, y ambos reducen el

⁶ Los Angeles Times, 1 de diciembre de 2011, “Green technology gains more investors; Venture capitalist are attracted to the sector”.

impacto medioambiental. Según Joseph A. Stanislaw: “El consumo de energía ya no es un mero acto económico; se está convirtiendo en un acto consciente y en un acto de consciencia, y esta tendencia seguramente se intensificará en los próximos años”⁷. El respeto al medio ambiente y la reacción de la opinión pública son nuevos actores que entran a este juego.

El modo en el que interactúen en el futuro países, empresas de tecnología, productores de energía y opinión pública será determinante en el futuro modelo energético, no sólo para determinar las fuentes de las que obtendremos la energía y su coste, sino también para el futuro modelo de desarrollo nacional y global.

La inestabilidad siempre ha sido un factor presente en el juego de la energía. Lo novedoso es que la tecnología está ofreciendo recursos energéticos cada vez mayores a un número cada vez mayor y nunca visto de “jugadores”. Esto contribuirá a garantizar un suministro de energía mucho más seguro para países, empresas y personas. Sólo queda por saber qué países y empresas triunfarán y se beneficiarán competitivamente, y quiénes simplemente serán observadores o peones de este juego.

GAS NO CONVENCIONAL. TECNOLOGÍA DEL FRACKING

En los últimos años cada vez más se oye hablar de la tecnología del fracking y de la explotación de unos recursos de gas que parecen que podrían hacer independientes energéticamente a muchos países. El recurso del que estamos hablando se define como gas no convencional, para distinguirlo del convencional, y el interés creciente por este recurso queda patente por la frecuencia con que se modifican los informes y estadísticas de las principales agencias mundiales y oficinas nacionales de energía al respecto.

¿Qué es el gas no convencional?, ¿y el fracking?

Durante millones de años ingentes volúmenes de gas natural se han ido acumulando en ambientes geológicos distintos de los tradicionales yacimientos de hidrocarburos convencionales.

Los yacimientos no convencionales pueden ser de cuatro tipos según clasifica el Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas en su informe titulado “Gas no convencional en España, una oportunidad de futuro”:

⁷ “Las próximas fronteras de la energía”. Joseph A. Stanislaw. Cuadernos de Energía.

- Shale gas o gas de pizarra, cuando el gas se encuentra en lutitas o pizarras, en las fracturas y diaclasas en forma libre, y en forma adsorbida sobre las micropartículas carbonosa.
- Coal bed methane”(CBM) o gas de capas de carbón cuando el gas se encuentra almacenado en carbones, de diferentes rangos, en forma adsorbida sobre las micropartículas carbonosas y en forma libre en los poros y en las microfracturas del carbón.
- Tight gas, o gas de baja permeabilidad, cuando el gas se localiza en rocas sedimentarias, clásticas o carbonatadas, con muy baja permeabilidad.
- Gas de hidratos, cuando el gas metano, generalmente de origen biogénico, forma compuestos cristalinos con el agua, en condiciones de baja presión y a temperatura próxima al ambiente. Ninguno de los recursos de los yacimientos de este cuarto tipo, ha pasado a la categoría de reservas, por no disponer de la tecnología necesaria para su explotación comercial.

De estos cuatro tipos de yacimientos, los yacimientos que más interesan son los de shale gas y CBM, estando las mayores expectativas de futuro depositadas en el shale gas.

Las dos tecnologías que se utilizan para la explotación de estos recursos son la perforación horizontal y la fracturación hidráulica (fracking), que son las que han permitido situar en la categoría de reservas, los considerables recursos de gas que albergan los tres tipos yacimientos de gas no convencional: CBM, gas de pizarra y gas de baja permeabilidad mencionados anteriormente.

La fracturación hidráulica, que es la técnica más utilizada y la que se ha popularizado en temas de conversación, es una técnica conocida desde principios del siglo XX y desarrollada en EE.UU. Los orígenes de esta tecnología están en el intento de aprovechar al máximo los recursos de pozos convencionales de baja productividad. En los 70, el fracking ya era una tecnología probada y aplicada de un modo estándar.

Esta técnica consiste en la inyección de agua a alta presión, de modo que se abra una fractura controlada en el fondo de pozo, en la sección donde se localiza el de gas. Con el fin de evitar el natural cierre de esta fractura, se bombea, junto con el agua, un agente de sostenimiento, comúnmente arena, que mantiene las fractura abierta de un modo permanentemente.

Implicaciones geoestratégicas de la explotación del gas no convencional

La explotación de yacimientos no convencionales de una manera comercial es reciente. Numerosas cuencas del mundo han identificado este recurso, siendo en la actualidad en EE.UU. donde se ha desarrollado a gran escala.

Estados Unidos ha demostrado que la explotación de yacimientos de gas no convencional es económicamente viable, ya que ha conseguido bajar los precios del gas (comparados con los precios internacionales), dinamizar la vida económica al crear cuantiosos puestos de trabajo, permitir al país reducir el déficit externo y aumentar las inversiones y los ingresos del Estado. La previsible extensión de estas tecnologías a otras regiones del mundo (Latinoamérica, China, Unión Europea,...) permitirá la explotación de cuantiosos recursos dando un vuelco al actual mapa energético mundial.

En este sentido es importante destacar que los nuevos recursos de gas no convencional se encuentran mejor distribuidos geográficamente que los tradicionales yacimientos de gas y petróleo. Este hecho presenta un potencial impacto geopolítico ya que disminuirá los desequilibrios globales de las balanzas comerciales de los países energéticamente dependientes. Rusia y China concentran casi el 43% de estos recursos de gas no convencional, América del Norte el 23%, América latina el 12,3%, y Oriente Medio sólo el 5,7%⁸.

Estas reservas de gas natural no convencional podría llegar a posibilitar la autosuficiencia energética de muchos países, que siendo en la actualidad importadores netos de energía podrían incluso llegar a ser exportadores.

La Agencia Internacional de la Energía (IEA) emitió un informe en noviembre de 2011 titulado "Are we entering a goldenage of gas?"⁹. Según ese informe, el previsible aumento de la explotación de gas no convencional generaría un boom en el consumo de gas que será igual al crecimiento combinado del carbón, de la energía nuclear y el petróleo. De acuerdo con la IEA, la proporción de gas en el mix energético ascendería del actual 21% al 25% en 2035. El gas no convencional supondría el 20% de la producción total frente al actual 12%.

Si bien en la actualidad la explotación de gas no convencional se reduce a un fenómeno mayoritariamente norteamericano, fuera de este país comienzan ya a posicionarse países

⁸ "Gas no convencional en España, una oportunidad de futuro". Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas.

⁹ <http://www.worldenergyoutlook.org/goldenageofgas/>

como China y Australia, que son los que más contribuyen a la producción de este recurso tras EE.UU.

La IEA estima que para 2035 Rusia seguirá siendo el primer país exportador de gas (principalmente de fuentes convencionales), pero gracias al gas no convencional Estados Unidos y China serán el segundo y tercer país respectivamente¹⁰.

Por parte europea y ante estas expectativas hay un gran interés en identificar los yacimientos de gas no convencional que pudieran existir en territorio europeo. Dos son los países que a día de hoy concentrarían casi la mitad de los recursos estimados europeos (que representarían menos del 3% mundial): Polonia y Francia. Según la IEA el 29% de los recursos estimados en Europa se concentraría en Polonia y el 28% en Francia. Esta distribución podría cambiar a medida que las investigaciones en el resto de Europa vayan avanzando. No obstante todo apunta a que Polonia podría liderar la producción de gas natural no convencional en Europa.

Expectativas de gas no convencional en España

España no parece presentar en principio un potencial como Francia o Polonia, pero siendo un país que dependemos energéticamente del exterior de una manera muy importante, no cabe duda de que sería interesante saber si podemos tener este tipo de recursos.

El Instituto Geológico y Minero de España, en el año 2004, elaboró un primer inventario de recursos de CBM en España, siendo las cuencas carboníferas asturianas las que presentaban un mayor potencial. Con respecto al shale gas, las posibles existencias no serían comparables a las de Estados Unidos, destacando las cuencas Vasco-Cantábrica, Pirenaica, del Ebro, Guadalquivir y Bética

En nuestro país en el último año se solicitaron 27 permisos de exploración, concediéndose 19¹¹. No obstante, a día de hoy, la actividad exploratoria, pese al interés de las compañías está paralizada como consecuencia de las dificultades en la obtención de las autorizaciones administrativas y de la compleja normativa medioambiental. Existen además campos administrativos que no están bien delimitados entre las distintas administraciones (estatal, autonómica y local)

En paralelo al creciente interés de las compañías por la posible explotación de los recursos de gas no convencional, principalmente en la cuenca cantábrica, también han aparecido

¹⁰ Ibídem.

¹¹ Fuente Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

movimientos sociales en contra del uso de la técnica del fracking por miedo a sus potenciales impactos sobre la salud humana y el medio ambiente. El más destacado es el que reúne a decenas de localidades del País Vasco, Cantabria, Burgos y Soria y que se denomina “Municipios Libres de Fracking”.

Como consecuencia de la presión de estos movimientos se han paralizado algunos permisos concedidos o solicitados, como por ejemplo el caso de Arquetu en Cantabria. En otros casos han sido las propias empresas las que han renunciado, destacando el caso de Porcuna, en Jaén, o en algunos permisos de las cuencas mineras del Norte (León y Asturias). Recientemente se han presentado recursos contra la concesión de los permisos Urraca (Burgos y Álava) y Esteros, Nava y Almorada (Albacete)¹².

Impactos ambientales de la explotación del gas no convencional

Toda actividad industrial conlleva una serie de riesgos para la salud, la seguridad y el medio ambiente. Sin embargo estos riesgos pueden ser reducidos con una buena y eficiente gestión de la tecnología, la implementación de normativa regulatoria y el desarrollo de mejores prácticas.

La tecnología del fracking es considerada por algunos sectores como perjudicial, si bien ya viene siendo utilizada de manera sistemática y controlada desde hace varias décadas en la industria extractiva de los hidrocarburos. Esta percepción social sólo podría cambiarse con una mayor transparencia de la industria, publicitando la actividad con información veraz y contrastándola con hechos probados.

Toda tecnología, en especial si se relaciona con el medio ambiente, debe requerir la adopción de medidas precautorias hasta que se conozca en profundidad todas las implicaciones derivadas. En este sentido, y como consecuencia del debate social producido alrededor de los riesgos para la salud humana y el medio ambiente, en Europa se han adoptado distintas posturas, destacando la postura francesa que en 2011 mediante la ley 835/2011 prohibió la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos líquidos o gaseosos mediante la técnica del fracking. De manera parecida Dinamarca, Bulgaria y la República Checa en 2012 también aprobaron moratorias a la explotación del gas pizarra, hasta que los impactos se estudien en profundidad y se evalúen sus riesgos.

Por el lado contrario, tenemos a Polonia que en breve publicará una ley específica que regulará el desarrollo de esta actividad ya que pretende ser en la UE el país pionero en la

¹² “Gas no convencional en España, una oportunidad de futuro”. Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas.

explotación del gas pizarra. Igualmente Gran Bretaña recientemente ha reanudado las exploraciones, tras un año paralizadas a la espera de resolver dudas sobre las técnicas utilizadas.

Fuera de la Unión Europea existen moratorias en Sudáfrica y Québec (Canadá) a la espera de resultados de estudios medioambientales detallados. Y en Estados Unidos, la Agencia de Protección Ambiental (EPA) presentará en 2013 un primer borrador de una investigación sobre los posibles impactos negativos del fracking sobre la calidad del agua y la salud pública.

Son tres los principales riesgos asociados al fracking: el uso considerable de agua del proceso; la posibilidad de contaminación de acuíferos; y los productos químicos presentes en el fluido que podrían ser perjudiciales si se incorporaran a la cadena alimentaria. Más en detalle se podrían plantear siete preocupaciones o aspectos a considerar¹³:

- 1) La integridad de los pozos: los pozos deben asegurar su integridad para evitar posibles contaminaciones de los acuíferos. Los acuíferos podrían ser contaminados por el fluido utilizado en el fracking o por el metano.
- 2) El consumo de agua: el volumen de agua requerido para la explotación de los pozos de gas no convencional pueden ser importantes, si bien pueden variar en función de las características del pozo. También, al ser el agua un recurso local, la importancia dada a este factor depende de la región en la que esté el yacimiento y su disponibilidad de agua.
- 3) Tratamiento y control de las aguas de retorno: una parte de los fluidos inyectados en el fracking (entre el 15% y el 85%) alcanzan de nuevo la superficie a los pocos días. El fluido es una mezcla de agua salada y metano.
- 4) La radiactividad en las aguas de retorno: en algunos casos se han mostrado niveles de radiactividad en las aguas de retorno. Es una radiactividad natural como consecuencia de que las pizarras y el carbón suelen contener más elementos radioactivos que otros tipos de roca.
- 5) La sismicidad inducida: la fracturación de la roca madre por la técnica del fracking provoca microseísmos no apreciables. Sin embargo, aunque rara vez, pero de manera importante, el fracking en zonas falladas del subsuelo y sometidas previamente a esfuerzos pueden inducir seísmos apreciados en la zona. En zonas con fallas y

¹³ Ibídem.

debilidad estructural la posibilidad de producción de seísmos es algo a tener en cuenta.

- 6) Emisiones incontroladas de metano: las emisiones incontroladas de metano no supone un problema para la salud pública, pero tiene un potente efecto invernadero, 23 veces superior al del CO₂, aunque con una vida más corta en la atmósfera.
- 7) Uso del suelo: No es un factor de riesgo, pero hay que considerar la utilización del terreno, ya que se requiere un considerable número de pozos para explotar un yacimiento de gas no convencional.

Son muchos los países interesados en explotar sus posibles yacimientos de gas no convencional, mientras otros dudan. Es por ello que gobiernos, industria y sociedad deben trabajar juntos para reducir y mitigar los posibles impactos sociales y medio ambientales asociados. Se deben desarrollar y mejorar las tecnologías de explotación del gas no convencional para que su uso se haga de una manera sostenible para el medio ambiente, teniendo la tecnología actual medios para ello.

EL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA EN LA UNIÓN EUROPEA

A finales de los 80 del pasado siglo XX comenzó el proceso de creación del Mercado Interior de la Energía (MIE) a través de la integración de los mercados energéticos nacionales. Proceso, que a día de hoy, sigue siendo una tarea pendiente de la Unión Europea.

A lo largo de los últimos 25 años, la única manera de avanzar lentamente en este complicado campo ha sido aprovechando muchas veces el empuje de entidades regionales que se vieron obligadas a actuar por la falta de una visión global e integradora dentro de la Unión Europea. El resultado adaptativo a estas circunstancias hizo adoptar a la UE distintos “paquetes” de directivas, en concreto tres:

- Primer paquete (1996-1998): primeras directivas sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y el gas natural¹⁴.
- Segundo paquete (2003-2005): nuevas directivas¹⁵ con el objetivo de aumentar la liberalización de los sectores del gas y la electricidad, aumentando la integración de

¹⁴ Directivas 1996/92/CE y 1998/30/CE

¹⁵ Directivas 2003/54/CE y 2003/55/CE

los mercados nacionales con reglamentos que regulaban el comercio transfronterizo de electricidad (1228/2003) y gas (1775/2005).

- Tercer paquete (2009): Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y el gas respectivamente. Además se publicaron dos reglamentos relativos a las condiciones de acceso a red para el comercio transfronterizo de electricidad (714/2009/CE) y de gas (715/2009/CE), y un tercero, el Reglamento 713/2009/CE, por el que se creaba la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER en sus siglas en inglés).

En el año 2006, si bien el primer y segundo paquete eran pasos en la buena dirección, la UE carecía de un diseño del MIE que englobase a toda la Unión Europea. Frente a esta situación los Estados Miembro decidieron tomar la iniciativa por su cuenta, creando los mercados regionales para dar respuesta a la falta de regulación europea con respecto al comercio transfronterizo. La idea era la de ir más allá de los requerimientos mínimos establecidos en las directivas.

La creación de los mercados regionales requería la cooperación de organismos y empresas nacionales. Un ejemplo de esta cooperación fue la creación de las “Iniciativas Regionales” como un paso intermedio en el proceso de creación del Mercado Interior de la Energía (MIE). Así aparecieron varios proyectos tales como el Mercado Nórdico de Electricidad (NORD POOL SPOT), los Mercados Ibéricos de Electricidad (MIBEL) y de Gas (MIBGAS), el Proyecto del Foro Pentalateral, la Gas Platform, y el Single Electricity Market (SEM) Irlandés, o el ERGEG (European Regulators’ Group for Electricity and Gas).

Sin embargo la participación de los gobiernos en estas iniciativas fue menor de lo que hubiera sido necesario para la implantación de las propuestas realizadas. Fue por esto que el tercer paquete convirtió las Iniciativas Regionales en una obligación en la legislación europea, cuando habían nacido como una iniciativa voluntaria. A pesar de esto es necesaria una mayor armonización de los sistemas regulatorios de los países para llegar a la integración final de los mercados. El tercer paquete definía específicamente esta mayor coordinación.

En resumen, desde sus inicios en los años ochenta del siglo pasado el Mercado Interior de la Energía sigue siendo una asignatura pendiente en la creación de la Unión Europea, y aunque se ha avanzado en la separación jurídica del negocio energético en muchos países, la competencia abierta está lejos de conseguirse y existen importantes barreras de entrada para el establecimiento de nuevos agentes en casi todos los Estados Miembros.

CORREDORES ENERGÉTICOS: INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS. LA INICIATIVA DEL PLAN SOLAR MEDITERRÁNEO

El tema de las interconexiones entre los diferentes sistemas energéticos, y en especial los eléctricos es, sin duda alguna, pieza clave en el futuro desarrollo del mercado interior de la energía europeo. Además como vimos anteriormente, las interconexiones entre sistemas y su integración aportan seguridad, flexibilidad y calidad de suministro. Desde este punto de vista estratégicamente para España, y Europa, la cuenca mediterránea es clave desde muchos puntos de vista, y uno de ellos es el energético.

La demanda de energía está creciendo rápidamente en la región mediterránea, especialmente en el sur y en la parte oriental del Mediterráneo, como consecuencia del crecimiento demográfico, la urbanización, la industrialización, y otros factores¹⁶. El consumo de energía en estas zonas se prevé que aumentará en un 70 por ciento en 2030, mientras que las emisiones energéticas de CO₂ podrían duplicarse en el mismo plazo de tiempo¹⁷. En especial la demanda de electricidad está siendo considerable, con un crecimiento promedio anual del 5,8 por ciento a lo largo de la última década. El consumo de electricidad en estos países crece dos veces más rápido que la media mundial. Bajo las condiciones actuales y previstas, la capacidad de generación de toda la región tendría que duplicarse hasta 2020, y triplicarse hasta 2030¹⁸.

Un uso decidido y sistemático de las fuentes de energías renovables y de las tecnologías de eficiencia energética aportaría una contribución decisiva para hacer frente a estos desafíos. La región mediterránea está dotada de unas condiciones naturales de primera clase para la producción con energías renovables. La radiación solar y los niveles de velocidad del viento se encuentran entre los mejores del mundo. Además, el potencial regional para disminuir el consumo de energía mediante la mejora de la eficiencia energética es amplísimo.

Ante estas expectativas desde la Unión Europea uno de los marcos fundamentales en el que se desarrollan las relaciones entre todos los países mediterráneos es la Unión por el Mediterráneo, que forma parte de Euromed¹⁹. Uno de los proyectos prioritarios de la Unión por el Mediterráneo es el Plan Solar Mediterráneo (PSM), que fue aprobado por los Jefes de Estado y de Gobierno de los 27 Estados Miembros de la UE y los 16 países del sur y este del

¹⁶ Para 2030 se espera que la población de los países del norte de África y la ribera oriental del Mediterráneo aumente un 45%, de 186 millones a 269 millones, entre 2007 y 2030. "Scenarios and projections for 2030: Growth, employment, migration, energy agriculture", *Mediterranean 2030*, Paris: Ipemed.

¹⁷ Plan Bleu (2008), *The Blue Plan's sustainable development outlook for the Mediterranean*, Sophia Antipolis: UNEP/Mediterranean Action Plan/Blue Plan.

¹⁸ Observatoire Méditerranéen de l'Energie (2011), *Mediterranean energy perspectives 2011*, Paris: OME.

¹⁹ http://www.eeas.europa.eu/euromed/index_en.htm

Mediterráneo (PSEM) en su Cumbre de Fundación en julio de 2008. El papel del PSM es el de servir como marco de política estratégica común para ayudar a identificar y crear las condiciones adecuadas político-institucionales, socio-económicas y de infraestructuras para un despliegue rápido, rentable y duradero de las energías renovables y las tecnologías de ahorro y eficiencia energética en la región mediterránea.

Los principales objetivos del PSM son:

- Facilitar el desarrollo de 20 GW nuevos de generación eléctrica con energías renovables para 2020 en la ribera sur y este del Mediterráneo, junto con las infraestructuras necesarias para la transmisión de dicha energía.
- Abastecer al mercado local con la mayoría de la energía producida, mientras que con el resto exportar a otros países de la región y a Europa.
- Mejorar la eficiencia energética y racionalizar el consumo de energía en el Mediterráneo.
- Generar nuevos empleos e industrias asociadas a las energías renovables y al ahorro y eficiencia energética.
- Fomentar la integración de un mercado regional de la energía y la integración regional en general.

Las políticas clave para conseguir estos objetivos se deben enfocar a cinco elementos: 1) El desarrollo de los marcos políticos y regulatorios necesarios; 2) El fortalecimiento de las herramientas de apoyo financiero; 3) La actualización de los sistemas de transmisión de electricidad; 4) El apoyo al desarrollo industrial y a la creación de empleo; y 5) El aumento de la transferencia de conocimientos y la mejora de las capacidades de desarrollo.

Desarrollar en este trabajo estos cinco elementos queda fuera del ámbito de éste por su extensión, sin embargo, es interesante considerar brevemente en el siguiente apartado el punto 3, sobre los sistemas de transmisión de electricidad, por sus connotaciones estratégicas y geográficas.

Infraestructuras de transmisión: los corredores energéticos eléctricos en la cuenca mediterránea.

La construcción de las infraestructuras energéticas eléctricas en la zona del Mediterráneo es un prerequisite para el cumplimiento con éxito de los objetivos del PSM. El desarrollo de una red eléctrica pan-mediterránea que soporte el despliegue a gran escala de energías renovables es una tarea difícil en la que las infraestructuras asociadas cambiarán y evolucionarán en un proceso a largo plazo.

Las grandes ventajas y beneficios de este proceso, tanto técnica como económicamente, se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Aumento de la fortaleza, robustez y fiabilidad de nuestros sistemas eléctricos.
- Necesidad de un menor margen de reserva al tener mayores sistemas mayores e interconectados, mejorando la eficiencia en el uso de la gestión de la capacidad de generación eléctrica instalada.
- Facilidad en la integración de distintas tecnologías eléctricas, en especial las de origen renovable, incrementando la seguridad de suministro.

Considerando todo lo dicho anteriormente, la integración eléctrica de los países del Mediterráneo, se concreta en la creación de un anillo eléctrico mediterráneo. Este anillo está condicionado por la geografía de la cuenca mediterránea, que sólo permite un conjunto limitado de posibles topologías de conexión que interconecten ambas orillas. En este contexto España e Italia, por su situación geográfica presentan una situación inmejorable, y no sólo con respecto a las infraestructuras, también en lo que se refiere a los marcos jurídico, regulatorio, industrial y organizativo, los cuales permiten el intercambio internacional de electricidad con ausencia de barreras para la importación y exportación y con operadores del mercado independientes.

Se distinguen tres “vías” o “corredores”:

- El corredor occidental: Conecta el norte de África con Europa a través de la península Ibérica. La conexión se realiza entre España y Marruecos, en la actualidad esta conexión ya existe y está en operación, aunque está muy limitada por la falta de interconexión entre Francia y España.

- El corredor central: En un futuro uniría, con cables submarinos, Túnez, Argelia y Libia (y posiblemente Malta) con Italia, y a través del sur de Italia hacia los sistemas interconectados de Europa Central.
- El corredor oriental: Sería un corredor terrestre (ya que la profundidad del Mediterráneo en esta zona imposibilita técnicamente el uso de cables submarinos) que uniría Egipto con Oriente Medio, a través de Jordania y Siria, y a su vez se interconectaría con Turquía, que cerraría el círculo con la Europa Oriental.

Estos tres ejes constituirían el “Anillo Mediterráneo Eléctrico”. De los tres corredores nos vamos a centrar en este artículo en el corredor occidental que es el que afecta a España.

El corredor occidental: infraestructuras existentes en la actualidad

➤ Interconexión Marruecos-España:

En la actualidad Marruecos y España están unidos por un cable submarino en funcionamiento desde 1997. En el año 2006 se mejoró esta conexión alcanzando una potencia bruta (térmica) de 1.400 MW con una tensión de 400 kV en corriente alterna²⁰. Esta conexión garantiza que las redes eléctricas de Marruecos, Argelia y Túnez están sincronizadas con el sistema continental europeo.

Aunque esta conexión está diseñada para ser utilizada en ambas direcciones, en la actualidad principalmente se utiliza en la dirección desde España hacia Marruecos. Así, por ejemplo, en el año 2010, Marruecos importó electricidad a través de esta conexión por un total del 15% de la demanda nacional marroquí. Las capacidades de transferencia netas entre ambos países son de 600 MW (Marruecos-España) y de 900 MW (España-Marruecos)²¹.

➤ Interconexión España-Francia:

Hoy en día la interconexión entre Marruecos y España es la única que existe en operación y la única que podría contribuir a los objetivos del Plan Solar Mediterráneo sin necesidad de crear nuevas infraestructuras en esta zona.

Sin embargo la gran barrera en este corredor es la interconexión entre España y Francia, que provoca que España sea considerada una isla energética, como consecuencia de su

²⁰ Fuente: Red Eléctrica de España.

²¹ *Ibidem*.

insuficiente capacidad de transferencia hacia este país. El nivel de interconexión entre Francia y España está muy por debajo del 10% mínimo de la capacidad instalada de generación, que es la cifra recomendada por la Unión Europea, en el Consejo de Barcelona de 2002 (incluso teniendo en cuenta todas las interconexiones españolas internacionales, la capacidad de interconexión de España representa menos del 4% de su capacidad instalada de producción). Es importante destacar que este 10% se acordó en un contexto donde no se consideraba el tránsito de energía desde el norte de África hacia Europa central. Solamente cuatro líneas (dos de 220 kV y dos de 400 kV) unen ambos países, ofreciendo una capacidad de transferencia de solamente 1.000 MW (España-Francia) y 1.400 MW (Francia-España)²².

Teniendo en cuenta que la interconexión entre Marruecos y España es la única operativa en la actualidad entre África y Europa, la creación de un único mercado eléctrico entre Europa y África debería comenzar a través del corredor occidental. En estas circunstancias el objetivo principal debería ser aumentar la capacidad de interconexión entre España y Francia, así como reforzar la red interna de España en Andalucía Occidental, que es por donde se conecta España con Marruecos.

Un proyecto de interconexión suele llevar unos 10 años desde que se planifica hasta que es encargado.

El corredor occidental: Infraestructuras planificadas hasta 2020

➤ Interconexión Francia-España:

La capacidad de transferencia neta entre Francia y España se incrementará en 2014 con un proyecto de mejora del sistema que incluirá nuevas interconexiones transfronterizas, así como refuerzos de las líneas internas de ambos países. La clave del proyecto es la interconexión entre ambos estados en corriente continua de alta tensión (HVDC) a 320 kV, con una capacidad bruta de 2 x 1.000 MW. Se desarrollará, parcialmente por cable subterráneo, por la parte oriental de los Pirineos²³.

Una vez que esta interconexión esté finalizada, la capacidad de transferencia neta entre los dos países se incrementará a 1.700 MW (dirección España-Francia) y 2.800 MW (en dirección Francia-España). Esta capacidad representará aproximadamente el 2,7% de la capacidad instalada en España y en torno a un 2,2% de todo el sistema Ibérico. No obstante, incluso teniendo en cuenta todas las interconexiones españolas con otros países, la capacidad de interconexión de España seguirá siendo inferior al 5% de su capacidad de generación, siendo

²² Ibídem.

²³ Ibídem.

este aumento de interconexión aun no suficiente para corregir el cuello de botella en la frontera española-francesa²⁴.

Futuros proyectos de interconexión están bajo consideración, como por ejemplo un cable submarino mediante conexión HVDC por el Golfo de Vizcaya, que añadiría otra conexión entre ambos países, con 1.200 MW en la dirección Francia-España y 2.000 MW como mínimo en la dirección España-Francia²⁵.

Es importante destacar que en la planificación que estamos describiendo no se han considerado los objetivos específicos del Plan Solar Mediterráneo, y los posibles futuros tránsitos de energía masivos desde el norte de África hacia Europa. Si se considerasen estos objetivos, serían necesarias más conexiones entre España y Francia.

El corredor occidental: Posibles proyectos adicionales considerando la consecución de los objetivos del Plan Solar Mediterráneo:

En este contexto, las infraestructuras que serían necesarias para la incorporación de los flujos de energía desde el norte de África a Europa Central, a través del corredor occidental, estarían a unos niveles de potencia requerida de 2.000 MW, 3.000 MW y 4.000 MW. Estudios muy preliminares y generales se están realizando ya, como los que a continuación se van a describir. Serían necesarios análisis más detallados en el futuro si decidieran llevarse a cabo.

➤ Interconexión Marruecos-España:

Sólo se reforzaría la conexión entre Marruecos y España si ésta se saturara, hecho que a día de hoy no ocurre y no parece que vaya a ser inmediato, ya que dependería básicamente de que Marruecos aumentara considerablemente su capacidad de generación para abastecer su demanda, y además debería por tanto reducir sus importaciones de electricidad desde España, llegándose al estado de que Marruecos comenzara a exportar electricidad a Europa, hecho que como vimos anteriormente está lejos de que ocurra ya que Marruecos importa el 15% de su electricidad.

Si fuera necesario ampliar la conexión por los flujos de energía desde el norte de África, en un principio existen dos alternativas que debería analizarse técnicamente para ver cuál sería la mejor: 1) añadir un tercer cable submarino de 700 MW en corriente alterna, o 2) mejorar

²⁴ El objetivo establecido por la Comisión Europea para 2020 es de 4.000 MW, mientras que a largo plazo, para Red Eléctrica de España el objetivo es de 5.000 MW.

²⁵ Fuente: Elaboración propia.

la actual conexión HVDC, aumentando a una capacidad total de 3.000 MW. Sería necesario cambiar los centros de conversión pero no habría que tocar los cables ya existentes.

➤ Argelia-España:

En 2004 se realizó un estudio de viabilidad para un proyecto de interconexión de 2.000 MW entre Argelia y España. Se previó una interconexión de 500 kV HVDC a través de un cable submarino de 250 km de longitud, que iría desde la costa occidental de Argelia, en concreto desde Terga, a la costa española de Almería, donde las condiciones para la conexión a la red española eran favorables debido a la relativamente potente red de transmisión en esta área. El objetivo inicial del proyecto era construir bastantes plantas de ciclo combinado de gas en el oeste de Argelia, en paralelo a la interconexión submarina, con el fin de exportar electricidad barata, generada con gas, para el mercado eléctrico ibérico. Este proyecto se descartó finalmente y se decidió transportar directamente el gas por gaseoducto submarino, gaseoducto que en la actualidad está en funcionamiento²⁶.

Este proyecto podría retomarse en el contexto de grandes tránsitos de electricidad, desde el norte de África hacia Europa. En tal caso, los estudios de viabilidad deberían actualizarse teniendo en cuenta las nuevas zonas protegidas y el desarrollo tecnológico habido en los últimos años. Aunque no hubiera un calendario para la ejecución de este proyecto, es casi seguro que no podría llevarse a cabo antes de 2020. Un reto técnico particularmente difícil es el de la profundidad del lecho marino en esta zona que llega a los 1.900 m.

➤ Marruecos/Argelia – España – Francia/otros países

En la parte sur de este corredor en España, además de incrementar la conexión entre España y Marruecos como se ha descrito anteriormente, otro enfoque para aumentar el tránsito desde África hacia Europa, pasando por España, sería introducir una nueva conexión HVDC desde el lado español de la conexión con Marruecos, con un nodo en el centro de la península. Este enfoque permitiría eludir las áreas congestionadas de Andalucía Occidental, evitando así la necesidad de un rediseño total del sistema de transmisión en el suroeste peninsular, que se considera no factible en la práctica debido a problemas de permisos y al volumen de las nuevas infraestructuras que serían necesarias.

En cuanto a la parte norte del corredor en España, será necesario aumentar la capacidad de intercambio entre España y Francia con una conexión más de 2.000 MW de capacidad y con otra más con el fin de alcanzar los 3.000 MW y 4.000 MW de capacidad de transferencia. Algunos proyectos están ya en mente, como pudiera ser un segundo cable submarino en el

²⁶ Ibídem.

océano Atlántico (adicional a al del golfo de Vizcaya ya mencionado anteriormente) que iría desde el País Vasco a la Bretaña francesa, con una capacidad de 1.000 MW y 2.000 MW. Este nuevo enlace requeriría refuerzos de la red en la zona de País Vasco, ya que aunque la red en esta área es muy robusta y puede alojar los 2.000 MW de la interconexión del primer proyecto en estudio, pero al añadir otros 1.000 MW o 2.000 MW en la misma zona, que es lo que haría este segundo cable, obligaría al refuerzo de la red española.

Otra opción sería una interconexión con Francia desde la zona de Barcelona hacia Marsella. Se podría llegar a un total de 3.000-4.000 MW de transferencia sin necesidad de reforzar en esta zona la red interna española. El problema viene por la parte francesa, que no tiene una red muy mallada en el sur, y hay que buscar nodos fuertes en el país vecino, por eso en el caso del cable por el Atlántico se habla de la Bretaña francesa y por Barcelona hacia la zona de Marsella.

Finalmente, como el sur de Francia supone un problema por su poco mallado de la red, existen otras posibilidades que podrían considerar otros países para sustituir a Francia. En concreto una idea preliminar que se está barajando podría ser unir la península con el Reino Unido por el área del golfo de Vizcaya o unir España con Italia por el lado de Barcelona.

Resumiendo, los proyectos que se han presentado en este apartado son sólo preliminares. Estudios más completos serían aún necesarios. Estos estudios no sólo deberán incluir los estudios económicos, técnicos y ambientales correspondientes, sino también tener en cuenta los efectos positivos y negativos que cualquiera de ellos pueda tener sobre los territorios afectados.

Debido al tradicional aislamiento eléctrico de la Península Ibérica y a la necesidad de garantizar la seguridad del suministro y al mismo tiempo cumplir con los objetivos de la UE en energías renovables, se deberán realizar inversiones relevantes en España en los próximos años. Pero en el contexto actual de disminución de la demanda y con la limitada capacidad de exportar electricidad a través de la interconexión España-Francia con el resto de los países europeos, los efectos potenciales que los proyectos de paso de energía desde el norte de África hacia Europa puedan tener en el territorio español deben ser analizados con cautela antes de llevar a cabo su construcción.

*David Poza Cano**

Ingeniero Industrial del ICAI

Máster en Análisis y Prevención del Terrorismo

***NOTA:** Las ideas contenidas en los **Documentos Marco** son de responsabilidad de sus autores, sin que reflejen, necesariamente, el pensamiento del IEEE o del Ministerio de Defensa.