

El carbón y el petróleo a veinte años vista

Mariano Marzo Carpio
Catedrático de Recursos Energéticos
Facultat de Geologia UB

Durante los próximos veinte años, carbón, petróleo y gas seguirán siendo indispensables para cubrir las previsiones de crecimiento de la demanda energética global. El mundo no se está quedando sin recursos pero el aumento continuado de la producción de petróleo a partir de fuentes convencionales presenta cada vez más riesgos, los cuales constituyen un serio obstáculo para asegurar las previsiones de la demanda a medio plazo. Mitigar tales riesgos para la seguridad de suministro, sin olvidarse de la lucha contra el cambio climático y de garantizar la competitividad económica, requerirá mejorar drásticamente la eficiencia y expandir el uso de fuentes energéticas limpias y económicamente viables, sin por ello renunciar a la explotación de los abundantes recursos de carbón y de petróleo no convencional existentes. La explotación limpia de ambos tipos de combustibles fósiles demandará el despliegue industrial de la tecnología de captura y almacenamiento del CO₂, lo que supone nuevas necesidades en materia de infraestructuras y superar importantes desafíos en materia de I+D, costes y de aceptación política y social.

Previsiones sobre la demanda de energía en el horizonte 2030

El Escenario de Referencia del World Energy Outlook 2008 (WEO 2008) de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), prevé que la demanda mundial de energía primaria aumentará un 45% durante el periodo 2006-2030, pasando de 11.730 a 17.010 millones de toneladas equivalentes de petróleo, lo que implica una tasa anual media de crecimiento del 1,6%. Estas proyecciones asumen que a nivel global las tasas promedio de crecimiento de la demografía y del PIB serán de un 1% y un 3% anual, respectivamente.

En este contexto, los países que no pertenecen a la OCDE adquieren un especial protagonismo. Estos absorberán el 87% del incremento de la demanda mundial de energía primaria proyectado para el periodo 2006-2030, con China e India contabilizando una cuota sobre el total del citado aumento del 37,6% y 13,5%, respectivamente. La tasa de crecimiento de la demanda para el conjunto de países que no forman parte de la OCDE promediará un 2,4% anual, frente al 0,5% de la OCDE. Como resultado, en 2030, los países ajenos a la OCDE pasarán a representar el 62% del total de la demanda global de energía primaria, frente al 51% en 2006.

El Escenario de Referencia del WEO (2008) señala que en 2030 los combustibles fósiles representarán algo más del 80% del mix de energías primarias global. No se espera que antes del 2030 se produzca un despliegue a gran escala de nuevas tecnologías, diferentes a las actualmente en uso, tanto en el ámbito del suministro como en el de la demanda. Las tres únicas tecnologías que podrían alcanzar un importante grado de penetración a partir del 2020 son: la captura y secuestro del carbono, los biocombustibles de segunda generación y la conversión de carbón a líquidos mediante la tecnología Fischer-Tropsch.

Entre los combustibles fósiles, el carbón será el que experimentará una tasa media de crecimiento más rápida, cercana al 2% anual, de forma que su cuota sobre el total de la demanda mundial pasará de un 26% en 2006, a cerca de un 29% en 2030. Las previsiones indican que China contabilizará el 66% del aumento de la demanda global entre 2006 y 2030, mientras que a finales del citado periodo el uso del carbón en los países de la OCDE representará menos de un cuarto del total global. El Escenario de Referencia del WEO 2008 asume que tras alcanzar precios record en la primera mitad de 2008, los precios del carbón utilizado para la generación de electricidad ("steam coal") se estabilizarán en términos reales en torno a los 120 dólares por tonelada en 2010, para después permanecer prácticamente sin variación hasta 2015, y luego descender ligeramente hasta 110 dólares en 2030. La introducción de una tasa sobre las emisiones de CO₂, así como el endurecimiento de las regulaciones medioambientales, podrían rebajar el precio y la demanda de carbón.

El petróleo seguirá siendo el combustible fósil más usado, aunque su participación en el mix energético global caerá de un 34% en 2006, a un 30% en 2030. Las proyecciones señalan que el aumento de la demanda mundial de petróleo, cifrado en 21 millones de barriles diarios para el periodo 2006-2030, provendrá en su totalidad de países no pertenecientes a la OCDE. La contribución de China a dicho aumento se situará alrededor del 43%, mientras que la de India rondará el 19%. Otro dato de importancia es que la participación de Oriente Medio en el incremento de la demanda mundial de petróleo será del 20%, el segundo porcentaje más alto tras China. Entre 2008 y 2015, el precio medio del barril de petróleo importado por los países que forman parte de la Agencia Internacional de la Energía se situará en torno a los 100 dólares, para luego alcanzar los 200 dólares nominales en 2030 (unos 120 dólares reales del 2007).

La demanda de gas natural aumentará a un ritmo promedio del 1,8% anual, de manera que en 2030 este combustible representará algo más del 21,5% del

total de la energía primaria consumida en el mundo, frente al 20,5% de 2006. Durante el periodo 2006-2030, Oriente Medio absorberá el 26% del incremento global en la demanda de gas, lo que situará a la región en el tercer lugar del ranking mundial de consumidores de este hidrocarburo, tras Norteamérica y los países europeos de la OCDE. La escalada prevista en el consumo de gas llevará a los países de Oriente Medio a superar en 2030 la demanda de la Unión Europea. La mayor parte del aumento en el comercio entre regiones tendrá lugar como gas natural licuado, de forma que la participación de éste en el comercio mundial pasará del 52% en 2006, al 69% en 2030. Tras la subida experimentada hasta mediados de 2008, los precios del gas natural, muy ligados a los del petróleo, caerán ligeramente hasta el 2010, antes de iniciar de nuevo, a partir de 2015, una suave remontada.

Cubrir la demanda mundial de energía prevista entre 2007 y 2030 requerirá unas inversiones acumuladas de 26,3 billones de dólares (del 2007). De este total, 13,6 billones corresponderían al sector de generación de electricidad, mientras que los sectores del petróleo y el gas natural demandarían 6,3 y 5,5 billones, respectivamente. Las necesidades de inversión por parte de la industria del carbón (excluyendo el transporte) totalizarían menos de 730.000 millones. Las inversiones deberán destinarse, tanto a expandir la capacidad de suministro para adecuarla a la creciente demanda, como a reemplazar las instalaciones existentes y futuras cuya vida útil finalice entre 2007 y 2030. El 61,5% de la inversión total, así como el 58% de la requerida por el sector de la electricidad, correspondería a países que no pertenecen a la OCDE. Por lo que se refiere a los combustibles fósiles, este mismo grupo de países contabilizaría el 74% de la inversión requerida por el sector del petróleo, el 56% de la del gas y el 72% de la del carbón.

Disponibilidad de recursos y reservas de petróleo

A pesar de la poca transparencia y la disparidad de criterios existentes a la hora de contabilizar las reservas probadas de petróleo, la Agencia Internacional de la Energía afirma que estas son suficientes para cubrir el aumento de la demanda mundial previsto entre 2007 y 2030 en el Escenario de Referencia del WEO 2008. Al margen de algunas evaluaciones extremas, tanto por exceso como por defecto, existe un cierto consenso en la industria petrolera internacional sobre que las reservas probadas de petróleo crudo y de líquidos del gas natural que quedan por explotar oscilan entre 1,2 y 1,3 billones de barriles (incluyendo cerca de 0,2 billones de barriles de petróleo no convencional), de modo que, en teoría, al ritmo

actual de consumo, este volumen sería suficiente para asegurar el suministro mundial durante los próximos 40 años. La AIE señala que la cifra de reservas probadas casi se ha duplicado desde 1980, aunque reconoce que la mayor parte del aumento procede de revisiones (poco justificadas técnicamente) efectuadas durante la década de los ochenta en los países de la OPEP y no de nuevos descubrimientos. Asimismo, la AIE destaca el hecho de que aunque desde al año 2000 el volumen anual medio de petróleo descubierto ha sido superior al contabilizado durante la década de los noventa (gracias al aumento de la actividad exploratoria y las mejoras tecnológicas) la realidad es que desde los años ochenta los volúmenes extraídos superan a los inventariados mediante nuevos descubrimientos (a pesar de algunos grandes hallazgos recientes, tales como los efectuados recientemente en aguas profundas de Brasil).

Las estimaciones de reservas dan una idea aproximada de cuanto petróleo puede ser extraído a corto y medio plazo. Los recursos recuperables finales (RRF) nos informan sobre el volumen total de petróleo que en última instancia podrá ser producido de forma comercialmente rentable. El WEO 2008 estima que los RRF de petróleo convencional (que incluyen las reservas iniciales probadas y probables existentes en los yacimientos ya descubiertos, el crecimiento de las reservas y el petróleo que todavía queda por descubrir) se aproxima a los 3,5 billones de barriles, de los cuales, hasta la fecha, tan solo hemos consumido un tercio. Del volumen recuperable restante, un tercio correspondería a campos por descubrir. Los RRF de petróleo no-convencional, que prácticamente no han sido desarrollados hasta la fecha, también son muy grandes. Entre estos, las arenas bituminosas y los petróleos extra-pesados (principalmente localizados en Canadá y en Venezuela, respectivamente) podrían totalizar entre 1 y 2 billones de barriles económicamente recuperables. Si a estos recursos no convencionales se le añade el potencial de los esquistos bituminosos, el total recuperable podría ascender a 6,5 billones de barriles. Y si a esta cifra le sumamos el potencial de las tecnologías de transformación de carbón o gas a líquidos (CTL y GTL, respectivamente) la cifra final de RRF no convencionales podría ascender a 9 billones de barriles. Aparte de que algunos estudios rebajan sensiblemente estas cifras, en el futuro, el mayor o menor grado de explotación de todos estos recursos, así como los costes de producción dependerán de factores políticos, ambientales, normativos y fiscales. La explotación de los recursos no convencionales supone un importante impacto ambiental y la emisión de mayores cantidades de gases de efecto invernadero durante el proceso extractivo que las originadas durante el mismo proceso por los

combustibles convencionales. Por ello, la introducción generalizada de incentivos para la reducción de las emisiones de CO₂ tendría un gran sobre impacto sobre los costes de extracción. Además la explotación de estos recursos no convencionales implica un balance energético (relación entre la energía utilizada para su obtención y la energía suministrada por su uso) considerablemente menor que el de los petróleos convencionales.

El declive de la producción de petróleo convencional

Lo expuesto en el apartado precedente puede llevar a la conclusión, errónea, de que aunque posiblemente el petróleo será más caro en el futuro, su suministro esta garantizado. Sin embargo, ello no es así. Al margen de conocer con mayor o menor precisión la disponibilidad de reservas y recursos, conviene analizar la situación y perspectivas existentes en torno a la producción para saber si la transformación de los recursos y reservas en flujos productivos se realizará a la velocidad necesaria para cubrir la demanda proyectada. A este respecto, el WEO 2008 destaca, por primera vez, la importancia de estimar de forma precisa la tasa de declive de la producción de los campos de petróleo actualmente en explotación en el mundo. Conocer dicha tasa -que mide la pérdida de producción anual de un yacimiento cuando éste entra en fase de madurez- resulta crítico para prever la nueva capacidad de producción y las inversiones necesarias para satisfacer la demanda global. Por esta razón, la Agencia Internacional de la Energía ha abordado el análisis detallado de las tendencias históricas de producción de 800 campos que en 2007 totalizaron más del 60% de la producción mundial. Los resultados obtenidos muestran que la tasa de declive observada para los campos que han pasado su cenit productivo promedia un 6,7% anual a nivel global y en el Escenario de Referencia se contempla que este porcentaje se elevará al 8,6% en 2030. Por otra parte, si definimos la tasa de declive natural (o tasa de declive subyacente) como la caída de la producción anual que hubiera tenido lugar si no hubiera sido corregida mediante un programa adecuado de inversiones en tecnología, resulta que dicha tasa promediaría a escala mundial un 9% anual (un 2,4% más que la tasa de declive observada). Esto significa que si no se hubiera invertido en los campos que han pasado su cenit productivo, el declive de la producción de los campos actualmente en explotación hubiera sido aproximadamente un 30% más rápido. Las proyecciones del Escenario de Referencia del WEO 2008 implican que en 2030 la tasa promedio de declive natural post-cenit habrá experimentado, a nivel mundial, un incremento porcentual de un punto, situándose en torno al 10%. Ello

obedece a que todas las regiones experimentarán una caída en el tamaño medios de los campos en producción, al mismo tiempo que en la mayoría de ellas se asistirá a un desplazamiento de la actividad desde tierra hacia aguas marinas. Todo ello implica que en algunos países, sólo para compensar el declive natural de la producción, el total de la inversión en el sector de exploración y producción debe incrementarse significativamente.

Incertidumbres y riesgos a medio y largo plazo en la producción de petróleo

La Agencia Internacional de la Energía advierte en el WEO 2008 de la existencia de serias incertidumbres y riesgos en el sector de la producción de petróleo para satisfacer la demanda mundial, a medio y a largo plazo. Las mas importantes son las siguientes:

1) El Escenario de Referencia prevé que el suministro mundial de petróleo aumente de 84 millones de barriles diarios (Mbd) en 2007, a 106 Mbd en 2030. Descontando las ganancias en el proceso de refino, la producción mundial sería de 104 Mbd. Aunque la Agencia Internacional de la Energía no espera que la producción global de petróleo alcance su cenit antes de 2030, asume que la extracción de petróleo convencional –petróleo crudo, líquidos del gas natural (LGN) y ganancias provenientes de la aplicación de técnicas de mejora de la recuperación (EOR)- adoptará un perfil prácticamente plano hacia finales del periodo proyectado. En realidad, entre 2007 y 2030, la producción de petróleo crudo convencional solo aumentará modestamente (5 Mbd), debido a que el volumen proveniente de la explotación de nuevos yacimientos apenas compensará el perdido a causa del declive productivo de los campos actualmente existentes. De hecho, el grueso del incremento neto en la producción total de petróleo provendrá del LGN (lo que requiere una rápida expansión de la explotación de yacimientos de gas natural) y de los recursos no convencionales, especialmente de las arenas bituminosas de Canadá.

2) La mayor parte del aumento de la extracción mundial de petróleo provendrá de los países de la OPEP. Estos pasaran de producir el 44% del petróleo mundial en 2007, al 51% en 2030. Aunque existen dudas sobre el volumen exacto de las reservas declaradas por dichos países, la Agencia Internacional de la Energía asume que, en principio, dicho volumen es suficientemente grande (y sus costes de explotación lo suficientemente bajos)

para alcanzar los porcentajes previstos. Sin embargo, existen temores que la inversión en los países de la OPEP pueda verse limitada por factores diversos, entre los que se incluyen las cuestiones geopolíticas y la aplicación de una política de ralentización del agotamiento de las reservas. Arabia Saudita seguirá siendo el mayor productor mundial, aumentado su extracción de 10,2 Mbd en 2007, a 15,6 Mbd en 2030.

3) Fuera de la OPEP, la producción de petróleo convencional se encuentra ya estancada, o en fase de meseta ("plateau"), y empezará a declinar a mediados de la próxima década, acelerando su caída hacia finales del periodo proyectado. En la mayoría de los países ajenos a la OPEP, la producción ha alcanzado ya el cenit ("peak") y antes de 2030 lo hará en muchos de los que restan. Sin embargo, la Agencia Internacional de la Energía confía en que el descenso de la producción de petróleo crudo y LGN se verá compensada por un aumento de la producción de petróleo no convencional, de modo que el volumen total extraído permanecerá plano a partir de 2015. En estos países, una vez descontado el declive natural de la producción en los campos actualmente en explotación, la capacidad de producción convencional crecerá a corto plazo, pero la disminución en el número descubrimientos y el menor tamaño de estos impulsara al alza los costes marginales de desarrollo, lo que acarreará una disminución de la producción.

4) El incremento global de la producción proyectado en el Escenario de Referencia del WEO 2008 depende de manera crítica de la concreción, sin retrasos, de una inversión adecuada. Entre 2007 y 2030, debe ponerse a punto una capacidad adicional bruta de 64 Mbd, un volumen que equivale a seis veces la actual producción de Arabia Saudita. Y para 2015 dicha capacidad bruta debería ser de 30 Mbd. La Agencia Internacional de la Energía advierte de que existe el riesgo real de que una inversión insuficiente cause una crisis de suministro antes de esta última fecha. Tras analizar, una por una, las inversiones en nuevos proyectos actualmente en curso o previstas, se detecta un déficit en el suministro de 7 Mbd en 2015 y este agujero podría empezar a hacerse patente a partir de 2011. Los efectos de la actual crisis económica y financiera podrían rebajar la demanda, pero también retrasar algunas inversiones contabilizadas como seguras.

El debate sobre el cenit de la producción global de petróleo

En sus previsiones, la Agencia Internacional de la Energía asume que si las inversiones previstas llegan a tiempo y los países productores se abren a estas, el cenit de la producción global de petróleo, o momento en el que ésta entrará en declive, no se producirá antes del 2030. Una previsión en línea con las del Departamento de Energía y el Servicio Geológico de los EE.UU. Sin embargo, esta visión no es compartida por otros análisis que se muestran más pesimistas. Así, la "Association for the Study of Peak Oil & Gas" sitúa el cenit de la producción mundial de petróleo en torno al 2010. La visión de la industria petrolera sobre la cuestión también es dispar. Mientras algunas compañías, como ExxonMobil y BP, comparten las previsiones más optimistas, otras, como Total, sostienen que entre 2015 y 2020 la producción mundial de petróleo convencional y no convencional, condensados y líquidos del gas natural, alcanzará su cenit en torno a los 95 millones de barriles diarios, para luego situarse en una suave meseta ligeramente descendente que se prolongaría hasta 2030. Total advierte que incluso añadiendo al volumen citado los biocarburantes y los combustibles sintéticos derivados del carbón (CTL) y del gas natural (GTL), la producción mundial de líquidos alcanzaría su cenit en 2020, para luego mantenerse prácticamente plana, en una prolongada meseta, hasta 2030. La conclusión de Total es que a partir de 2020 la demanda de productos del petróleo tendrá que adaptarse a un suministro limitado, del orden de 100 millones de barriles diarios. Una afirmación que no entra en contradicción con las proyecciones del Escenario de Referencia del WEO 2008 en el horizonte 2015, pero que si contradice las de un consumo y una oferta en torno a los 106 millones de barriles diarios prevista para 2030.

El debate en torno al momento en que se producirá el cenit de la producción mundial de petróleo resulta difícil de cerrar por las discrepancias existentes sobre las reservas y recursos disponibles, el volumen de recursos recuperables finales, así como sobre otros factores técnicos, económicos y políticos. Por ello, sin obviar dicho debate, algunos organismos y analistas prefieren seguir una aproximación más pragmática para evaluar el balance futuro, a corto y medio plazo, entre oferta y demanda. Esta aproximación no se basa en las estimaciones globales de reservas y recursos del subsuelo, sino en la cuantificación de los "flujos de producción". Se trata de contabilizar la producción resultante de la suma de todos y cada uno de los proyectos que en teoría (asumiendo que no hay retrasos) deben entrar en producción en un determinado periodo de tiempo, para luego cotejar el resultado

obtenido con las proyecciones sobre la demanda para el mismo periodo. Como ya se ha comentado con anterioridad, mediante la aplicación de este tipo de análisis de abajo a arriba, el Escenario de Referencia del WEO 2008 detecta una importante brecha potencial entre oferta y demanda en el transcurso del periodo 2011-2015.

Inversiones en exploración de petróleo

El WEO 2008 constata que la inversión total en exploración y producción de petróleo y gas ha aumentado rápidamente en los últimos años, triplicándose durante el periodo 2000-2007, hasta alcanzar la cifra de 390.000 millones de dólares nominales. La mayor parte de este aumento se destinó a cubrir la subida de los costes propiciada por la inflación, de modo que una vez ajustada esta última, la inversión en 2007 fue en realidad un 70% mayor que la del 2000. En promedio, durante el mismo periodo y a escala global, los costes en exploración y producción aumentaron en cerca de un 90%. De cara al futuro, el WEO 2008 presenta una previsión sobre la inversión en exploración y producción de petróleo y gas a escala mundial, elaboradas en base a los planes de cincuenta grandes petroleras mundiales que en conjunto aglutinan más del 75% de la producción global de petróleo y gas. Según dichos planes, cabe esperar que la citada inversión continúe aumentando, hasta superar los 600.000 millones de dólares en 2012. Si se asume una estabilización de los costes, ello supondría un aumento de la inversión real en torno al 50% para el periodo 2007-2012, lo que representaría un aumento medio anual del 8%. Las proyecciones para el periodo 2007-2030 del Escenario de Referencia del WEO 2008 prevén la necesidad de una inversión acumulada en el sector de la exploración y producción de petróleo y gas de 8,4 billones de dólares (del 2007), lo que equivale a un promedio anual de 350.000 millones de dólares. Una cantidad que queda por debajo de las invertidas en la actualidad. Esta discrepancia puede interpretarse como una indicación de que el ritmo inversor va por buen camino. Pero esto no es tan evidente. El monto total de las inversiones necesarias previstas en el WEO 2008 tiene en cuenta que a lo largo del periodo proyectado se producirá un cambio importante en el destino de la inversión. A medida que la producción de petróleo vaya declinando en las regiones ya maduras, la actividad de exploración y producción se desplazará hacia regiones de menor coste, especialmente Oriente Medio, de modo que la inversión necesaria caerá durante la segunda mitad del periodo proyectado, pasándose de una inversión anual media de 500.000 millones de dólares (del 2007) durante el periodo 2007-2012, a alrededor de 300.000 millones en el intervalo 2016-2030. Este cambio comportará

que las oportunidades de inversión de las compañías internacionales irán disminuyendo, al mismo tiempo que los países ricos en recursos de hidrocarburos deberán asumir una mayor carga inversora, ya sea directamente, a través de sus empresas estatales, o bien indirectamente, en asociación con inversores extranjeros. En este nuevo escenario, el WEO 2008 detecta la existencia de una serie de obstáculos potenciales a la inversión que podrían limitar el futuro suministro global de petróleo y gas. Entre dichos obstáculos potenciales se encuentran: 1) las previsibles políticas de producción acordadas por los países ricos en hidrocarburos para ralentizar el ritmo de agotamiento de sus recursos, 2) la creciente falta de oportunidades para las compañías internacionales de capital privado a la hora de invertir en dichos países, 3) la preocupante carestía de personal cualificado y equipos, y 4) las posibles limitaciones resultantes de la evolución del contexto geopolítico y del estallido de conflictos regionales.

Petronacionalismo y petróleo

Otro aspecto muy importante a tener en cuenta de cara al futuro suministro global de hidrocarburos es el relacionado con el denominado “petronacionalismo” o “nacionalismo de recursos”. Desde hace una década estamos asistiendo a un cambio estructural en el sector de exploración y producción de la industria del petróleo y el gas, de forma que las compañías estatales (NOC’s) están adquiriendo una posición cada vez más preponderante, en detrimento de las grandes compañías internacionales de capital privado (IOC’s). De hecho, el Escenario de Referencia del WEO 2008 contempla que entre 2007 y 2030 las NOC’s deberán responsabilizarse del 80% del aumento total de la producción de petróleo y gas. En la actualidad, en muchos de los países con las mayores reservas de hidrocarburos, las NOC’s dominan la industria de la exploración y producción, de modo que las compañías extranjeras, o bien no pueden inventariar como propias y desarrollar dichas reservas, o bien pueden hacerlo bajo condiciones muy duras y restrictivas. La subida del precio del petróleo y la creciente convicción de muchos líderes políticos de los países productores de hidrocarburos de que sus NOC’s sirven mejor que las IOC’s al interés general de sus ciudadanos, han impulsado la confianza y las aspiraciones de las petroleras estatales, algunas de las cuales rivalizan en capacidad técnica y eficiencia con las petroleras internacionales de capital privado. Estas últimas, que tradicionalmente han dominado la industria global del petróleo y el gas, están cediendo protagonismo ante el empuje de las NOC’s y los volúmenes de sus reservas y producción están disminuyendo, debido a que ante la falta de

oportunidades en los países ricos en hidrocarburos deben concentra su actividad en regiones maduras fuera de los países de la OPEP. Últimamente, las “súper grandes” están teniendo dificultades para reemplazar sus reservas probadas y expandir su producción, al mismo tiempo que se ven forzadas a asegurar una mayor rentabilidad a sus accionistas, para lo cual deben aumentar el porcentaje de los beneficios destinados a tal fin.

Petroleras estatales vs. Petroleras privadas

Las repercusiones derivadas de la evolución estructural experimentada por la industria del petróleo y el gas podrían ser importantes para la inversión, la capacidad de producción y los precios. El creciente poder de las compañías estatales puede resultar un obstáculo para la concreción de las inversiones previstas en el Escenario de Referencia del WEO 2008. En función de sus intereses a largo plazo, los países ricos en hidrocarburos pueden decidir ralentizar el agotamiento de sus reservas y recursos. Asimismo, existen dudas sobre la preparación y eficiencia, tanto financiera como técnica, de muchas de las compañías estatales para poner a punto la capacidad de producción requerida. Probablemente, a largo término, asegurar el suministro global de petróleo y gas, requeriría de la cooperación entre las petroleras estatales y las de capital privado. Su asociación resultaría mutuamente beneficiosa. Los gobiernos de los países productores y consumidores también podrían jugar un papel para impulsar esta cooperación. Los gobiernos de los productores introduciendo reformas institucionales, normativas y fiscales encaminadas a atraer la participación extranjera, así como a promover una mayor eficiencia comercial de sus compañías estatales. Los gobiernos de los países consumidores esforzándose para logra un mejor entendimiento con los países productores, propiciando el dialogo y el comercio.

Reservas y producción de carbón

El carbón es el combustible fósil más abundante y disperso geográficamente. A finales de 2005, las reservas probadas totalizaban 847.000 millones de toneladas. Estados Unidos, Rusia y China poseen el 61% de las reservas mundiales. Australia, el mayor exportador mundial, atesora el 9% de las reservas probadas, mientras que el segundo mayor exportador, Indonesia, tiene menos del 1%. Alrededor de la mitad de las reservas probadas del mundo están representadas por hullas y antracitas, los dos tipos de carbón de mayor contenido energético, y la otra mitad

por lignitos y lignitos sub-bituminosos (“subbituminous coals” según la terminología norteamericana) de menor poder energético que los anteriores. Según el WEO 2008, estas reservas son más que suficientes para satisfacer el crecimiento proyectado de la demanda mundial hasta 2030. Sin embargo, el rápido aumento de la demanda en los últimos años ha originado una abrupta caída de la relación entre reservas y producción, que ha pasado de 188 años en 2002, a 144 años en 2005. Quizás, esta caída refleje más una falta de incentivos para aumentar las reservas que una carestía real de recursos de carbón, ya que la actividad de exploración suele ser llevada a cabo por empresas mineras que planifican a corto plazo, más que por servicios geológicos estatales. En ausencia de motivos económicos para incrementar las reservas a largo plazo, es posible que la relación reservas/producción descienda aún más en el futuro.

Entre 2006 y 2030, las proyecciones del Escenario de Referencia del WEO 2008 señalan que la producción mundial de carbón aumentará casi un 60%, en más de 2.610 millones de toneladas de equivalente de carbón (Mtec). Durante el periodo citado, los Estados Unidos seguirán siendo, con diferencia, el mayor productor de la OCDE y su producción se incrementará un 19%. Por el contrario, la producción en los países europeos de la OCDE continuará declinando, a medida que la eliminación de los subsidios, particularmente en Alemania, se traduzca en el cierre de las minas de alto coste. La producción de carbón en la región de la OCDE-Pacífico experimentará un crecimiento del 1,6% anual, aunque este se concentrará casi exclusivamente en Australia.

Las previsiones apuntan a que, con el fin de satisfacer la demanda doméstica, la producción de carbón en los países no pertenecientes a la OCDE crecerá de manera importante, expandiéndose a una tasa del 2,5% anual. En conjunto, los países ajenos a la OCDE contabilizarán el 91% del incremento mundial de la producción de carbón previsto para el periodo 2006-2030. China casi duplicará su actual producción, aunque el ritmo de crecimiento de esta podría ralentizarse con posterioridad a 2015, mientras que en India la producción también aumentará por un factor cercano a dos. Por lo que respecta a Rusia, las previsiones del WEO 2008 muestran un importante crecimiento de la producción, de modo que a partir de 2010 ésta superaría a la del conjunto de los países europeos de la OCDE.

El crecimiento previsto para la producción y el consumo de carbón en China e India, dependerá de la manera en que dichos países enfrenten diversos desafíos medioambientales, tanto a nivel local como global. En el plano local, la

disponibilidad de agua y otras necesidades de infraestructuras mineras en las regiones áridas del noroeste de China, supondrán una amenaza sobre algunos ecosistemas delicados. En la India, la pérdida de bosques y aldeas, con el consiguiente desplazamiento de personas, hacen que cualquier ampliación de la industria del carbón, en gran parte basada en la minería a cielo abierto, conlleve dificultades políticas. El gobierno chino ha catalogado la minería del carbón como un sector estratégico, de modo que en la actualidad la industria del carbón resulta rentable y dispone de amplios fondos para la inversión. Tras las experiencias mineras en el norte de Shanxi, Shaanxi y Mongolia Interior, China ya ha demostrado que es capaz de superar los desafíos relacionados con la ampliación de las reservas del país, así como con el desarrollo de infraestructuras de transporte capaces de desplazar grandes volúmenes de carbón a distancias cada vez mayores. Las necesidades de inversión en China, a pesar de ser grandes en términos absolutos, resultan pequeñas en comparación con las requeridas por el conjunto del sector energético. En India, cualquier política de expansión de la producción supone que el sector del carbón, dominado por la empresa estatal Coal India, mejore su competitividad.

Según el WEO 2008, el "steam-coal", esencialmente utilizado en la generación de electricidad, seguirá siendo el principal tipo de carbón producido en el mundo. Durante el periodo 2006-2030, se prevé que su producción crezca un 2,2% por año y que su cuota sobre el total de la producción de carbón aumente del 77% en 2006, al 81% en 2030, impulsado por el aumento de la generación eléctrica en Asia. El crecimiento proyectado para el "coking coal", o tipo de carbón esencialmente utilizado por la industria siderúrgica, se sitúa en torno al 1,3% anual, mientras que el consumo de los carbones de menor contenido energético, como el "brown coal" y la turba ("peat"), crecerá algo más lentamente, a razón del 1,2% anual.

Para cubrir la demanda mundial de carbón prevista en el Escenario de Referencia, el WEO 2008 estima que durante el periodo 2007-2030 la industria del carbón deberá afrontar inversiones por un total de 728.000 millones de dólares (del 2007) que equivalen a solo el 3% de las necesidades calculadas para el conjunto del sector energético global. Alrededor del 91% de esta suma correspondería a la minería y el resto a infraestructuras. China debería absorber, ella sola, el 44% de la inversión total prevista.

Carbón y captura y almacenamiento del CO₂

Existen diversas estrategias para disminuir las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y mitigar el cambio climático: 1) reducir la cantidad de energía que el mundo utiliza, sea mediante la puesta a punto de tecnologías más eficientes o por un cambio en el estilo de vida y comportamientos, 2) expandir el uso de fuentes energéticas que no emiten (o emiten poco) CO₂ a la atmósfera, como las renovables y la nuclear, 3) perfeccionar los sumideros biológicos mediante, por ejemplo, la reforestación o la fertilización del fitoplancton marino, y 4) captar el CO₂ generado por el uso de combustibles fósiles para después inyectarlo y almacenarlo, con el propósito de aislarlo de la atmósfera, en formaciones geológicas del subsuelo, en el océano o en carbonatos minerales. Esta última estrategia de “captura y secuestro” recibe el nombre oficial de captación y almacenamiento del dióxido de carbono (CAC).

Sabemos que la combustión del carbón produce la mayor cantidad de CO₂ por unidad de energía de todos los combustibles fósiles: casi dos veces más que el gas natural. En la actualidad, el petróleo y el carbón contribuyen, cada uno, con cerca del 40% a las emisiones globales de CO₂, pero algunas previsiones señalan que hacia finales de siglo, incluso con un gran desarrollo de las tecnologías que mejoran la eficiencia y un espectacular crecimiento de las energías renovables y la nuclear, el carbón podría ser el responsable del 80% de las citadas emisiones. Si no queremos llegar a esa situación, la puesta a punto y el despliegue de la CAC resulta urgente.

Sin embargo, esta técnica es costosa (se estima que la captación de CO₂ de una planta térmica de carbón podría incrementar los costes de generación de electricidad en un 50%) y también existen dudas sobre diversos aspectos científicos. Entre estos, la pregunta más candente es si el CO₂ secuestrado puede escaparse de nuevo a la atmósfera y, si así fuera, en cuanto tiempo. Respecto a esta cuestión conviene aclarar que el CAC no pretende almacenar para siempre el CO₂ inyectado. Tan solo el tiempo necesario para que la maquinaria del ciclo natural del carbono permita reducir las concentraciones de CO₂ en la atmósfera hasta niveles preindustriales, lo que podría llevar entre mil o dos mil años. Si el secuestro geológico del CO₂ es lo suficientemente eficiente para evitar el escape del gas durante milenios, se supone que la citada maquinaria puede apanárselas para limpiar la atmósfera. Sin embargo, ni los proyectos experimentales actualmente en marcha, como el desarrollado por la compañía Statoil en el campo de petróleo de Sleipner bajo las aguas del Mar del Norte en Noruega (donde desde 1998 se viene

inyectado un millón de toneladas métricas de CO₂ por año), ni la experiencia de las petroleras en todo el mundo, aportan datos concretos sobre la existencia de posibles escapes y las tasas implicadas en este fenómeno.

La industria del petróleo hace tiempo que está familiarizada con las técnicas de inyección de CO₂ en rocas sedimentarias del subsuelo para, por aquello de que “un clavo saca otro clavo”, mejorar los porcentajes de recuperación del petróleo de los yacimientos. Dichos porcentajes oscilan entre el 30-50% y una simple mejora global del 5% en la recuperación, utilizando, por ejemplo, la inyección de CO₂, podría suponer aumentar las reservas recuperables de petróleo en 300.000 millones de barriles (más que las reservas probadas de Arabia Saudita). Por esta razón, los anuncios de nuevos proyectos por parte de las grandes petroleras se suceden sin interrupción. Por ejemplo, ExxonMobil participa en un programa de investigación de la UE (CO₂ReMoVe) que también cuenta con la financiación y experiencia técnica de BP, ConocoPhillips, Schlumberger, Statoil, Total, Vattenfall y Wintershall, y que pretende inyectar CO₂ y monitorizar su comportamiento en los campos de Sleipner y Snohvit en el Mar del Norte (Noruega), In Salah en pleno desierto del Sahara (Argelia) y Ketzin (Alemania). Asimismo, Total desarrolla un proyecto semejante en el campo de Rouse, al otro lado de los Pirineos, en la cuenca de Aquitania.