

Enrique Palazuelos Manso*
Clara García Fernández-Muro*

DILEMAS ESTRATÉGICOS DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN CHINA

Este trabajo trata sobre las tendencias más destacadas que se revelan en la transición energética por la que atraviesa China. En primer lugar, muestra los cambios que viene experimentando su sistema energético y la influencia determinante que sobre los mismos ejerce la dinámica de desarrollo económico a través de tres factores principales: el fuerte crecimiento y la nueva especialización del sector industrial, el impulso del sector de transporte y las nuevas pautas de consumo doméstico. A continuación, el trabajo argumenta la hipótesis (realista) de que esos tres factores se mantendrán a lo largo de la próxima década y, por tanto, seguirán siendo los principales impulsores de la transición energética. Bajo ese supuesto, analiza los cinco grandes dilemas a los que se enfrenta esa transición. La conclusión fundamental es que el escenario futuro más razonable es netamente continuista con respecto a las tendencias energéticas actuales.

Palabras clave: transición energética, China, desarrollo económico, sistema energético, dependencia energética.

Clasificación JEL: Q40, O53, O29.

La situación energética de China revela que desde los años noventa se están produciendo una serie de cam-

bios que reflejan la existencia de un proceso de transición, desde un sistema energético cuyos patrones de oferta y demanda son los propios de una economía subdesarrollada, hacia otro sistema energético más acorde con los requisitos del desarrollo económico y social del país. Después de señalar cuáles son esos cambios que viene experimentando el sistema energético y la influencia determinante que sobre ellos ejerce la dinámica de desarrollo económico basada en tres factores principales (el fuerte crecimiento y la nueva especialización del sector industrial, el impulso del sector de transporte y las nuevas pautas de consumo doméstico), el trabajo

* Grupo de Investigación sobre Crecimiento de la Economía Mundial (GICEM). Instituto Complutense de Estudios Internacionales (ICEI). Universidad Complutense de Madrid.

Este trabajo forma parte de un proyecto del Grupo de Investigación sobre Crecimiento de la Economía Mundial (GICEM) que analiza comparativamente los sistemas energéticos de las tres grandes regiones de la economía mundial (Unión Europea, América del Norte y Asia Oriental) que son altamente dependientes en energía. El proyecto de investigación cuenta en 2007 con financiación del Programa de Creación y Consolidación de Grupos de Investigación UCM-Comunidad de Madrid en el marco del IV Plan Regional de Investigación.

formula la hipótesis (realista) de que esos tres factores se mantendrán a lo largo de la próxima década y, por tanto, seguirán siendo los principales impulsores de la transición energética. Bajo ese supuesto, analiza los cinco grandes dilemas a los que se enfrenta esa transición. La conclusión fundamental del análisis es que el escenario futuro que parece más razonable es netamente continuista con respecto a las tendencias energéticas actuales.

El artículo se estructura en cuatro apartados. El primero presenta los rasgos más destacados que caracterizan a la transición energética china y los factores que los están determinando durante la actual fase de desarrollo. Esa presentación es breve porque el análisis de los cambios energéticos y sus determinantes lo hemos realizado con detalle en otro trabajo (Palazuelos y García, 2007). El segundo apartado argumenta las razones por las que es altamente probable que esos tres factores sigan operando durante las próximas décadas. En esa medida, el tercer apartado analiza los cinco dilemas principales a los que se enfrentará la transición energética en los próximos años, profundizando en algunos de sus rasgos actuales y abordando otros nuevos ámbitos de transformación conforme a las necesidades que plantea la conformación de un sistema energético que favorezca el desarrollo económico y social. El apartado final expone las conclusiones del trabajo.

1. Dinámica de desarrollo y cambios energéticos

En su fase actual, la transición energética de China muestra la persistencia de varios rasgos característicos de su sistema tradicional: el carbón sigue siendo la fuente energética fundamental, tanto en la producción como en la demanda (Crompton y Wu, 2005; Jiang, 2007)¹; la industria concentra cerca de la mitad del con-

¹ Aporta dos tercios de la producción y abastece a casi el 60 por 100 de la demanda total de energía primaria. Salvo otra indicación expresa, la fuente de los datos energéticos es la International Energy Agency (2006a).

sumo final; el consumo por habitante sigue siendo muy reducido²; y el Estado sigue ejerciendo un estricto control sobre las actividades energéticas (Andrew-Speed, 2004; Downs, 2006).

Sin embargo, en el transcurso de estas dos últimas décadas, han surgido importantes novedades que marcan una línea de ruptura con ese sistema tradicional. La demanda total de energía primaria experimenta una fuerte aceleración³. El consumo final se diversifica desde el punto de vista sectorial, ganando presencia —aunque todavía modesta— el transporte y los servicios. Se diversifica también desde el punto de vista de los recursos, aumentando la contribución de los derivados de petróleo, la electricidad y, con cuotas menores, el calor y el gas natural. La producción de energía eléctrica y la de derivados de petróleo registran un fuerte impulso para corresponder al aumento de su demanda (Machenaud, 2005; Kambara y Howe, 2007)⁴. Surgen desajustes entre la oferta y la demanda de petróleo, ya que el lento crecimiento de la extracción de crudo hace que una parte creciente del crudo procesado en las refinerías sea de procedencia extranjera, a la vez que la producción de las refinerías sigue siendo inferior a la demanda de derivados⁵. El marco de gestión del sistema energético está sometido a diversas tensiones que reflejan la divergencia de intereses entre el gobierno central, los gobiernos

² En 2004 era de 1,25 toneladas equivalentes de petróleo por habitante, lo que supone menos de la tercera parte del consumo per cápita de la media de la Unión Europea.

³ Sobre todo en los últimos años, con una tasa media de crecimiento del 9,4 por 100 anual en el cuatrienio 2001-2004. Esa aceleración hizo que la elasticidad demanda-PIB se situara por encima de la unidad, alcanzando valores ciertamente exagerados (1,516 y 1,695) en 2003 y 2004, dando lugar a que la intensidad energética respecto al PIB volviera a elevarse un 10 por 100 hasta 0,225 toneladas equivalentes de petróleo por dólar de producción (a precios constantes de 2000 en PPA).

⁴ La quinta parte de la capacidad eléctrica instalada en 2004 se construyó en el último cuatrienio y lo mismo sucedió con la cuarta parte de la capacidad de las refinerías.

⁵ En 2004 las importaciones de crudo equivalían al 42 por 100 de la demanda interna de petróleo, mientras que las importaciones de derivados suponían el 15 por 100 del consumo interno de esos productos, componiéndose sobre todo de gasolina, diésel, queroseno para aviones-jet, fuel oil y gases ligeros de petróleo.

locales y las grandes empresas estatales (Austin, 2005; Downs, 2006; Andrew-Speed, 2004). Los indicadores de consumo energético por unidad de producción reflejan una caída de la intensidad debida, entre otras razones, a los cambios estructurales de la economía y a la mejora de la eficiencia energética, aunque ésta sigue mostrando importantes problemas (Levine, 2005; Sinton *et al.*, 2005, Lin, 2005; Wang, 2006). Los indicadores de contaminación ambiental registran cifras alarmantes, debidas a la intensa utilización del carbón en las plantas térmicas y el creciente consumo de derivados de petróleo (Lu *et al.*, 2006; Wang, 2006).

Simultáneamente, el análisis de la dinámica económica y social pone de manifiesto que en las últimas décadas se están originando grandes transformaciones estructurales entre las que cabe destacar tres directamente relacionadas con los cambios energéticos. La primera es el fortalecimiento de la estructura industrial a través del fortísimo crecimiento y una nueva especialización productiva en la que adquieren un peso creciente los bienes de equipo, a la vez que mantienen una presencia importante las ramas productoras de insumos intermedios (siderurgia, metalurgia, materiales de construcción, química), siendo estas ramas muy intensivas en energía. Precisamente, la industria es el sector más importante en el consumo final de energía y sigue acrecentando su participación, a la vez que su creciente utilización de derivados de petróleo y electricidad es el factor más determinante en la diversificación del consumo final de energía, siendo también el sector que más influye en el descenso de la intensidad por unidad de producción y en el aumento de la contaminación ambiental.

La segunda transformación, aún en ciernes, es la que viene forjándose en torno al sector de transporte. El rápido crecimiento del transporte de mercancías y pasajeros por carretera origina un fuerte aumento del parque de vehículos y, en consecuencia, del consumo de diésel y gasolina, así como del queroseno utilizado como combustible por los aviones, contribuyendo también a agravar los índices de contaminación a través de las emisio-

nes que provoca la combustión de esos derivados del petróleo.

La tercera transformación es la que tiene lugar en el ámbito de la estructura social a través de la creciente urbanización y el aumento de los ingresos domésticos, generando nuevas pautas de consumo doméstico. El hecho de que casi la mitad de la población viva en ciudades y que el ingreso per cápita se haya multiplicado por seis desde 1990, junto con otras influencias socio-culturales, ha dado lugar a que la vida social incorpore nuevas pautas de consumo energético. Los hogares urbanos tienen un consumo medio de energía inferior al de los hogares rurales, pero al mismo tiempo elevan con rapidez ese consumo y lo diversifican a través de una mayor utilización de electricidad, gases ligeros de petróleo y gas natural, reduciendo el uso de carbón y de madera y desechos vegetales y animales.

2. La perspectiva de un horizonte razonable: factores de impulso y de freno

Considerando el desenvolvimiento de la actual fase de desarrollo en China, la práctica totalidad de los análisis económicos vaticinan la continuidad de sus principales características durante un largo período de tiempo, comprendido entre una y tres décadas (Aglietta y Landy, 2007; Artus, 2006; Naughton, 2007). En ese horizonte, el crecimiento del PIB seguirá siendo elevado y tendrá en la industria a su principal motor productivo. La estructura industrial profundizará su especialización en torno a las ramas de bienes de equipo, que son las que incorporan un mayor contenido tecnológico. Pero, al mismo tiempo, las ramas de transformación metálica, no metálica, química, construcción y electricidad mantendrán un notable peso en la estructura industrial porque así lo requieren tanto la demanda proveniente de aquellas ramas más dinámicas como la consolidación de las principales infraestructuras económicas y sociales (Aglietta y Landy, 2007). El transporte seguirá acrecentando su importancia, tanto por exigencias de las actividades productivas, como por la ampliación de las redes comercia-

les y la elevación de los niveles de renta de los hogares. Igualmente, de la mano del crecimiento económico y el proceso de urbanización, los nuevos comportamientos sociales seguirán determinando cambios en las pautas de consumo, principalmente entre los hogares urbanos pero también en el medio rural (Kambara y Howe, 2007).

A nuestro juicio, el efecto expansivo de esos factores de impulso podría encontrar dos posibles elementos de freno que operasen como contratendencias en el comportamiento de la demanda de energía. Uno sería la posible implementación de medidas destinadas a reducir de forma drástica el alto grado de ineficiencia que todavía se registra en el sistema energético. El otro elemento sería la adopción de medidas igualmente drásticas de protección ambiental, como respuesta a la gravedad que alcanzan los indicadores de contaminación, sobre todo por la masiva utilización del carbón. Ambos elementos presentan como denominador común la necesidad de que los poderes públicos lleven a cabo una intervención continuada, contundente y eficaz para contrarrestar los efectos que determinan los factores de impulso. El propio gobierno chino ha establecido como objetivo que el PIB se cuadruplique entre 2000 y 2020, pero que el consumo energético sólo se duplique. Tal propósito exige un firme compromiso de las autoridades políticas con la protección ambiental y la eficiencia energética, lo cual requiere que el gobierno disponga no sólo de voluntad sino también de capacidad para enfrentarse a los intereses de signo contrario que oponen las grandes empresas, las autoridades locales y otros sectores defensores de que se mantenga como prioridad absoluta el acelerado ritmo de crecimiento económico y, en consecuencia, la expansión de la demanda energética.

Sin embargo, según nuestro criterio, lo más probable es que, al menos durante los años que quedan de la presente década y buena parte de la siguiente, esos elementos de freno sigan sometidos a importantes restricciones y, por tanto, que su alcance sea bastante limitado, de manera que en el escenario energético seguirán prevaleciendo los factores expansivos actualmente

en vigor. Así cabe preverlo por dos razones principales. En primer lugar, el ritmo de crecimiento de la economía seguirá siendo muy elevado (Aglietta y Landry, 2007; Artus, 2006; APERC, 2006; Naughton, 2007). Así lo plantean las previsiones del gobierno como una exigencia prioritaria para impulsar el desarrollo y para crear un volumen de empleo urbano que compense las fuertes pérdidas de empleo de las empresas estatales y el rápido desplazamiento de mano de obra procedente del medio rural. A la vez, esas altas tasas de crecimiento son las que deben permitir que se sienten las bases de un sistema de seguridad social, de modo que el gobierno concentre y redistribuya una parte del ahorro del país para ampliar sus políticas sociales con el fin de mejorar la situación de la población que vive en el campo y de la que se concentra en la periferia de las grandes ciudades, amortiguando las tensiones que viene generando el aumento de las desigualdades sociales y territoriales. En segundo lugar, los soportes de ese rápido crecimiento económico difícilmente pueden ser otros que los actuales, es decir, la inversión por el lado de la demanda y la industria por el lado de la oferta. Y, como se ha referido antes, la especialización industrial hacia ramas con tecnología más avanzada se acompaña de una incidencia también relevante de las ramas que fabrican productos intermedios que son las más intensivas en energía. Incluso si en los próximos años se iniciase un viraje —incorporado entre los objetivos gubernamentales— que reorientase las bases del crecimiento económico hacia el mercado interno (mayor demanda de consumo), con una especialización industrial que se ocupara de producir una mayor proporción de bienes para el mercado interno y con mayor terciarización (finanzas, comercio), no obstante, el ritmo de crecimiento de la economía seguiría siendo bastante elevado, la tasa de inversión se mantendría alta y las ramas intermedias seguirían teniendo una gran importancia en la estructura productiva.

Simultáneamente, la hipótesis de que los factores de freno tendrán una influencia reducida se basa en otras dos razones. De un lado, aunque se fomente la utiliza-

ción de otras fuentes (gas natural, nuclear, hidráulica, eólica), el fuerte aumento que requiere la producción de energía eléctrica sólo puede llevarse a cabo mediante una masiva utilización del carbón como combustible (APERC, 2006; Chevalier, 2006; Allaire, 2005; Lin y Levine, 2006). Este hecho, junto con el uso mayoritario del carbón en otros consumos industriales y la creciente utilización de derivados de petróleo en el transporte, seguirán siendo restricciones estructurales que limiten severamente la efectividad de la política ambiental (Lu *et al.*, 2006; Dorian, 2005; APERC, 2006). Al mismo tiempo, el predominio de los factores expansivos restringe los márgenes para aplicar políticas contundentes que favorezcan la eficiencia y la conservación de energía. La lógica del crecimiento acelerado y el nuevo marco institucional otorgan una poderosa influencia a las grandes empresas energéticas y a otros actores económicos y políticos cuya prioridad es el crecimiento del abastecimiento energético (producción + importación) frente a la moderación de la demanda. Además, el nivel tecnológico de que dispone la economía en su actual fase de desarrollo sólo permite la introducción de ciertas medidas destinadas a modificar los parámetros estructurales de consumo energético en algunas industrias, en el transporte y en los hogares.

Sólo si se considera un horizonte más amplio —después de al menos una década— parece razonable pensar que los factores de freno podrán ampliar su radio de acción para contrarrestar de manera significativa las tendencias expansivas que prevalecen durante la transición energética. Por tanto, carece de realismo pensar que en los próximos años pueda alcanzarse cualquier «escenario verde» basado en el vigor de los correctivos ambientales y la conservación energética. Ese propósito es incompatible con los objetivos económicos y energéticos fijados por el propio gobierno, entre los que se encuentran la rápida electrificación, la expansión del transporte y el acelerado crecimiento industrial. En ese sentido, resulta inverosímil un escenario a 3-5 años que suponga elasticidades demanda energética-PIB con valores próximos o inferiores a 0,5. De hecho, la mayoría

de las proyecciones realizadas a finales de los noventa y principios de la década actual (IEA, EIA-US, APERC, ERI) quedaron rápidamente inservibles porque consideraban incrementos moderados de la demanda energética. Los datos reales de 2001-2004 hacen que las cifras fijadas por esos organismos para 2010 y 2015 sean inalcanzables⁶.

Sin embargo, tampoco parece viable un «escenario inercial» definido a partir de la extrapolación de los datos de 2001-2004, cuando la intensidad energética volvió a subir y la elasticidad demanda-PIB alcanzó valores por encima de 1,5. Se trata de un escenario insostenible tanto desde el punto de vista de los niveles de contaminación e ineficiencia, como de las exigencias de demanda y de dependencia exterior. De hecho, los datos oficiales chinos muestran que en 2005 la elasticidad se sitúa cerca de la unidad⁷.

El esbozo de un «escenario razonable» puede perfilarse a través de dos fases. Una primera hasta 2010 (a efectos estadísticos, el sexenio 2005-2010) en la que el crecimiento del PIB mantiene una tasa media del 8 por 100 anual y la elasticidad demanda energética-PIB se sitúa en 0,75, seguida de una segunda fase a lo largo de la siguiente década en la que el ritmo de crecimiento económico se suaviza, con una tasa media del 6 por 100 anual, y la elasticidad demanda-PIB se sitúa en 0,5, considerando un mayor vigor de las políticas ambientales y de ahorro. Conforme a esas hipótesis, el PIB crecería casi un 60 por 100 en la primera fase y un 80 por 100 en la segunda, de manera que casi se triplicaría

⁶ Así, por ejemplo, mientras las previsiones de la APERC publicadas en 2004 estimaban un incremento de la demanda del 59 por 100 para toda la década, los datos reales indican ya un incremento del 43 por 100 sólo para los cuatro primeros años. LIN y LEVINE (2006) señalan que en 2004 las cifras de producción de acero, cemento, vidrio, etileno y demás bienes principales de las tres industrias más consumidoras de energía (siderurgia, química, materiales de construcción) habían crecido un 50 por 100 más de lo previsto en el X Plan Quinquenal.

⁷ Los datos oficiales muestran un descenso de la elasticidad desde 1,42 a 0,98, calculado a partir de cifras de demanda energética expresadas en toneladas equivalentes de carbón y cifras del PIB en millones de yuanes. Fuente: NBS (2006).

en el transcurso de ambos intervalos. Por su parte, la demanda de energía primaria registraría incrementos sucesivos del 45 por 100 y el 35 por 100 (tasas medias anuales del 6,3 por 100 y 3 por 100, sucesivamente), de modo que alcanzaría los 2.320 millones de tep en 2010 y los 3.115 millones en 2020. En el supuesto de que durante la primera fase el crecimiento de la población se mantuviera en torno al 0,7 por 100 anual y que después se redujera al 0,6 por 100, el consumo de energía por habitante se elevaría un 37 por 100 en el primer sexenio y otro 27 por 100 en la década posterior (tasas medias anuales del 5,3 por 100 y 2,4 por 100), alcanzando 1,70 tep per cápita en 2010 y 2,16 tep per cápita en 2020⁸.

3. Cinco dilemas estratégicos de la transición energética

A partir de los supuestos recogidos en el apartado anterior, cabe agrupar las grandes cuestiones que dilucidarán el devenir energético en cinco dilemas principales que se analizan a continuación. En torno a ellos giran también los documentos y las resoluciones de las autoridades chinas con el propósito de hacer compatibles una sucesión de objetivos: disponer de los recursos energéticos que exige el crecimiento económico, elevar la protección ambiental, aumentar la eficiencia, incrementar la producción energética nacional —sobre todo la capacidad eléctrica—, garantizar la seguridad de los suministros externos necesarios y diversificar las zonas de abastecimiento de esos recursos procedentes del exterior. En esa dirección apuntan distintos programas de actuación, entre los que destacan la «National Energy Strategy and Policy», elaborada en 2004 por la NDRC (*National Development and Reform Commission*), el Plan de Ahorro aprobado por el gobierno ese mismo año y complementado con nuevas medidas en

los años siguientes, así como las resoluciones de los dos últimos planes quinquenales (X y XI) vigentes durante la década actual, y la ley de promoción de energías renovables aprobada en 2006. No obstante, como señalan Zhang (2006) y otros autores, en algunos aspectos fundamentales esas resoluciones son de carácter cualitativo, resultan inconcretas y poco operativas en cuanto a las medidas prácticas que permitirán lograr los objetivos señalados, carecen de cifras presupuestarias que garanticen su aplicación, o bien se trata de meras guías orientativas de incierto futuro. Pese a su enunciado y a la reiteración de declaraciones a favor de aquellos objetivos, no parece que esté a su alcance el logro de las metas previstas, ni la compatibilidad de los objetivos mencionados.

Margen de mejora de la eficiencia energética

Las estimaciones que surgen de los supuestos que hemos establecido permiten un margen de mejora en la eficiencia que se refleja en el descenso previsto de la intensidad energética. Según esas previsiones, entre 2005 y 2010 la intensidad consumo-PIB descendería un 10 por 100 (–1,6 por 100 anual), para volver a situarse en 0,202, y durante la siguiente década obtendría un descenso del 25 por 100 (–2,8 por 100 anual) hasta un valor de 0,152 en 2020. Esa tendencia declinante incorporaría los efectos conjuntos del cambio paulatino en la estructura sectorial de la producción, de la sustitución de fuentes energéticas y del mayor rendimiento de los recursos energéticos.

Como se deriva de lo que plantean diversos autores (Adams y Shachmurove, 2007; Crompton y Wu, 2005; Lin y Levine, 2006; Wang, 2006; Lin, 2005), el dilema consiste en precisar en qué medida el sistema energético será capaz de alcanzar un descenso de esa magnitud o sus logros serán más modestos, bien porque los factores de impulso sean más vigorosos de lo previsto o bien porque los elementos de freno resulten escasamente operativos. Este dilema se dilucidará en tres ámbitos claves.

⁸ A pesar de que estas previsiones son moderadas, el nivel que alcanzaría la demanda energética en 2020 sería bastante más elevado que el de las previsiones hechas por los organismos antes citados sin prever la aceleración que se produjo en 2001-2004.

El primero son los centros de producción primaria y de transformación de energía. Tienen que seguir cerrándose miles de minas, centenares de plantas térmicas y decenas de refinerías de escasa dimensión y altos costes relativos. Tienen que modernizarse muchas otras instalaciones cuyos equipos y procesos tecnológicos son obsoletos. Y tienen que construirse nuevas plantas térmicas y refinerías de mayor tamaño, que fabriquen productos de mejor calidad y con mayor variedad, con un menor consumo de recursos primarios.

El segundo ámbito se sitúa en las industrias más consumidoras. Se requieren nuevos equipos y técnicas de producción en la mayoría de las industrias, sobre todo en las que desarrollan procesos de transformación. Es razonable pensar que en el transcurso de esta década se puede alcanzar una reducción significativa del consumo que realizan esas ramas transformadoras en línea con la estrategia propuesta por la NDRC (ERI, 2003; Lin y Levine, 2006; BEEC, 2004; Wang, 2006), logrando descensos entre el 10 por 100 y el 25 por 100, si bien las medidas concretas destinadas a tal efecto deben ser más consistentes de lo que han sido en los primeros años de la década.

El tercer ámbito corresponde a los demás sectores de consumo. Se necesita mejorar el rendimiento de las calderas industriales, los motores pequeños y medianos, los ventiladores, las bombas, los compresores de aire y otros equipos. También deben establecerse normativas eficaces sobre la fabricación y el uso de aparatos domésticos (calentadores, aire acondicionado), la construcción de edificios, los motores de vehículos y los sistemas de transporte, capaces de generar un mayor ahorro de energía conforme se acerquen a los estándares internacionales de rendimiento⁹.

⁹ El interesante estudio del *Lawrence Berkeley National Laboratory*, presentado por LIN y LEVINE (2006) en Beijing en junio de 2006 propone distintas posibilidades de ahorro. El punto de partida es el supuesto de que, dado un crecimiento medio del PIB del 7,5 por 100 anual hasta 2010 y una elasticidad equivalente a la unidad, en ausencia de medidas específicas de ahorro la demanda de energía primaria también crecería al 7,5 por 100 anual. Pero esta tasa podría reducirse al

Por lo tanto, en la medida en que el ritmo de crecimiento de la economía siga siendo acelerado y esté sostenido por la industria¹⁰, parece razonable plantear la proyección que hacemos sobre la reducción en un 10 por 100 de la intensidad consumo-PIB en el transcurso del sexenio 2005-2010, abriendo la posibilidad de que posteriormente se puedan alcanzar descensos de mayor envergadura conforme se profundicen las políticas de ahorro, se modifique la estructura sectorial de la producción y se amplíe el potencial tecnológico de la economía.

Crecimiento de los sectores de consumo final y diversificación de su abastecimiento

Las previsiones establecidas al comienzo de este apartado señalan que en los próximos años seguirá creciendo con celeridad el consumo energético, tanto en la industria y el transporte como en los hogares urbanos y en los servicios vinculados a la creciente urbanización del país. El dilema estriba en ponderar si los ritmos de crecimiento del consumo de esos sectores (así como los recursos con los que se abastecen) mantendrán las pautas actuales, o bien se distanciarán de ellas.

4,3 por 100 con enérgicas medidas de ahorro en la industria, al 4,1 por 100 con medidas adicionales en los aparatos domésticos, al 3,9 por 100 con la mejora de las plantas térmicas, al 3,6 por 100 con el cierre de unidades ineficaces y al 2,8 por 100 con medidas de ahorro más excepcionales. Sólo así podría alcanzarse el objetivo fijado por las autoridades chinas para 2010 de disminuir la intensidad energética en un 20 por 100; si bien se reconoce que muchas de las medidas propuestas escapan a las posibilidades reales de los próximos años.

¹⁰ Según la información oficial del NBS, en 2006 se produjo una leve caída de la intensidad energética (-1,2 por 100), la primera desde 2003, si bien ha ocurrido con un crecimiento del PIB por encima del 10 por 100, de modo que el crecimiento de la demanda de energía ha seguido siendo muy rápido (9,3 por 100). Este hecho es suficientemente elocuente de que la caída de la intensidad no es sinónimo de moderación del consumo energético, de modo que los objetivos de reducción de la intensidad pueden plantearse con escenarios distintos de crecimiento más o menos rápido de la demanda de energía. Evidentemente, no es lo mismo lograr una reducción de la intensidad en un determinado porcentaje, sea el 10 por 100 o el 20 por 100, con un crecimiento del PIB del 6-7 por 100 que con otro del 9-10 por 100.

Está fuera de dudas que la industria seguirá siendo la columna vertebral del crecimiento acelerado de la economía y el sector más consumidor de energía. Además, ya hemos insistido en el hecho de que la actual fase de desarrollo sigue requiriendo un fuerte crecimiento de las ramas intermedias, que son las más intensivas en energía. Por tanto, adoptando una previsión moderada, es difícil pensar que el consumo de energía del sector crezca menos del 7 por 100 anual en los próximos años, lo que significaría una notoria moderación con respecto al 11,5 por 100 anual registrado en 2001-2004. Pero, aun así, aquella tasa daría lugar a que el consumo industrial se incrementara en un 50 por 100 durante el sexenio 2005-2010. En el caso del transporte, teniendo en cuenta la modestia de su nivel actual de consumo energético y los estímulos desarrollistas que seguirá recibiendo, parece razonable suponer que podrá registrar una tasa de crecimiento no inferior al 10 por 100 anual, inducida tanto por la actividad económica como por el auge del automóvil privado¹¹. En cuanto al sector residencial, continuará sustituyendo consumos propios del medio rural (madera, desechos vegetales y carbón) por consumos urbanos relacionados con los electrodomésticos y otros aparatos de iluminación, calefacción y demás actividades domésticas. No obstante, hay que considerar que si bien los ingresos medios de las familias que viven en las principales ciudades multiplican por dos o por tres a los que perciben los hogares rurales (Rosen y Houser, 2007), la renta media de los hogares urbanos sigue siendo débil y solamente en 40.000.000 de hogares está por encima de los 6.000 dólares. Parece, pues, razonable suponer que en ese proceso de sustitución el consumo residencial seguirá creciendo con moderación, a un ritmo del 2,5 por 100 anual, similar al registra-

do en 2001-2004. Por su parte, el reducido consumo de los servicios tenderá a crecer a buen ritmo, si bien sus cifras seguirán siendo modestas.

Por lo tanto, los principales resultados que se desprenden de las previsiones sectoriales anteriormente propuestas serían los siguientes. El consumo final de energía crecería a una tasa media del 5,9 por 100 anual y se incrementaría en 422.000.000 de tep. La mayor parte de ese aumento correspondería a la industria (60 por 100), junto a un 20 por 100 para el transporte, un 12 por 100 para los hogares y un 8 por 100 para los servicios y el sector primario. En consecuencia, cabe estimar que, al menos durante la próxima década, la transición energética seguirá arrojando una distribución del consumo final que resulta contradictoria con las tendencias de largo plazo del desarrollo económico, ya que en esos próximos años seguirá acentuándose el predominio del consumo industrial, aspecto éste que ratifican las previsiones de organismos como la APERC (2006) y la IEA (2006). La industria supondrá de nuevo más de la mitad del consumo final, mientras que el transporte y los servicios aumentarán su (modesta) participación actual, si bien recordando que las cifras oficiales del primero omiten el incremento debido al uso de automóviles privados. El sector residencial y el primario serán los que continúen reduciendo su presencia relativa en el consumo final (Cuadro 1).

Desde el punto de vista de los recursos empleados para aprovisionar ese consumo final, los derivados de petróleo podrían abastecer un tercio del aumento del consumo, esto es, unos 140.000.000 de tep, cubriendo la casi totalidad del incremento requerido por el transporte y una parte de la nueva demanda de la industria y de los otros sectores. El carbón atendería otra tercera parte del incremento del consumo, mientras que la electricidad cubriría otra cuarta o quinta parte (90-110 millones), dirigida sobre todo a la industria y a los hogares. El resto correría a cargo del gas natural (25-35 millones) y del calor (20-25 millones). Por lo tanto, el escenario previsto supone que prosigue la diversificación de los recursos consumidos por los sectores finales, elevando su

¹¹ Cabe recordar que las cifras oficiales sobre el consumo del sector transporte no incluyen hasta el momento el consumo de los automóviles privados. El parque automovilístico actual es muy modesto. En 2004 se cifra en 19 vehículos por 1.000 habitantes, frente a los 780 de EE UU, 588 de Alemania o 193 de México (HEYMANN, 2006). Las previsiones apuntan a un crecimiento desde menos de los 20.000.000 de vehículos actuales hasta cerca de 160.000.000 en 2020.

CUADRO 1
ESCENARIO ENERGÉTICO ESTIMADO 2005-2010

	Millones de tep		Aumento. Millones de tep	Tasa media crecimiento 2005-2010 (%)	Participación en el consumo final (%)	
	2004	2010			2004	2010
Demanda de energía primaria	1.609	2.320	711	6,3		
Consumos intermedios y otros	571	860	289	7,1		
Consumo final	1.038	1.460	422	5,9	100,0	100,0
Industria (con usos no energéticos)	520	780	260	7,0	50,1	53,4
Transporte	105	190	85	10,4	10,1	13,0
Sector Residencial	322	375	53	2,6	31,0	25,7
Servicios	40	65	25	8,4	3,9	4,5
Sector Primario	40	51	25	4,1	3,9	3,5

FUENTE: Elaborado a partir de las hipótesis recogidas en el apartado 2 y el sub-apartado 3.2 del texto.

presencia los derivados de petróleo y la electricidad, manteniéndose alta la contribución del carbón, mejorando el gas y el calor, y retrocediendo el uso de la madera y de los desechos vegetales.

Diversificación del *mix* eléctrico y riesgos ambientales

Los hechos más relevantes no parece que ofrezcan dudas: la producción de electricidad seguirá creciendo con rapidez y el carbón se mantendrá como principal recurso utilizado en su generación, si bien irá aumentando la participación de otros combustibles (Cherni y Kentish, 2007; Li, 2002; Machenaud, 2005; Ni, 2006; APERC 2004a b, 2005, 2006; Shiu y Lam, 2004; Rosen y Houser, 2007; Lu *et al.*, 2006). El dilema consiste en dilucidar si el ritmo de electrificación y los peligros ambientales pueden fomentar una amplia sustitución del carbón por esos otros combustibles o, por el contrario, se acentuará la presencia del carbón ante la incapacidad de que esos combustibles crezcan en la medida necesaria.

El desarrollo industrial exige un mayor grado de electrificación, de manera que el consumo de electricidad

tendrá que seguir creciendo más que el consumo energético del sector, es decir, aumentando su participación relativa, que actualmente sólo representa una quinta parte. Igualmente, el consumo eléctrico se incrementará notablemente en los hogares urbanos (aparatos de iluminación, calefacción, refrigeración), en los servicios comerciales y en el alumbrado público de las ciudades. En consecuencia, la ratio de consumo eléctrico por habitante seguirá elevándose ya que su valor actual es muy bajo, mientras que previsiblemente también aumente la intensidad del consumo con respecto al PIB. Siendo así, es razonable suponer que el consumo crecerá entre un 8 por 100 y un 10 por 100 anual, es decir, por encima del crecimiento de la economía y del correspondiente al consumo final.

La hipótesis de un crecimiento en torno al 9 por 100 conduce a un escenario en el que la capacidad instalada debería pasar de los 391 gigavatios de 2004 a los 655 GW de 2010 y la producción debería hacerlo desde 2.200 terawatios hora (TWh) a 3.690 TWh, es decir cerca de un 70 por 100. Para mantener esas cifras cabe suponer que la mejora de la eficiencia de las plantas térmicas, al menos, compensará el cierre de un gran número

de pequeñas centrales, cuya antigüedad y atraso tecnológicos las hace muy ineficientes.

a) El carbón mantendrá su predominio¹² porque es el recurso energético nacional, que cuenta con abundantes reservas equivalentes a más de 50 años de su producción actual¹³ y en su mayor parte son carbones bituminosos de aceptable calidad, lo cual garantiza un uso continuado durante los próximos decenios, como recogen de forma generalizada las previsiones de los organismos chinos e internacionales (APERC, IEA, EIA). Desde esa perspectiva expansiva, es casi seguro que se cumplirán los proyectos del gobierno para incrementar hasta 105-110 GW en 2010 los 40 GW que ya estaban en fase de construcción en 2004 (APERC 2006), apostando por plantas de tamaño mediano (300-600 MW) y grande (1.000 MW), a la vez que se retiran las pequeñas centrales con menos de 50 MW y un 30 por 100 de eficiencia.

No obstante, deben tenerse en cuenta tres elementos desfavorables para el carbón. El primero es la baja productividad del sector minero, reflejada en la exigua cifra de 290 toneladas por empleado —frente a las 12.100 de Australia, las 11.900 de EE UU e incluso las 3.900 de Sudáfrica—, debida al pequeño tamaño de una gran parte de las minas, al atraso de sus equipamientos, a la creciente profundidad, a la insalubridad, y al elevado número de accidentes y de paradas técnicas. El gobierno señala que deberían cerrarse alrededor de 30.000 instalaciones, al tiempo que el resto mejora su inversión y sus niveles tecnológicos. En segundo lugar, menos de

la cuarta parte de la producción dispone de lavado, lo que supone que la mayor parte del carbón se utiliza sin la debida preparación y con bastantes impurezas que afectan a su rendimiento. En tercer lugar, el emplazamiento de los principales centros mineros, en las provincias septentrionales y centrales (Shanxi, Shaanxi e Inner Mongolia) hace que exista una excesiva distancia hasta los principales centros de consumo (plantas térmicas y grandes industrias) que se localizan en las regiones orientales y meridionales. Con una distancia media de 555 kilómetros por tonelada (APERC, 2004a), el ferrocarril se convierte en un factor decisivo para garantizar el suministro a costes asequibles, de modo que las notorias deficiencias que presenta se convierten en cuellos de botella que retrasan las entregas, empeoran la mercancía y elevan los precios de las plantas térmicas y otras industrias que utilizan ese recurso.

Sin embargo, el problema más importante que se cierne sobre el uso del carbón es la contaminación ya que es el principal responsable de los peligrosos niveles alcanzados, en particular a través de su combustión en las térmicas. Las propias autoridades insisten en la necesidad de desarrollar innovaciones tecnológicas que reduzcan considerablemente las emisiones de CO₂ y de otros gases contaminantes¹⁴, pero mientras no se implementen esos avances sólo caben paliativos de menor calibre (cierre de algunas plantas con índices muy altos) ya que la estrategia energética se sustenta en primera instancia sobre la masiva utilización de ese recurso y no parece que los condicionantes ambientales — pese a su gravedad— vayan a convertirse en un condicionante central de esa estrategia. Siendo así, resultan razonables las previsiones de la APERC (2006), estimando que las emisiones de CO₂ crecerán a una tasa del 7 por 100 anual hasta 2010 y las originadas por las plantas térmicas lo harán al 9,6 por 100, de modo que

¹² En 2004, el 74 por 100 de la capacidad se hallaba instalada en plantas térmicas (289 GW), aportando el carbón un 66 por 100 (259 GW) y el fuel de petróleo y el gas natural otro 8 por 100 (32 GW). En el caso de la producción, todavía es mayor la participación termoeléctrica (81 por 100) y, dentro de ella, la del carbón (78 por 100), frente a un 3 por 100 del petróleo y un testimonial 0,4 por 100 del gas natural. Fuente: IEA (2006a).

¹³ Según BRITISH PETROLEUM (2006), las reservas probadas se elevan a 62.000 millones de toneladas de antracita y carbones bituminosos más otros 52.000 millones de sub-bituminosos y lignito, que equivalen al 12,6 por 100 de las reservas mundiales y a 52 años del nivel de producción actual.

¹⁴ Lo cual se relaciona con el desembolso de grandes inversiones y con la solución de problemas técnicos todavía no resueltos en la captura, tratamiento y almacenamiento del CO₂.

en la siguiente década las emisiones se podrían moderar con tasas en torno al 3 por 100¹⁵.

b) Una de las opciones con la que las autoridades pretenden «descarbonizar» la producción eléctrica es el uso del gas natural, aprovechando las ventajas que presentan las centrales de ciclo combinado y la posibilidad de aumentar la capacidad de cogeneración simultánea de electricidad y calor. Las ventajas tanto de índole técnico-económica como ambiental por parte del gas natural son apreciables (APERC, 2004; IEA, 2002; ERI, 2003) en términos de eficiencia productiva (por encima del 50 por 100 frente a 35 por 100 del carbón), calidad calorífica, rapidez en la construcción de plantas y menor impacto ambiental (nulo en SO₂ y reducido en CO₂ y NO_x)¹⁶. Pero, al mismo tiempo, el gas presenta una gran desventaja respecto al carbón en términos de costes, además de que su mayor utilización conlleva la necesidad de realizar importaciones y, por tanto, aumenta la dependencia externa. Siendo así, la capacidad de sustitución que presenta el gas natural dependerá fundamentalmente de la decisión administrativa que tomen las autoridades para estimular una sustitución (limitada y paulatina) mediante precios subvencionados e importaciones programadas¹⁷. Desde ese criterio administrativo se ha decidido la construcción de 23 plantas de ciclo

combinado con una capacidad de 20 GW, que estarán ubicadas en las regiones orientales del país.

c) Las otras opciones dependen del empleo de energías no fósiles para generar electricidad. En 2004, esas energías representaban el 26 por 100 de la capacidad instalada (102 GW) y aportaban el 18,5 por 100 de la producción (406 TWh). Por un lado, se trata del parque nuclear, instalado en 9 unidades asentadas en las regiones orientales, con una capacidad de 7 GW y una producción de 50,5 TWh. Adicionalmente, desde ese año han entrado en funcionamiento otras dos unidades, situadas en las mismas zonas —aportando una capacidad de 2,2 GW—, y se hallan en proceso de construcción otras 6 plantas que suman una capacidad de 4,4 GW¹⁸, estando en distintas fases de trámite previo muchos proyectos más aunque se desconoce todavía su viabilidad técnica y financiera. Por tanto, en 2010 estarán en activo alrededor de 10 GW de capacidad termonuclear y en un plazo mayor, hacia 2020, las estimaciones de los diferentes organismos oscilan entre 25 y 30 GW, según sean más o menos proclives a la nuclearización.

d) Por otro lado se encuentra el parque de centrales hidráulicas. Su potencial bruto es inmenso merced a la cuantía de grandes ríos caudalosos (YangTsé, Mekong, Salween, Rojo, Amarillo), de modo que las fuentes oficiales se refieren a cifras de 380, 400 ó 670 GW. Sin embargo, una gran parte de ese potencial es de dudosa viabilidad, teniendo presente, además, que una explotación muy intensiva de los ríos acentuaría los graves problemas respecto al agua (contaminación y escasez) que

¹⁵ En cifras absolutas, las emisiones de CO₂ por actividades energéticas pasarían de 3.128 millones de toneladas en 2004 a 5.508 millones en 2010 y 7.370 millones en 2020. También PAN (2004) cifra en 5.000 millones las emisiones en 2010. Las plantas térmicas elevarían su cuota de responsabilidad en esas emisiones desde el 48 por 100 actual hasta el 56 por 100 en 2010 y el 58 por 100 en 2020.

¹⁶ Según ERI (2003), las emisiones de CO₂ en plantas que utilizan gas natural son de 174 gramos por kilovatio hora frente 833 en el caso del carbón, mientras que en NO_x son de 0,3 gr/KWh frente a 2,6 cuando se utiliza carbón.

¹⁷ Según APERC (2005), frente a los 274 dólares por tep del fuel y los 194 del gas natural, el precio del carbón se situaba en 53 \$/tep. Según HANG y TU (2007), citando el trabajo en chino de ZANG (2005), los precios internos de los combustibles son muy inferiores a los vigentes a escala internacional y existe una distorsión de los dólares relativos, ya que la relación entre el precio por unidad entre el carbón y el petróleo es de 1 a 4 (1 a 1,5 a nivel internacional) y entre el gas natural y el petróleo es 0,4 a 1 (1,05 a 1 a nivel internacional), de modo que la relación carbón-gas es de 1 a 1,6.

¹⁸ Cinco reactores están instalados en Zhejiang y otros cuatro en Guangdong. Éstos son de gran tamaño (1.000 MW) y del tipo PWR (agua ligera a presión) con tecnología francesa, mientras que aquéllos son de menor dimensión (300, 640, 640, 730, y 730 MW), tres de ellos de tipo PWR y los otros dos de tipo PHWR-Candú, de tecnología canadiense. Los dos que han entrado en funcionamiento en 2005 se hallan en Jiangsu, tienen capacidades de 1.100 MW y son tipo VVER, con tecnología rusa. De los seis que están en construcción, cuatro se localizan en Zhejiang (dos de 600 MW del tipo Candu y otros dos de 1.000 MW del tipo PWR) y dos en Guangdong, con 1.000 MW cada uno. Fuente: APERC (2004b).

ya presentan varias regiones. La capacidad que actualmente se explota es de 94 GW y la producción se eleva a 353 TWh, estando garantizada su rápida expansión a través de proyectos monumentales como la gran presa de las «Tres gargantas» sobre el YangTsé, con una capacidad de 18,3 GW (distribuida en 26 generadores de 700 MW) y otros 25 generadores instalados en varios ríos, con una capacidad de 16 GW. Por tanto, se están construyendo 35 GW que entrarán en funcionamiento antes de 2010, a la vez que tendrían que retirarse no menos de 5 GW por tratarse de centrales pequeñas muy ineficientes. A un plazo mayor, los proyectos en estudio sitúan la capacidad hidráulica en cifras que podrían triplicar en 2030 su nivel actual.

e) Por último, las otras energías renovables presentan una escasa implantación, con sólo 5 GW de capacidad, de los cuales la mayor parte son pequeñas plantas hidráulicas y el resto instalaciones eólicas, si bien parece firme el propósito del gobierno de impulsar la obtención de energía eléctrica a través de plantas eólicas, solares y basadas en biomásas. Los datos apuntan a que las mayores posibilidades recaen en la energía eólica (Cherni y Kentish, 2007; APERC, 2004), que en el plazo de dos décadas podría contar con una capacidad instalada próxima a los 20 GW. En los próximos años el límite conjunto de estas fuentes renovables parece situarse en torno a los 8 GW.

En resumen, el rápido crecimiento de la producción eléctrica resulta necesario para atender las demandas finales de la industria, los hogares y algunos servicios, pero exige un gran esfuerzo inversor¹⁹ cuyo primer paso

consiste en aumentar la capacidad instalada hasta 2010 en unos 180 GW, esto es, un 45 por 100 mayor que la existente en 2004. Ese incremento tendrá que basarse fundamentalmente en la construcción de plantas térmicas que utilizan carbón (105 GW) y se complementará con las aportaciones —de menor magnitud— de plantas de gas natural (20 GW), hidroeléctricas (35 GW), nucleares (12 GW) y renovables (8 GW), procediéndose a la vez a la retirada de las instalaciones con bajos rendimientos. Así pues, la capacidad disponible en 2010 superará los 500 GW y presentará un *mix* algo más diverso, con una cierta sustitución de carbón —que reduciría su cuota relativa en seis puntos— por gas natural, energía nuclear y fuentes renovables, aunque seguiría aportando el 60 por 100 del combustible eléctrico. La producción hidráulica se mantendría como segundo recurso, en torno al 23 por 100, ganarían presencia (todavía modesta) el gas, la energía nuclear y la energía eólica, permaneciendo en niveles muy reducidos la aportación del fuel oil y otros derivados de petróleo.

Viabilidad del gas natural como fuente emergente

La presencia casi testimonial del gas natural irá dando paso a una contribución más relevante tanto en la generación de electricidad como en el consumo final de energía de la industria y de los hogares urbanos (APERC, 2006; BEEC, 2004; Kambara y Howe, 2007; Miyamoto e Ishiguro, 2006; Rosen y Houser, 2007; Xiu-cheng y Logan, 2002). El dilema consiste en delimitar si se dispone de una amplia capacidad para llevar a cabo la sustitución del carbón en las plantas térmicas y, a la vez, atender al aumento de los consumos, o bien sus posibilidades son menores y afrontan el riesgo de acentuar la dependencia energética externa.

Las reservas probadas parecen importantes si se las compara con el nivel de producción actual, pues la ratio es de 47 años, pero esa comparación resulta engañosa en la medida en que ese nivel de producción es muy reducido (47.000 millones de m³). Según BP (2006), las reservas probadas han ido aumentando desde 1980

¹⁹ Las proyecciones de la IEA, la APERC y otros organismos coinciden en señalar que el sector eléctrico absorbe alrededor de las tres cuartas partes del volumen de inversiones destinado al desarrollo de las actividades energéticas. Según las estimaciones de la IEA (2003) para el período de 2001-2030 el sector eléctrico requiere un nivel de inversiones equivalente al 2 por 100 del PIB, destinadas principalmente a la construcción de nuevas capacidades productivas (40 por 100 del total), a la red de distribución (40 por 100) y a la transmisión (20 por 100). Actualmente, hay 7.000.000 de hogares rurales (el 3,5 por 100 población) sin acceso a fluido eléctrico y otros 23.000.000 habitan en regiones que siguen desconectadas de las dos grandes redes nacionales.

(0,7 billones de m³) hasta alcanzar los 2,35 billones de m³, equivalentes al 1,4 por 100 mundial²⁰. La modesta producción actual está centrada en las cuencas de Sichuan (11.700 millones de m³) y Tarim (5.700 millones), seguidas de Ordos y de la extracción *offshore*, y podría ampliarse hasta 70.000 millones de m³ en 2010, si se intensifica la explotación de los yacimientos de Tarim. Ese objetivo significaría un incremento del 6,5 por 100 anual durante el sexenio 2005-2010, pero seguiría representando una cifra bastante modesta.

Las ventajas del gas natural resultan evidentes, tanto las ya mencionadas como sustitutivo del carbón en las plantas térmicas, como en los consumos finales realizados en la industria (principalmente en la química-petroquímica), merced a su alto valor calorífico y a su reducido impacto ambiental, así como para usos domésticos en cocinas y calefacciones (Locatelli y Martin-Amouroux, 2005; Xiucheng y Logan, 2002). Pero también presenta diversos problemas. En primer lugar, como se ha señalado, sus precios actuales no son competitivos con los del carbón. En segundo lugar, requiere la construcción de un sistema de transporte a larga distancia que ahora no existe, puesto que su pequeña red actual tiene un alcance limitado para distribuir combustible en las mismas provincias en las que se extrae o bien en las colindantes²¹: la creación de esa red supone costes y plazos de construcción. El principal reto es la construcción del gasoducto que cruza el país de oeste a este, desde Xinjiang hasta la costa del Pacífico y Beijing, cuya primera fase concluyó en 2005 con un trazado de 2.600 Km. que une la cuenca

de Tarim con la de Ordos transportando 12.000 millones de m³ ampliables hasta 20.000 millones. La segunda fase tendrá una extensión de 1.600 kilómetros hasta Shanghai, disponiendo de redes de conexión con las provincias meridionales y con Beijing y las regiones del norte, permitiendo el transporte de un total de 32.000 millones de m³ a través de 4.200 Km.

En tercer lugar, si se incrementara ampliamente su consumo sería necesario que se importara una parte de ese nuevo gas natural, ya que antes se ha hecho referencia al limitado margen que existe para aumentar la producción en los próximos años (Kambara y Howe, 2007; Boussena *et al.*, 2006; Andrew-Speed, 2004). La apuesta inicial del gobierno consiste en comprar gas licuado en Australia e Indonesia, pero si las importaciones adquieren un mayor volumen esa apuesta tendría costes bastante elevados porque requeriría disponer de mayores infraestructuras (cargueros de transporte, terminales de recepción, centros de regasificación, nuevas redes de distribución)²². Una apuesta alternativa, actualmente en debate, es la de realizar las importaciones a través de la extensión de los gasoductos de los países vecinos que son productores de este combustible, es decir, Rusia, Kazajistán y Turkmenistán a través del anterior. Cualquiera de las opciones acarrea costes, requiere tiempo y está sometida a la incertidumbre de la inestable evolución de los precios internacionales del gas.

Así pues, considerando esas dificultades es razonable esperar una rápida expansión del gas natural (producción y consumo) desde sus modestas cifras actuales hasta adquirir una presencia que ya no sea testimonial; sin embargo, está fuera de la realidad cualquier previsión que suponga un lugar estelar de este combustible en el transcurso de la presente década, e incluso de la siguiente. Los tres problemas mencionados exigen que

²⁰ Los datos oficiales (NBS) las elevan hasta 2,8 billones. Las principales reservas se encuentran en Xinjiang (Tarim 0,6 billones), Shaanxi (Ordos, 0,55), Sichuan (0,4), Inner Mongolia (0,4) y Qinghai (Qaidam, 0,2). Fuente: KAMBARA y HOWE (2007).

²¹ El gas de Sichan se distribuye en la provincia y se extiende sólo a la de Hubei, pretendiendo que en el futuro llegue a Shanghai. El gas de Daqing y Liaohé sólo alcanza a las regiones del nordeste y a Beijing. El de Ordos extiende sus tuberías hacia Beijing y el que se extrae *offshore* en el Mar de China se traslada por gasoductos, el del Este a Shanghai, el del Sur a Hong Kong y el de la cuenca de Bohai: a Taijin. El gas extraído en las cuencas de Tarim y de Qaidam quedaba al margen de los principales centros de consumo.

²² De hecho, esas primeras compras de gas licuado suponen la construcción de tres terminales portuarias (dos en Guandong y una en Fujian hasta 2010 con capacidad para recibir 13.800 millones de m³; 3.000 millones en una primera fase, 5.000-6.000 millones en una segunda hasta completar el total en una fase posterior.

se cualifique adecuadamente su utilización, porque no se dispone de reservas abundantes, sus costes son relativamente altos y su abastecimiento desde el exterior exige decisiones estratégicas de largo plazo para determinar quiénes son los proveedores y qué vía de transporte se utiliza.

En primera instancia, su consumo aumentará en las plantas térmicas, incluyendo la cogeneración, y como *feedstock* en la industria petroquímica, siendo más incierto el margen que tendrá su uso en otras industrias y en el sector residencial. Por ello apuestan ciertas previsiones (IEA, 2003; Kambara y Howe, 2007) que proponen cifras muy elevadas y que, consecuentemente, elevan la magnitud de las importaciones, ya que sí hay consenso en que la producción tiene un margen de crecimiento hasta 2010 que no supera los 70.000-75.000 millones de metros cúbicos. Los datos oficiales y otros (Boussena *et al.*, 2006) estiman que la contribución del gas a la demanda total de energía primaria podría elevarse desde el 2,4 por 100 en 2004 hasta el 6-7 por 100 en 2010, mientras que otros cálculos (APERC, 2006) reducen esa estimación a un porcentaje (4 por 100) que parece más realista teniendo en cuenta las consideraciones expuestas.

Intensidad de petróleo, capacidad de las refinerías y creciente dependencia exterior

Parece que no suscitan dudas varios hechos concernientes al petróleo: su producción no puede aumentar de forma significativa, su participación como combustible en la generación de electricidad seguirá siendo mínima, pero el consumo de derivados de petróleo aumentará con rapidez en los sectores finales de modo que también lo harán las importaciones (Kambara y Howe, 2007; APERC, 2006; Locatelli y Martin-Amourox, 2005; Nöl y Meidan, 2005; Skeer y Wang, 2007; Bousseau y Godement, 2006; Dorian, 2005). El dilema estriba en calibrar si la expansión de ese consumo final puede conducir a una cuantía desmesurada de importaciones, que acentúe gravemente la vulnerabilidad del país ante el

exterior, o bien si el grado de dependencia externa se puede mantener en unos márgenes que sean compatibles con la política de seguridad nacional.

Las reservas probadas son reducidas y apenas han crecido durante las últimas décadas, cifrándose en unos 2.200 millones de toneladas, que equivalen al 1,3 por 100 de las reservas mundiales de crudo y a unos 12 años del nivel de producción actual²³. La producción ha venido aumentando con lentitud, desde 138 millones de toneladas registrados en 1990 a 183 millones en 2004. Los principales yacimientos históricos (Daqing, Liaohe, Sengli) alcanzaron sus cotas máximas en la primera mitad en los noventa y se encuentran en franco declive, mientras que las cuencas que cobran presencia —situadas en zonas occidentales, en el este y el sur del Mar de la China y en la cuenca de Bohai— tienen niveles de producción inferiores a los que alcanzaron aquellos centros históricos (Kambara y Howe, 2007)²⁴. Por añadidura, la capacidad de transporte del crudo es reducida y sólo una cuarta parte se realiza por oleoductos; el resto se trasladada por ferrocarril, cuyas debilidades se convierten en un cuello de botella adicional para la producción de crudo. De forma unánime, las proyecciones apuntan a un lento crecimiento de esa producción, no superior al 1,5 por 100 anual, y, por ello, a un descenso de su par-

²³ La agencia estadounidense EIA (2006) las sitúa en 2.500 millones de toneladas y BOUSSENA *et al.* (2006) en 3.700 millones, mientras que KAMBARA y HOWE (2007) se refieren a un potencial máximo de 4.500 millones de barriles, sin especificar qué parte de esas reservas son de difícil extracción o implican costes que impiden una explotación rentable.

²⁴ Actualmente el 85 por 100 de la producción procede de zonas continentales (155 millones de toneladas) y el 15 por 100 de *offshore* (KAMBARA y HOWE, 2007). La producción de Daqing, en el nordeste, alcanzó sus máximos entre 1985-1995 con 55 millones de toneladas, que suponían el 40-45 por 100 del total nacional, mientras que ahora con 45 millones aporta el 25 por 100. Lo mismo sucede con la producción de Liaohe (13 millones), en la misma región, y con la de Changqing (9 millones), en el centro, así como en el segundo centro histórico, Sengli, que alcanzó su cota máxima en 1990 con 33,5 millones y ahora produce 27 millones de toneladas. Las zonas en ascenso son Xingjiang (11 millones), Yanchang (8 millones), Tarim (6 millones) y Turfan-Hami (8 millones).

ticipación en la producción de energía, hasta caer por debajo del 10 por 100 en los próximos años (Kambara y Howe, 2007; APERC, 2006; Locatelli y Martin-Amourox, 2005; Noël y Meidan, 2005)

Por lo tanto, el incremento que experimente la demanda de petróleo tendrá que ser atendido mayoritariamente a través de las importaciones, elevando con celeridad la dependencia externa que en 2004, con 122 millones de toneladas importadas, se situaba en el 40 por 100. Si, como se ha expuesto, el aumento del consumo final de derivados de petróleo (destinado en su mayor parte a la industria y el transporte) se incrementa en unos 140 millones de toneladas hasta 2010, suponiendo con bastante certidumbre que se mantiene estable la pequeña participación de fuel en las plantas térmicas, la producción de crudos sólo podría aportar 10-15 millones de toneladas, de modo que las importaciones se incrementarían en 125-130 millones, hasta superar los 250 millones en 2010. Esta cifra representaría el 60 por 100 de la demanda interna, elevando la dependencia externa en casi unos 20 puntos durante el intervalo 2004-2010²⁵. El proceso tendrá que repetirse de manera inexorable con posterioridad, ya que la débil producción disponible da lugar a que el incremento de la demanda interna derive en una dependencia externa cada vez mayor.

Además de generar mayores exigencias para el transporte (cargueros oceánicos y tuberías terrestres) que exigen esas importaciones, el futuro del petróleo se topa con otro problema de indudable gravedad que es la situación del parque de refinerías (Kambara y Howe, 2007; Yamaguchi *et al.* 2002; Zhao y Wu, 2007;

Rosen y Houser, 2007). La creciente demanda de derivados pone de relieve tres exigencias importantes: la construcción de nuevas refinerías para ampliar la capacidad de procesamiento de crudo, la modernización de las plantas existentes para mejorar la eficiencia y la calidad de los derivados y la modificación de la estructura de refino para corregir los desajustes actuales entre la producción y la demanda de productos petrolíferos. Tras el cierre de casi doscientas pequeñas plantas en 2000 (con una pérdida de apenas 11 millones de toneladas), quedan operativas 82 refinerías pero muy pocas de ellas responden a los estándares internacionales. De hecho, sólo cuatro plantas producen por encima de los 10 millones de toneladas²⁶ y unas 20 producen entre 5 y 10 millones de toneladas; las demás tienen un tamaño menor y su equipamiento, en términos generales, es deficiente y apenas permite ampliar la profundidad del refino (Kambara y Howe, 2007).

La renovación impulsada por el décimo plan quinquenal fijó en 270 millones de toneladas la capacidad instalada en 2005, lo cual se cumplió, y en 350 millones la capacidad a lograr en 2010, siendo previsible que también se cumpla. Si así fuera, la ampliación de la capacidad de refino estaría creciendo a buen ritmo pero sería insuficiente para atender al crecimiento de la demanda, de manera que una parte de las importaciones realizadas sería de productos derivados. En 2004, las importaciones netas de productos refinados fueron 30 millones de toneladas, pero si la ampliación de la capacidad de refino resulta insuficiente, las compras netas podrían superar los 80 millones de toneladas en 2010, componiéndose sobre todo de diesel para el transporte, naftas y parafinas para la industria química y gases ligeros de petróleo para la industria y el consumo residencial.

²⁵ Estos datos se aproximan a los de BOUSSENA *et al.* (2006), que para 2010 estiman unas importaciones de 225 millones con una demanda de 480 millones, es decir una dependencia del 55 por 100, mientras que la IEA (2004) sitúa la cifra de importaciones en 294 millones y la dependencia en el 57 por 100. La APERC (2006) cifra el aumento de la producción en 18 millones desde 2002 a 2010, que serían 13 millones desde 2004, pero reduce el aumento de la demanda a 118 millones, de manera que las importaciones serían de 100 millones, lo que parece una estimación infravalorada.

²⁶ Sólo una de las instaladas en Delian alcanza los 22.000.000 de toneladas. Las otras tres grandes son las de Maoning, Zhenhai y una de las existentes en Shanghai (KAMBARA y HOWE, 2007).

4. Un horizonte que profundiza los rasgos de la transición energética: conclusiones

La hipótesis central del trabajo es que bajo el supuesto realista de que los tres factores de la dinámica de desarrollo —crecimiento y cambio estructural de la industria, aumento del transporte y nuevas pautas de consumo doméstico— se mantengan durante la próxima década, seguirán determinando los rasgos que caracterizan actualmente a la transición energética. El corolario de ese planteamiento es que el escenario energético que surge, tras incorporar varios supuestos adicionales, es netamente continuista, de modo que el sistema energético seguirá profundizando su transición a través de esos rasgos actuales.

El efecto expansivo que seguirán jugando los tres factores podría quedar frenado por una intervención continuada, contundente y eficaz de los poderes públicos, a través de medidas que pudieran reducir drásticamente la ineficiencia energética y las emisiones de gases contaminantes. Sin embargo, en el trabajo se argumentan las razones por las que en el curso de la próxima década no resulta viable llevar a cabo esas medidas drásticas, sino apenas ciertos paliativos que sólo contrarrestarán de forma limitada el ritmo acelerado de crecimiento de la demanda energética y el impacto ambiental que determinan los factores expansivos.

Se perfila así un «escenario razonable» en dos fases, cuya primera, hasta 2010, seguiría presidida por una elevada tasa de crecimiento del PIB y, aunque algo menos, de la demanda total de energía primaria. Dicho escenario se concreta a través de la resolución que tengan cinco grandes dilemas a los que se enfrenta la transformación del sistema energético, referidos a: i) el margen de mejora de la eficiencia que puede lograrse con medidas viables en el horizonte temporal contemplado; ii) el crecimiento que registren los sectores de consumo final y las posibilidades para diversificar las fuentes de las que se abastecen; iii) la capacidad de sustitución del consumo que presentan los demás recursos en la generación de energía eléctrica; iv) la consistencia de la apuesta que

hagan los gobernantes a favor del gas natural como fuente emergente; y v) la intensidad que adopte la demanda de petróleo que, junto a las posibilidades de reestructuración del parque de refinerías, definirán el grado de dependencia energética exterior del país.

Surge un horizonte de soluciones probables cuya interrelación da lugar a una conclusión fundamental: el «escenario razonable» muestra un claro sentido continuista con respecto a los rasgos que vienen perfilando la transición energética desde los años noventa. Ese escenario permite vaticinar que en el transcurso de los próximos diez o quince años, se mantendrán tanto las líneas de continuidad como las líneas de ruptura con las que hemos caracterizado la transición del sistema energético.

En primer lugar, el carbón seguirá siendo la columna vertebral de ese sistema, porque es el único recurso nacional abundante y porque su contribución tendrá que seguir siendo decisiva para garantizar el fuerte aumento de la producción de energía eléctrica que requiere el desarrollo económico del país, tanto el sector industrial, como el consumo doméstico y ciertos servicios como los establecimientos comerciales, los servicios sociales o el alumbrado público. En segundo lugar, la industria se mantendrá como el sector de mayor consumo final a gran distancia de los demás sectores, porque su crecimiento y especialización seguirán constituyendo la columna vertebral de la dinámica de desarrollo del país. En tercer lugar, el consumo de energía por habitante se elevará con cierta rapidez, pero su nivel seguirá reflejando las condiciones de atraso relativo de la economía china con respecto a las más desarrolladas. El único rasgo sobre el que el análisis del trabajo no permite extraer ninguna consecuencia es el impacto de los tres factores sobre el control que ejercen los dirigentes comunistas sobre el sector energético, ya que se trata de una cuestión política cuyos avatares exceden al ámbito económico y energético.

Desde la perspectiva de las líneas de ruptura con el sistema tradicional, el primer impacto, el más directo, que van a seguir ejerciendo los tres factores de impulso

será el fuerte ritmo de crecimiento de la demanda de energía primaria. La intensidad energética dispone de un margen realista de descenso merced al efecto que logren conjuntamente las mejoras en la eficiencia, los cambios estructurales de la economía y la creciente utilización de fuentes energéticas de mayor calidad.

La diversificación del consumo final de energía se profundizará tanto desde el punto de vista sectorial como de los recursos utilizados. Como se ha referido, la industria afianzará su posición dominante en ese consumo, pero también elevarán su presencia el transporte y ciertos servicios, en detrimento del sector primario y del residencial, si bien en éste se incrementará la importancia del consumo de los hogares urbanos y caerá el correspondiente a los hogares rurales. Entre los recursos, se acrecienta la demanda final de electricidad y de derivados del petróleo (en menor medida también de gas y de calor), retrocediendo la importancia del carbón (aunque seguirá ostentando la primacía) y la madera y otros residuos vegetales.

Para responder al incremento de sus respectivas demandas finales, la producción de energía eléctrica y la de derivados de petróleo tendrán que experimentar fuertes incrementos. Ese alto ritmo de crecimiento es el que limita el grado de sustitución del carbón por gas natural, energía nuclear, hidráulica y otros recursos renovables, ya que en el horizonte contemplado las posibilidades productivas de esos recursos no son grandes. La persistencia del carbón como recurso mayoritario en el *mix* eléctrico junto con la expansión del consumo de derivados determinarán el agravamiento de las emisiones de gases contaminantes.

Por último, la debilidad de la producción de crudos, unida al rápido aumento de la demanda de derivados, dará lugar a un incremento persistente de las importaciones de petróleo, con lo que se elevará considerablemente el grado de dependencia exterior. La insuficiente adecuación de las refinerías para incrementar y mejorar su capacidad de procesamiento hará que una parte de esas importaciones sean de productos refinados. Igualmente, la pretensión de incrementar la utilización del gas natural provocará que también este combustible emergente re-

giste desajustes entre la producción y el consumo, lo que comportará mayores compras al exterior. En consecuencia, la creciente dependencia energética acentuará la vulnerabilidad de la economía china frente al exterior, de manera que la garantía del abastecimiento energético ocupará un lugar cada vez más decisivo dentro de la estrategia de seguridad nacional del país.

Referencias bibliográficas

- [1] ADAMS, G. y SHACHMUROVE, Y. (2007): «Modelling and Forecasting Energy Consumption in China: Implications for Chinese Energy Demand and Imports in 2020», *Energy Economics*.
- [2] AGLIETTA, M. y LANDRY, Y. (2007): *La Chine vers la superpuissance*, Economica, París.
- [3] ALLAIRE, J. (2005): «L'intensité énergétique de la croissance chinoise. Tendences et enjeux», *Laboratoire d'Économie de la Production et de l'intégration internationales*, LEPII, CNRS-UPMF,
- [4] ANDREW-SPEED, P. (2004): *Energy Policy and Regulation in the People's Republic of China*, Kluwer Law International, Londres.
- [5] ARTUS, P. (2006): «L'objectif unique de politique économique de la Chine: croître le plus vite possible», en P. ARTUS P. (dir), *La Chine*, Les Cahiers, 9, Le Cercle des économistes, París.
- [6] ASIA PACIFIC ENERGY RESEARCH CENTRE, APERC (2003): *Energy Investment Outlook for the APERC Region*, APERC, Tokyo.
- [7] ASIA PACIFIC ENERGY RESEARCH CENTRE, APERC (2003): *Natural Gas Market Regulation in the APERC Region*, APERC, Tokyo.
- [8] ASIA PACIFIC ENERGY RESEARCH CENTRE, APERC (2004a): *Energy in China: Transportation, Electric Power and Fuel Markets*, APERC, Tokyo.
- [9] ASIA PACIFIC ENERGY RESEARCH CENTRE, APERC (2004b): *Nuclear Power Generation in the APERC Region*, APERC, Tokyo.
- [10] ASIA PACIFIC ENERGY RESEARCH CENTRE, APERC (2005): *Renewable Electricity in the APERC Region*, APERC, Tokyo.
- [11] ASIA PACIFIC ENERGY RESEARCH CENTRE, APERC (2006): *Energy Overview*, APERC, Tokyo.
- [12] AUSTIN, A. (2005): «Energy and Power in China: Domestic Regulation and Foreign Policy», *Research Paper, The Foreign Policy Centre*, abril, Londres.
- [13] BEIJING ENERGY EFFICIENCY CENTRE, BEEC (2004): «China Medium and Long Term Energy Conservation

Plan», National Development and Reform Commission, noviembre, www.beconchina.org.

[14] BOISSEAU, S. y GODEMENT, F. (dir.) (2005): *Annuaire de l'Asie*, La Documentation Française, París.

[15] BOUSSENA, S. et al. (2006): «La Chine: un nouvel acteur stratégique sur la scène énergétique», en S. BOUSSENA et al., *Le défi pétrolier*, Vuibert, París, páginas 175-2001.

[16] BRITISH PETROLEUM, BP (2006): *Statistical Review of World Energy*, www.bp.com/centres/energy

[17] CHERNI, J. y KENTISH, J. (2007): «Renewable Energy Policy and Electricity Market Reform in China», *Energy Policy*, 35 (7), páginas 3616-3629.

[18] CHEVALIER, J. M. (2006): «Entre la frénési de la demande d'énergie et les menaces sur l'environnement», P. ARTUS P. (dir.), *La Chine*, Les Cahiers, 9, Le Cercle des économistes, París.

[19] CROMPTON, P. y WU, Y. (2005): «Energy Consumption in China: Past Trends and Future Directions», *Energy Economics*, 27 (1), páginas 195-208.

[20] DORIAN, J. (2005): *Growing Chinese Energy Demand: Dramatic Global Implications*, Centre for Strategic and International Studies (CSIS), Washington.

[21] DOWNS, E. (2004): «The Chinese Energy Security Debate», *China Quarterly*, número 177, páginas 23-41.

[22] DOWNS, E. (2006): «China», *The Brookings Foreign Policy Studies*, Energy Security Series, diciembre.

[23] ENERGY RESEARCH INSTITUTE OF THE NATIONAL DEVELOPMENT AND REFORM COMMISSION, ERI (2003): «China's Sustainable Energy Future Scenarios of Energy and Carbon Emission», *Lawrence Berkeley National Laboratory*, octubre.

[24] GALLI, R. (1998): «The Relationship Between Energy Intensity and Intensity Levels: Forecasting Long Term Energy Demand in Asian Emerging Countries», *The Energy Journal*, 19 (4), páginas 85-105.

[25] HEYMANN, E. (2006): «Environmental Sector China», China Special, Current Issues, *Deutsche Bank Research*, febrero.

[26] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, IEA (2002): *Developing China's Natural Gas Market. The Energy Policy Challenges*, IEA, París.

[27] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, IEA (2003a): *World Energy Outlook*, IEA, París.

[28] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, IEA (2003b): *World Energy Investment Outlook*, IEA, París.

[29] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, IEA (2006a): *Energy Balances of non-OECD Countries, 1971-2004*, IEA Statistics CD, París.

[30] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, IEA (2006b): *Oil Information*, IEA Statistics CD, París.

[31] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, IEA (2006c): *Natural Gas Information*, IEA Statistics CD, París.

[32] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, IEA (2006d): *China's Power Sector Reform*, IEA, París.

[33] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, IEA (2006e): *World Energy Outlook*, IEA, París.

[34] JIANG, W. (2007): «China's Struggle for Energy Conservation and Diversification», *China Brief*, 7 (3), The James-town Foundation.

[35] KAMBARA, T. y HOWE, CH. (2007): *China and the Global Energy Crisis. Development and Prospects for China's Oil and Natural Gas*, Edward Elgar, Cheltenham.

[36] LEVINE, M. (2005): «Energy Efficiency in China: Glorious History, Uncertain Future», *Energy Resource Group*, University California at Berkeley, febrero.

[37] LI, F. (2002): «Hydropower in China», *Energy Policy*, 30 (14), páginas 1214-1249.

[38] LIN, J. (2005): «Trends in Energy Efficiency Investment in China and the U.S.», *Lawrence Berkeley National Laboratory*, LBNL-57691, junio.

[39] LIN, J. y LEVINE, M. (2006): «Toward 20% Reduction in Energy Intensity by 2010: An exploration in possible scenarios», Presented at the Energy Foundation's Dialogue Partners meeting, Beijing, junio 24-25, Lawrence Berkeley National Laboratory.

[40] LOCATELLI, C. y MARTIN-AMOUROUX, J. M. (2005): «L'integration internationale des industries chinoises de l'énergie et ses consequences géopolitiques», *Laboratoire d'Économie de la Production et de l'integration internationales, LEPII*, octubre.

[41] LU, X.; PAN, J. y CHEN, Y. (2006): «Sustaining Economic Growth in China under Energy and Climate Security Constraints», *China & World Economy*, 14 (6), páginas 85-97.

[42] MACHENAUD, H. (2005): «La Chine: bientôt le centre de gravité de l'industrie électrique mondiale», *Revue de l'énergie*, 563, enero-febrero.

[43] MIYAMOTO, A. e ISHIGURO, CH. (2006): «Pricing and Demand for LNG in China: Consistency between LNG and Pipeline Gas in a Fast Growing Market», *Oxford Institute for Energy*, NG, 9, enero.

[44] NATIONAL BUREAU OF STATISTICS, NBS (2006): *China Statistical Yearbook*, China Statistics Press, Beijing.

[45] NAUGHTON, B. (2007): *The Chinese Economy: Transitions and Growth*, Cambridge, The MI Press, Mass.

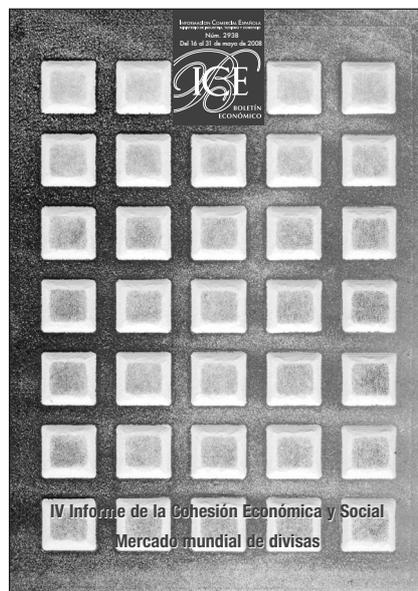
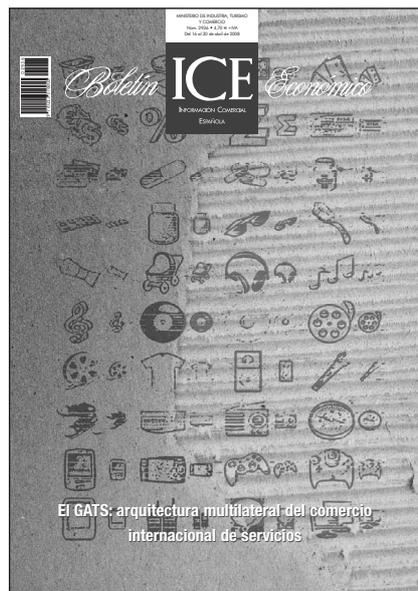
[46] NI, CH. (2006): «Reform in China's Electric Power Industry. A Case Study of East China's Wholesale Electric Power Market», *Institute of Energy Economic*, Tokyo, www.iej.org.jp/apec.

[47] NOËL, P. y MEIDAN, M. (2005): «L'approvisionnement énergétique de la Chine. Marchés et politiques», *Études de la Documentation Française*, 5223-5224, páginas 43-61.

[48] PALAZUELOS, E. y GARCÍA, C. (2007): «La Transición Energética de China», *Instituto Complutense de Estudios Internacionales, Working Papers* 08, ICEI.

- [49] PAN, J. (2004): «China's Industrialization and Reduction of Greenhouse Emissions», *China & World Economy*, 12 (3), páginas 15-25.
- [50] ROSEN, D. y HOUSER, T. (2007): *China Energy. A Guide for the Perplexed. China Balance Sheet*, Centre for Strategic and International Studies, and Peterson Institute for International Economic, mayo.
- [51] SHIU, A. y LAM, P. L. (2004): «Electricity Consumption and Economic Growth in China», *Energy Policy*, 32 (1), páginas 47-54.
- [52] SINTON, J. y FRIDLEY, D. (2000): «What Goes Up: Recent Trends in China's Energy Consumption», *Energy Policy*, 28 (10), páginas 671-687.
- [53] SINTON, J. y LEVINE, M. (1994): «Changing Energy Intensity in Chinese Industry. The Relative Importance of Structural Shift and Intensity Change», *Energy Policy*, 22 (3), páginas 239-255.
- [54] SINTON, J.; STERN, R.; ADAM, N. y LEVINE, M. (2005): «Evaluation of China's Energy Strategy Options», *Berkeley National Laboratory*, LBNL 56.609, mayo.
- [55] SKEER, J. y WANG, Y. (2007): «China on the Move: Oil Price Explosion?», *Energy Policy*, 35, páginas 678-691.
- [56] WANG, Y. (2006): «China's Energy Efficiency Policy in Industry». «Marking Together to Respond to Climate Change», *Annex I Expert Group Seminar in Conjunction with the OECD Global Forum on Sustainable Development*, París, 27-28 marzo.
- [57] XIUCHENG, D. y LOGAN, J. (2002): «Expanding Natural Gas Use in China», *Advanced International Studies Unit*, abril.
- [58] YAMAGUCHI, N.; FRIDLEY, D. y XIAOMING, K. (2002): «Improving Transport Fuel Quality in China: Implications for the Refining Sector», *Lawrence Berkeley National Laboratory*, 50.681, agosto.
- [59] ZHANG, Y. (2006): *China's 11th Five-Year Guidelines with a Focus on Energy Policy*, Institute of Energy Economic, Tokyo, www.iej.org.jp/apec.
- [60] ZHANG, Z. (2003): «Why Did the Energy Intensity Fall in China's Industrial Sector in the 1990s? The Relative Importance of Structural Change and Intensity Change», *Energy Economics*, 25 (6), páginas 625-638.
- [61] ZHAO, X. y WU, Y. (2007): «Determinants of China's Energy Imports: An Empirical Analysis», *Energy Policy*, 35 (8), páginas 4235-4246.

ULTIMOS MONOGRÁFICOS PUBLICADOS



Información:
Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
Paseo de la Castellana, 162-Vestíbulo
28071 Madrid
Teléf. 91 349 36 47