

La transición energética alemana - Situación actual y perspectivas¹

Andreas Löschel²

Resumen

En septiembre de 2010, el Gobierno alemán instauró un “Concepto de Energía”, como una estrategia de largo plazo que establecía ambiciosos objetivos para la política energética alemana hasta mediados del presente siglo. Después de la catástrofe de Fukushima, Japón, en junio de 2011, también el abandono de la energía nuclear se consagró mediante una ley, con el consenso de todos los partidos políticos, haciendo los objetivos antes mencionados aún más ambiciosos. La Energiewende, la transformación del sistema energético alemán, es un reto de gran magnitud para un país líder en producción industrial, y conlleva una reestructuración fundamental del sistema.

Este trabajo describe el sistema de indicadores para supervisar la transformación energética y la jerarquía de objetivos. Describe los desarrollos en materia de emisiones de gases de efecto invernadero, energías renovables, seguridad energética y eficiencia energética. Una de las áreas más problemáticas que surgen de la revisión es la de los costes del apoyo a las energías renovables. Dada esta cuestión, el trabajo hace un énfasis especial en las implicaciones de la transición energética para los costes de la energía, la competitividad y el acceso. También se analizan los problemas del sistema actual de apoyo a las renovables, y se presenta una propuesta alternativa.

Palabras clave: transición energética alemana, supervisión, sistema de apoyo a las renovables, costes económicos.

1 La primera parte de este artículo se basa en las declaraciones de la comisión de expertos recogidas en los informes de seguimiento del Gobierno alemán dentro del proceso de seguimiento “La energía del futuro”. Quiero darles las gracias a mis compañeros de la Comisión de Expertos de Energía, Georg Erdmann, Frithjof Staiß, y Hans-Joachim Ziesing, por los fructíferos debates celebrados durante los últimos años. Por supuesto, me hago totalmente responsable de todas las opiniones expresadas en este artículo. El boceto de un nuevo diseño de mercado se basa en el documento de debate que puede consultarse en Löschel *et al.*, 2013a, 2013b y 2013c.

2 Chair for Energy and Resource Economics at the University of Münster. Director of the Centre of Applied Economic Research Münster (CAWM).

EL CONCEPTO DE ENERGÍA ALEMÁN

En septiembre de 2010, el Gobierno alemán publicó un “Concepto de Energía” a modo de estrategia a largo plazo para establecer los ambiciosos objetivos de la política energética alemana hasta mediados del siglo. Después de la catástrofe del reactor de Fukushima (Japón) en junio de 2011, el abandono gradual de la energía nuclear se consagró en la ley con el consenso de todos los partidos, volviendo este sistema de objetivos aún más ambicioso. La Energiewende, la transformación del sistema energético alemán, presenta un gran desafío para un importante país industrializado. Esto conlleva una reestructuración crítica del sistema energético alemán.

Los objetivos principales de la Energiewende son claros: las emisiones de gases de efecto invernadero se deberían reducir en un 40% en 2020 frente a los niveles de 1990 y en un 80%-95% en 2050; la energía nuclear debería haber desaparecido completamente en 2022. La descarbonización será posible gracias a la ampliación de las fuentes de energía renovable, junto a la reducción del consumo energético, además de una mayor eficiencia energética. La cuota de renovables en la producción de electricidad se incrementará en un 35% en 2020 y el consumo de energía primaria se reducirá en un 20% en comparación con los niveles de 2008. A largo plazo, hasta el año 2050, el objetivo es reducir el consumo de energía primaria en un 50%. En ese momento, las energías renovables representarán el 60% del consumo final bruto de energía y un 80% del consumo bruto de electricidad. El Gobierno alemán ha puesto en marcha un conjunto de más de 200 medidas concretas para lograr estos ambiciosos objetivos. Todas estas medidas para la reestructuración del suministro energético han de evaluarse con arreglo a los tres vértices que conforman el triángulo de la política energética: garantía de suministro, asequibilidad y respeto por el medio ambiente.

Con este fin, y con la transformación energética en mente, el Gobierno alemán instauró un proceso de seguimiento para evaluar el grado de consecución de estos objetivos y hacer balance de la aplicación de las medidas. Además de los informes de seguimiento anuales, cada tres años se publica un informe prospectivo y se proponen nuevas medidas. Los informes de seguimiento se basan en una amplia gama de indicadores relevantes. Una comisión independiente de exper-

tos de energía respalda el proceso de seguimiento en términos científicos. Cada año publica una opinión independiente sobre los informes de seguimiento del Gobierno alemán. Estas declaraciones tienen por objeto examinar y evaluar los informes de seguimiento del Gobierno alemán desde una perspectiva científica. El proceso de seguimiento es un elemento importante en la transformación del sistema energético alemán y sienta las bases para la evaluación de la situación actual y las perspectivas de la Energiewende.

Este artículo se basa, en gran medida, en las declaraciones de la Comisión de Expertos de Energía. Describe, en primer lugar, el sistema de indicadores para realizar el seguimiento de la transformación energética y de la jerarquía de objetivos. A continuación, detalla los avances realizados hasta el momento en materia de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, energías renovables, seguridad energética y eficiencia energética. Una de las principales áreas de conflicto que surgen del análisis es el coste resultante del plan de apoyo a las energías renovables. El recargo en virtud de la Ley de energías renovables alemana (Erneuerbare-Energien-Gesetz- EEG) que pagarán los consumidores finales de electricidad se ha incrementado a más de 6 ct/kWh con un volumen de apoyo total de más de 20.000 millones de euros anuales. En vista de estos datos, se hace especial hincapié en las repercusiones de la transición energética sobre la asequibilidad, el coste económico y la competitividad. A continuación, se analizan los problemas básicos del actual régimen de apoyo a las energías renovables y se presenta una propuesta de política. Por último, se ofrecen las conclusiones y perspectivas.

LOS OBJETIVOS DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

En los primeros informes de seguimiento de la transición energética se desarrolló un marco para esta nueva tarea, se establecieron los indicadores adecuados y se especificaron los datos necesarios para su determinación. En el proceso de seguimiento “La energía del futuro”, se debe identificar y evaluar un complejo paquete de metas y objetivos políticos con la ayuda de indicadores. Este tipo de marco mejora la continuidad, la seguridad en la planificación y la capacidad de comparación del proceso de seguimiento a lo largo del tiempo. El Concepto de Energía y las decisiones posteriores adoptadas por el Gobierno alemán ofrecen una

extensa lista de objetivos para transformar el sistema energético alemán. Dado el gran número de objetivos –muchos de ellos opuestos– de la Energiewende, deben establecerse prioridades, y parece inevitable que algunos objetivos quedarán en el olvido. Inicialmente, el Gobierno otorgaba la misma importancia a todos los objetivos. Pero luego, el Gobierno ha seguido la propuesta de la Comisión de Expertos de Energía de que la Energiewende esté delimitada por dos objetivos prioritarios: reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en, al menos, un 80% en 2050 y el abandono gradual de la energía nuclear a finales de 2022. Estos objetivos prioritarios se alcanzan a través de dos pilares principales: las energías renovables y la eficiencia energética. Los distintos subobjetivos sectoriales deberían ofrecer un panorama coherente de la vía de transformación. Sin embargo, los subobjetivos y medidas políticas necesarios para implantar los objetivos deberían, a su vez, ser flexibles. Si la consecución de un subobjetivo resultase ser económicamente inviable, socialmente inaceptable o irrespetuosa con el medio ambiente, habría que analizar la posibilidad de introducir nuevos objetivos, teniendo siempre en mente que esto no debería poner en peligro la consecución de los objetivos prioritarios.

Mientras que el Gobierno alemán solo utiliza indicadores vinculados a un objetivo cuantitativo en el concepto energético como indicadores principales, podría resultar adecuado adoptar un enfoque más amplio que también tenga en cuenta los objetivos no cuantitativos de la garantía de suministro, la viabilidad económica y el respeto por el medio ambiente –más allá de las emisiones de gases de efecto invernadero– del suministro energético, así como la aceptación y el impacto social de la Energiewende. Esto es, por supuesto, mucho más difícil, especialmente cuando consideramos las repercusiones para la asequibilidad y la competitividad de la transición energética. Más adelante, se introducirán algunos indicadores nuevos. El sistema de indicadores ofrece orientación sobre la línea de acción que debe seguirse. Entre los indicadores esenciales podríamos encontrar indicadores para los objetivos subordinados de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y el abandono gradual de la energía nuclear, para el suministro energético (cuota de energías renovables en el consumo final bruto de energía, consumo final de energía), la garantía de suministro (Índice de duración media de interrupciones del sistema (SAIDI) para la electricidad, el equilibrio energético), la viabilidad económica (consumo de energía nacional y energía por coste

unitario, innovación), y la repercusión social (pobreza energética y aceptación). Algunos de estos indicadores son bien conocidos, otros son nuevos y deben desarrollarse en los próximos años.

REDUCCIÓN DE LAS EMISIONES DE GEI

Para lograr los objetivos de reducción de las emisiones de GEI es de vital importancia crear incentivos a través de un marco de condiciones adecuado para mejorar la eficiencia energética y para orientar la estructura de generación de electricidad más hacia las energías renovables y otras fuentes de energía de bajas emisiones. También es importante tener en cuenta que, independientemente de la reestructuración de la generación de electricidad requerida, hay un tipo de electricidad sin emisiones que se perderá con el cierre de las centrales nucleares y que tendrá que ser sustituida. La mayor aportación individual a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero son las mejoras de eficiencia energética o la reducción de la demanda energética para la climatización, así como la expansión de la generación de electricidad renovable.

Dado que el objetivo general de Alemania –aparte del abandono gradual de la energía nuclear a finales de 2022– es la consecución de los objetivos de emisiones de GEI, el Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión (también conocido como ETS) asume una posición central en la Transformación energética. Pero el ETS se encuentra con un serio problema. Un exceso de oferta de derechos de emisión a empresas de toda Europa, como consecuencia de la crisis económica, la afluencia masiva de créditos internacionales y la interacción del ETS con el fomento de las energías renovables (como la Ley de energías renovables alemana - EEG) y las políticas de eficiencia energética, han provocado fuertes descensos en los precios de los certificados. Los bajos precios del CO₂ en el ETS, que abarca en Alemania alrededor de la mitad de las emisiones de CO₂, tienen importantes repercusiones para la transición energética en Alemania: incluso aunque su estructura aún cumpla el objetivo –la limitación de las emisiones de CO₂ en toda Europa al nivel establecido por la ley– ofrece muy pocos incentivos para que las empresas reguladas en Alemania inviertan en tecnologías de bajas emisiones de carbono. Esto se hace evidente, por ejemplo, en el Barómetro KfW/ZEW

de CO₂, que ha estado controlando a todas las empresas alemanas cubiertas por el ETS desde 2009. Si bien la mayoría de las empresas alemanas controladas han realizado inversiones o cambios en el proceso de producción que han conducido a una reducción de sus emisiones de CO₂, estas medidas están encaminadas en realidad a reducir los costes de energía y recursos y a aprovechar el potencial de eficiencia general. Solo el 9% de las empresas tenían el objetivo explícito de reducir las emisiones de CO₂. Dada la situación actual, es poco probable que esta cifra aumente a medio plazo.

Pero hay más: mientras que la generación de electricidad eólica y solar ha aumentado sustancialmente, la hulla y el lignito no han disminuido en consecuencia. Aún más pronunciada que la reducción de la energía nuclear ha sido la caída en la generación de electricidad en centrales de gas. De hecho, si bien las centrales de carbón aún son rentables en Alemania, las centrales de gas no lo son. Esta situación está favorecida por la escasa demanda eléctrica, los precios relativamente bajos del carbón, y la continua sustitución por renovables en los períodos centrales de la punta diaria. El coste de los permisos de carbono es demasiado bajo para desalentar la generación eléctrica en centrales de carbón con alta emisión de carbono en favor de la generación en centrales de gas con menos emisiones. Como consecuencia, la emisión de CO₂ en relación con la energía ha aumentado en Alemania en los últimos años.

Existe un riesgo significativo de que no se cumpla el objetivo central del concepto de energía: reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 40% en 2020 frente a los niveles de 1990. El objetivo de emisiones de GEI para 2020 solo se podrá lograr si dichas emisiones se reducen en cerca de 28 millones de toneladas de CO₂ equivalente de media cada año hasta 2020 (un total de 170 millones de toneladas). Esto equivale a una reducción media superior al 3% anual de 2013 a 2020. Si comparamos estas cifras con los cambios a largo plazo en los años de 2000 a 2014, en los que las emisiones de gases de efecto invernadero ajustadas a la temperatura disminuyeron en poco más de 9 millones de toneladas de CO₂ equivalente de media al año, podemos deducir que la tasa de reducción de las emisiones deberá al menos triplicarse en los años que quedan hasta 2020. El Gobierno federal ha adoptado diferentes medidas en los dos últimos años para alcanzar el objetivo. Estas medidas incluyen en particular el Programa de acción

climática para 2020, el Plan de acción nacional sobre eficiencia energética y la iniciativa de desmantelamiento de las viejas centrales eléctricas de lignito. Pero se corre el riesgo de que las políticas de los sectores de comercio de derechos de emisión en Alemania sean ineficaces, y que no conduzcan a nuevas reducciones de emisiones en Europa. Además, el Gobierno alemán también podría guardar derechos de emisión y dejarlos en suspenso hasta alcanzar sus objetivos de reducción nacionales. Otra opción sería promover activamente los esfuerzos para reducir las emisiones en los sectores fuera del régimen de comercio de derechos de emisión, que están sujetos en gran medida a las disposiciones nacionales. Esto afecta, en particular, al sector de la construcción con su alto potencial permanente para aumentar la eficiencia. Sin embargo, el Gobierno podría no garantizar las mayorías políticas necesarias para lograr instrumentos potencialmente eficaces como las desgravaciones fiscales para mejorar el rendimiento energético de los edificios. Además, las medidas en los sectores de la construcción y el transporte podrían resultar más costosas de lo esperado. De nuevo, los enfoques aplicados en Europa parecen ser los más apropiados. Es evidente que contar con un ETS fuerte es importante para respaldar la transición energética en Alemania. Sin embargo, en esta etapa, es más que dudoso que se pueda volver a establecer el ETS como la piedra angular de la política climática de la UE en los próximos años.

SITUACIÓN ACTUAL EN 2014

En 2014³, la evolución de los indicadores de objetivos sufre una enorme variación. En algunos casos, Alemania ya está en camino de alcanzar el objetivo (por ejemplo, generación de electricidad basada en energías renovables); en otros, está muy desencaminada (por ejemplo, emisiones de gases de efecto invernadero y eficiencia en el transporte). Existen algunos riesgos más o menos pronunciados para lograr los objetivos en el caso de algunos indicadores, lo que, a su vez, requiere medidas de acción integrales. Las emisiones de GEI han sido un 4,3% inferiores en 2014 que en 2013, pero solo un 1,7% inferiores si tenemos en cuenta la temperatura. En 2015, las emisiones han vuelto a aumentar. En los últimos años no se ha producido un retorno a la deseada vía de la reducción en cuanto a las emisiones de gases de efecto invernadero ajustadas a la temperatura, sino todo lo

³ Para la evaluación de la situación actual consultar Löschel *et al.*, 2015.

contrario. Todavía parece bastante probable que las actividades políticas adicionales no sean suficientes para lograr el objetivo, sobre todo cuando los precios de la energía en los mercados mundiales dificultan aún más la reducción de las emisiones en el sector de la electricidad, la climatización y el transporte.

Alemania ha mejorado mucho en la consecución de los objetivos de energías renovables establecidos en el Concepto de energía del Gobierno federal. Lograr el objetivo mínimo del 35% en 2020 para la parte de consumo de electricidad cubierta por la electricidad generada a partir de energías renovables parece factible. Incluso podría darse el caso de que se supere el objetivo. Esto es bienvenido ya que contribuye al objetivo principal de mitigar el cambio climático y ofrece la posibilidad de contrarrestar otros objetivos renovables más difíciles. En 2015, se ha alcanzado una cuota del 30%. Este logro ha sido estipulado por la Ley de energías renovables alemana (EEG). La revisión renovada en 2014 define corredores de implantación para formas específicas de energías renovables y, por tanto, especifica la expansión cuantitativa políticamente deseada, mientras que el objetivo general aún se expresa en términos de variables relativas. En 2025 debe alcanzarse un 40-45% de la generación bruta de electricidad. Los avances futuros obviamente dependerán, en gran medida, del próximo cambio sistémico en la Ley de energías renovables alemana. El continuo aumento de los costes del régimen de apoyo financiero subraya la necesidad de una reforma de la EEG de la que hablaremos más adelante.

Alemania tiene que cubrir una aportación nacional al consumo final bruto de energía del 18% de energías renovables en 2020. En el Plan de acción nacional de energías renovables, de conformidad con la Directiva 2009/28/CE, que puso en marcha la aplicación de la directiva en Alemania, el Gobierno federal asume que será incluso posible alcanzar un 19,6% de cuota en 2020. No obstante, en la actualidad, las energías renovables solo representan el 13,5% del consumo final bruto de energía de acuerdo con el Informe de seguimiento del Gobierno federal; en 2013, la cifra fue del 13,2%. La proporción de energías renovables fuera del sector eléctrico del Gobierno federal parece estancarse.

El Gobierno federal pretende impulsar la productividad final de energía en Alemania en un 2,1% anual, a partir de 2008. Sin embargo, durante el periodo 1990-2014

se produjo un aumento anual medio de tan solo el 1,8%. De hecho, la tasa de crecimiento (ajustada a la temperatura) ha sido de tan solo un 1,2% desde el año de partida 2008 hasta 2014. De modo que Alemania se ha mantenido sistemáticamente por debajo de la curva objetivo durante los últimos seis años. Si se pretende alcanzar el objetivo para 2020, la productividad energética final tendrá que aumentar cerca de un 3% anual a partir de 2015. El consumo de energía primaria se reducirá en un 20% en 2020 en comparación con los niveles de 2008. En los últimos seis años, de 2008 a 2014, se redujo un 6,5% después del ajuste de temperatura. Si se pretende lograr el objetivo, esta tasa deberá duplicarse al menos durante los seis años restantes hasta 2020. Esto requiere de un considerable esfuerzo adicional, teniendo en cuenta especialmente que la curva objetivo se ha incumplido claramente en los últimos cuatro años. La situación para el consumo bruto de electricidad es completamente diferente. El objetivo es una reducción del 10% entre 2008 y 2020. En el periodo 2008-2014, la caída fue del 4,6%, o incluso casi la mitad del objetivo. Los principales factores que influyeron fueron el aumento de la eficiencia en el uso de la electricidad y la situación económica en el sector industrial, especialmente en los sectores de mayor consumo eléctrico. Sin embargo, también se da el caso de que 2015 está registrando un ligero aumento en el consumo de electricidad, de modo que no es seguro que esta tendencia descendente vaya a continuar. Los instrumentos destinados a recortar el consumo de electricidad en virtud del Plan de acción nacional sobre eficiencia energética desempeñan un papel especial en este sentido. No obstante, en la actualidad no es posible realizar un seguimiento orientado a los resultados *a posteriori*, porque los instrumentos del Plan de acción nacional sobre eficiencia energética se encuentran aún en fase de pruebas, o están empezando a aplicarse.

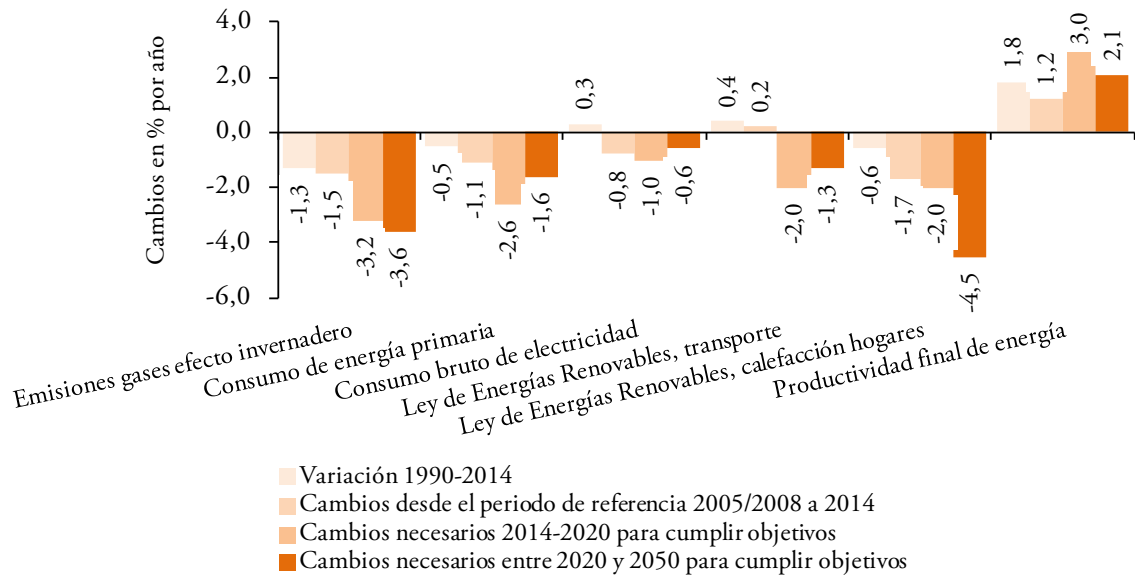
El aumento del consumo final de energía en el transporte en 2014 marca un nuevo retroceso en términos del objetivo del Concepto de energía. Esto se debe al transporte de pasajeros y de mercancías por carretera. Ambos sectores han registrado un aumento en la distancia total recorrida alcanzando las cifras más altas de la historia de Alemania, y esto no se ha visto compensado por una mejora de la eficiencia. En este sentido, desempeñan un papel fundamental los efectos rebote entre la mejora de la eficiencia de los vehículos y la distancia recorrida, así como entre la eficiencia de los vehículos y el peso de los vehículos y la distancia recorrida. Para el sector del transporte, la consecución del objetivo de reducir el

consumo en un 10% entre 2005 y 2020 resulta especialmente problemática. Si se pretende alcanzar este objetivo, el consumo de energía deberá reducirse un 2% anual desde los niveles de 2014; sin embargo, entre los años 2005 y 2014, se produjo de media un ligero aumento del 0,2%.

En la transición energética, las energías renovables sustituyen a las fuentes convencionales. Este hecho no debe poner en peligro la garantía de suministro energético, que puede describirse oportunamente a lo largo de la cadena de valor desde la energía primaria, la transformación, el transporte y la distribución hasta el consumidor final. La capacidad restante disponible de manera fiable como resultado del equilibrio energético se puede utilizar para medir la garantía de suministro de electricidad a largo plazo. Si bien todavía hay algunas dudas analíticas y problemas prácticos en estos cálculos, en la actualidad no hay una escasez de capacidad general reconocible en Alemania. Sin embargo, el suministro eléctrico también ha cambiado a escala regional. Tanto la electricidad convencional como la renovable se genera, en gran medida, en el norte de Alemania. Con el cierre previsto de las centrales nucleares restantes al sur del río Main, surge el riesgo de una escasez de capacidad local y están apareciendo desequilibrios regionales entre producción y consumo. La previsible escasez de suministro en el sur de Alemania se ve exacerbada por el retraso en la expansión de los sistemas de transmisión. Si echamos un vistazo a los 24 proyectos de expansión de la red mencionados en la Ley de expansión de la red eléctrica (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG) de 2009, es evidente que la expansión de la red se está quedando a la zaga de las necesidades de la transición energética. A finales de 2014, tan solo se habían terminado 367 km, más de 100 km menos de lo previsto en 2013, y más de 450 km menos de lo previsto originalmente. Aunque la inversión anual por parte de los operadores del sistema de transmisión se ha triplicado desde 2011, con el actual ritmo de expansión es poco probable que muchos de los proyectos se completen antes del final de la década, por no mencionar las líneas de transmisión de corriente directa proyectadas entre el norte y el sur de Alemania, que se enfrentan a una gran oposición política. Como resultado, los operadores de la red de transmisión se están viendo cada vez más obligados a recurrir a intervenciones de reexpedición.

Gráfico 1

Cambios pasados y cambios necesarios para cumplir objetivos seleccionados hasta 2020/2050



Fuente: Löschel *et al.*, (2015)

El gráfico 1 proporciona un breve resumen de la evolución hasta la fecha y de los cambios necesarios en las variables seleccionadas si se pretenden alcanzar los objetivos. Esto demuestra que, con algunas excepciones en las energías renovables, el consumo de electricidad y el consumo final de energía para climatización, se producen desviaciones más o menos significativas entre los objetivos de emisiones y eficiencia y los cambios logrados hasta ahora. Esto se refiere principalmente a las emisiones de gases de efecto invernadero, la expansión de la red eléctrica, el consumo de energía primaria, la productividad final de energía y el consumo final de energía en el sector del transporte.

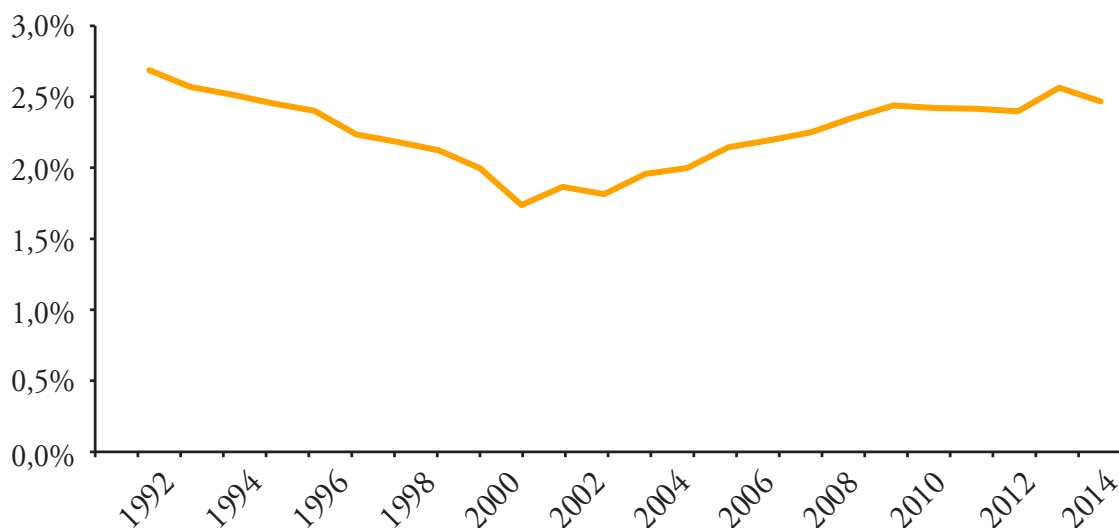
LA ASEQUIBILIDAD DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Los costes de la transformación energética han sido sometidos a debate en numerosas ocasiones en los últimos años, especialmente debido al creciente gasto en el apoyo a las fuentes renovables. Sin embargo, los costes de la transformación energética son difíciles de evaluar. Para ello, hay que comparar la situación actual con situaciones contrafactuales. Más bien, la propuesta sería analizar los gastos

totales de energía para evaluar la asequibilidad del suministro de energía. Para poder evaluar correctamente la evolución de los costes del suministro de energía y los costes adicionales incurridos como resultado de la *Energiewende*, se deben recoger y analizar los datos de gasto total de energía de los consumidores finales para los sectores de la electricidad, la climatización y el transporte. Las cifras de los componentes de gasto total de los consumidores finales y gasto total individual ofrecen indicadores significativos acerca de la viabilidad económica del suministro de energía. Este instrumento indicativo no aborda, por el momento, los problemas de distribución –objeto de numerosos debates políticos– debido, también, a que los problemas de distribución son fundamentalmente difusos o más fáciles de solucionar si el gasto de los usuarios finales no evoluciona de forma desproporcionada con respecto al Producto Interior Bruto (PIB) nominal. Mientras el gasto total tienda a guardar cierta proporcionalidad con el PIB o crezca a un ritmo menor, la asequibilidad general de la energía como un todo difícilmente podrá ponerse seriamente en entredicho.

El gasto de los consumidores finales en combustible y climatización depende en gran medida de la evolución internacional de los precios del petróleo y el gas, así como de los gastos de adquisición que esto comporta. A diferencia de la electricidad, los componentes de precio regulado y estatal desempeñan un papel secundario. El gasto de los consumidores finales en electricidad se ha incrementado notablemente en los últimos años, de hecho, casi se ha duplicado en los últimos 15 años hasta los 70.000 millones de euros anuales. En 2014, el gasto absoluto de los usuarios finales disminuyó ligeramente. Esto significa que, en la actualidad, la transición energética se está desarrollando de una manera ligeramente positiva a los ojos de los consumidores particulares, comerciales e industriales. Sin embargo, una mirada más de cerca revela que, si bien el porcentaje de gasto en elementos estatales (impuestos, tasas y recargos), así como en costes de la red regulados por el Estado, ha aumentado significativamente, el porcentaje correspondiente a los elementos regidos por el mercado ha disminuido. Los factores de coste más significativos son los incrementos en los costes de la red y los costes generados por la Ley de energías renovables alemana. La caída generalizada del gasto de los consumidores finales en electricidad se debe principalmente al drástico descenso del gasto de “generación y ventas”, que se ha reducido casi a la mitad desde 2010. Las causas de esta situación se hallan en las ventas de electricidad no renovable,

Gráfico 2

Porcentaje de gasto de los consumidores finales en electricidad sobre el PIB totalFuente: Löschel *et al.*, (2015)

que han caído en más de una quinta parte, y la continua bajada de los precios mayoristas de la energía eléctrica. El colapso de los precios mayoristas se debe solo en parte al efecto de “orden de mérito”, es decir, se debe solo en parte a la transición energética. Los precios mayoristas están determinados en gran medida por la evolución de los precios internacionales de las fuentes de energía primarias (carbón y gas) y el precio del CO₂.

En términos de PIB nominal, el gasto de los usuarios finales en electricidad se ha mantenido constante en un 2,5% aproximadamente (véase el gráfico 2). El aumento del gasto de electricidad total hasta la fecha no es tan espectacular como a menudo se afirma públicamente. La caída del gasto de los usuarios finales en climatización y transporte se debe principalmente a la evolución internacional de los precios del petróleo y el gas. En el caso de la climatización, supuso un 3,5% en 2013 (100.000 millones de euros), y en el caso del transporte, un 2,8% en 2014 (83.000 millones de euros). En 2013, la proporción total del gasto de los usuarios finales en energía representó cerca del 9,0% (255.000 millones de euros). La situación global de los costes de la transición energética alemana parece estar aún bajo control.

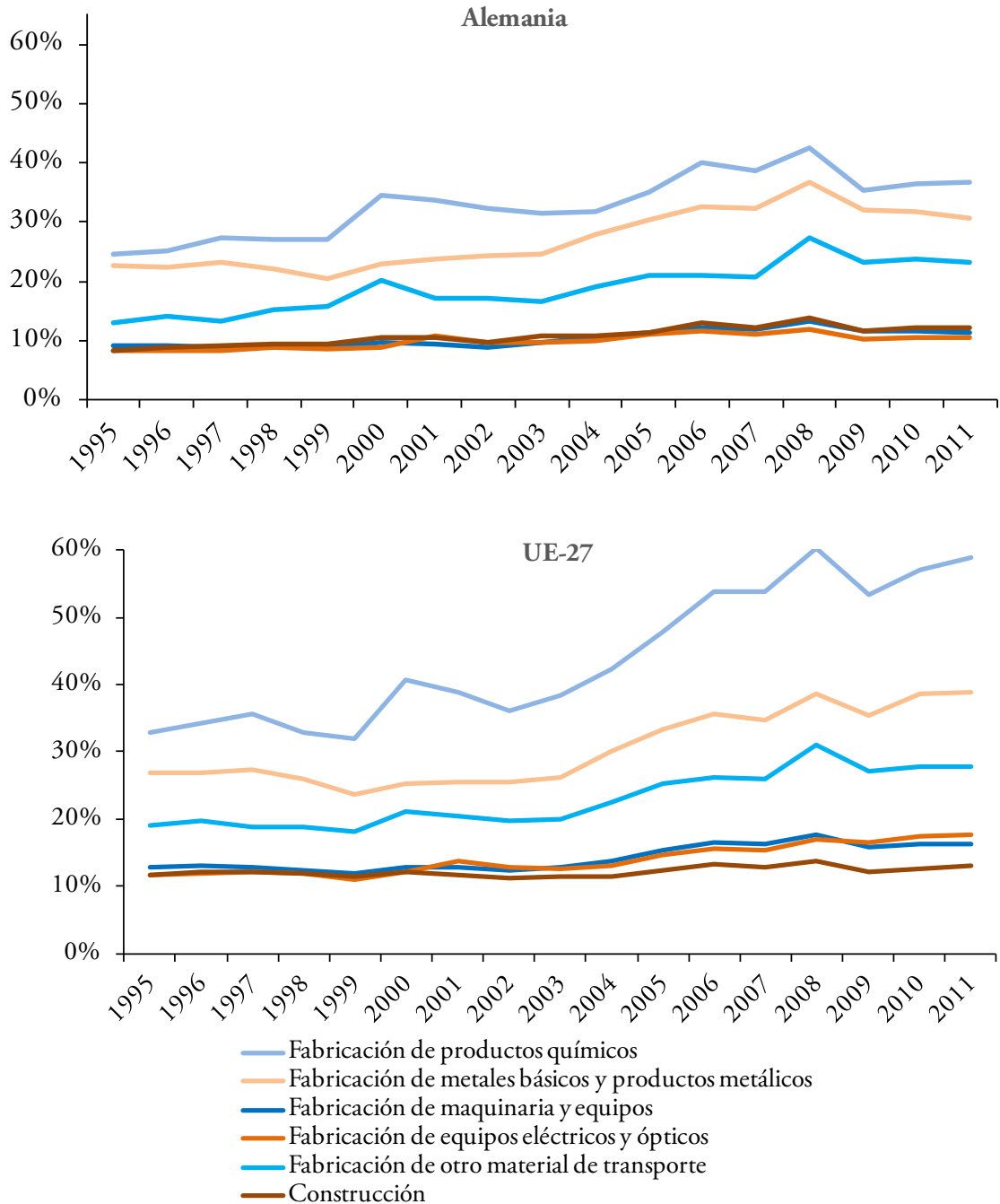
REPERCUSIONES SOBRE LA COMPETITIVIDAD

Además de la asequibilidad general, también observamos diferencias en los precios de la energía pagados por los distintos consumidores. Las consecuencias distributivas de la transformación energética se refieren, por ejemplo, a la distribución del recargo en virtud de la EEG entre los consumidores finales de electricidad y, en este contexto, el régimen de compensación especial para la industria de alto consumo energético. Una mera comparación de los precios de la energía no es suficiente en este caso. En su lugar, habría que tener en cuenta los costes generales de la energía. Estos costes son también relativamente moderados para los hogares. Sin embargo, la transformación energética impone una carga más pesada a los hogares con bajos ingresos. Entre el 10% al 12% de los hogares podría considerarse en riesgo de pobreza energética.

Para la industria, también debe tenerse en cuenta el coste real de la energía de una empresa en términos de la contribución de los costes energéticos al valor añadido bruto del sector en cuestión. Si los costes de energía totales están disponibles para otros países, la viabilidad económica del suministro de energía también se puede evaluar en términos de un contexto internacional más amplio. Por tanto, los costes por unidad de energía –los costes de energía totales por unidad de valor añadido– son un mejor indicador de la competitividad internacional. Si se desea evaluar la carga que supone para las empresas los costes energéticos, el indicador de costes unitarios de energía no debe incluir únicamente los costes directos, sino también los costes “indirectos”, es decir, los costes de distribución de la energía. Estos han ido aumentando de manera generalizada durante años, y (ahora) son mucho más significativos para la mayoría de los sectores que los costes “directos” de la energía en Alemania. Este es el caso, por ejemplo, de los sectores de producción de bienes. Los costes indirectos de la energía en los seis principales sectores de producción de bienes analizados en mayor profundidad alcanzan una cifra entre 5.000 y 11.000 millones de euros anuales para el sector y, por tanto, en algunos casos son superiores a los costes directos de la energía, que representan únicamente entre 2.000 y 8.000 millones de euros por sector. La comparación de los costes unitarios totales de la energía en Alemania con la media europea en el gráfico 3 ilustra tres cuestiones: los costes unitarios totales de la energía en los sectores pertinentes son estructuralmente inferiores a los europeos. En segundo

Gráfico 3

Costes unitarios totales de la energía en sectores seleccionados del sector de producción de bienes alemán y europeo entre 1995 y 2011



Fuente: Löschel *et al.*, (2015)

lugar, los costes unitarios totales de la energía en Europa han experimentado un alza más dinámica, a lo largo del periodo que en Alemania. Y, en tercer lugar, Alemania ha superado holgadamente la media europea tras la última crisis económica en términos de reducción de los costes unitarios totales de la energía. La razón de este último factor es que los sectores relevantes de la industria de producción de bienes alemana fueron capaces, en general, de aumentar su valor añadido entre 2008 y 2011, y al mismo tiempo de reducir los costes totales de energía. En la media europea, en cambio, los costes totales de energía sufrieron una menor caída en algunos casos y, en particular, el valor añadido por sector no aumentó tanto como en Alemania. Por tanto, los “costes totales de energía”, o la referencia de “costes unitarios totales de la energía”, son más favorables para los sectores de producción de bienes alemanes que para la media europea.

Resulta evidente que los costes unitarios de la energía siguen siendo, en conjunto, relativamente bajos en el sector manufacturero alemán, aunque podría no ser así en algunos subsectores individuales. Los distintos sectores dentro de la industria manufacturera son muy heterogéneos. De modo que el coste unitario de la energía no es moderado en una comparación internacional en todos los sectores y mucho menos en determinados subsectores. Se recomienda realizar un análisis en profundidad. Para poder extraer conclusiones en cuanto a la competitividad de las empresas, hay que considerar otros factores además del coste de la energía. Estos incluyen las diferencias en los marcos normativos nacionales y factores de ubicación clásicos, como el régimen fiscal (empresas), el nivel salarial y la calidad de la mano de obra en el mercado laboral local. Otro factor decisivo es el nivel de competencia, especialmente la facilidad de acceso al mercado local. Esto se debe a que un aumento del coste de la energía tendrá escasa repercusión sobre la competitividad (industrial) si el aumento se puede trasladar a los consumidores a largo plazo. Resulta difícil establecerlo y, por tanto, evaluar los efectos de los aumentos de costes describiendo y comparando los costes de la energía por sí solos. De modo que, además de un análisis basado meramente en los hechos, se necesitan estudios detallados para obtener una imagen más completa del coste de la energía (véase el debate sobre el efecto de la orden de mérito), diferenciándolo por sectores, trazar su historial y hacer comparaciones internacionales.

PROBLEMAS CON EL ACTUAL RÉGIMEN DE APOYO A LAS ENERGÍAS RENOVABLES

La Ley de energías renovables alemana⁴ ha permitido introducir a gran escala la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables. En concreto, la generación de electricidad a partir de energía eólica y solar ha experimentado un espectacular aumento. El actual régimen de apoyo garantiza a los inversores la venta de su electricidad a un precio fijo, minimiza el riesgo y, por lo tanto, los costes de sus inversiones. Las energías renovables han dejado de ser una tecnología de nicho y se han convertido en una parte importante del *mix* eléctrico alemán. El diseño del mercado debe adaptarse a esta nueva situación. Este es el consenso del debate actual. Debido a la existencia de una tarifa fija para la electricidad que llega a la red, los inversores y operadores de las centrales de energías renovables carecen de incentivos para adaptar su comportamiento a las señales de escasez en el mercado eléctrico. Los precios de mercado indican a los productores (potenciales) de electricidad cuándo es necesario que suministren energía, en su caso. Si los precios del mercado son elevados esto implica que la electricidad es escasa y se pueden obtener ingresos altos por producir en esas horas. Por consiguiente, resulta rentable generar electricidad adicional y aumentar la capacidad. Si los ingresos están desvinculados de los precios de mercado y, por tanto, de la señal de escasez, como es el caso de la EEG actual, las decisiones de producción, inversión y desmantelamiento no se toman de manera rentable. Mientras la remuneración sea independiente de la señal de escasez, el inversor solo se preocupará de las cantidades producidas, pero no de la dimensión temporal. Este es el mayor obstáculo para el desarrollo rentable de las energías renovables. La actual escasez de electricidad tiene que reflejarse para fomentar las inversiones orientadas al mercado y las decisiones de producción. El valor añadido de la integración de las energías renovables en el mercado radica en evitar costes innecesarios.

Además de esto, la generación de electricidad se ha desplazado gradualmente y seguirá desplazándose hacia el norte, mientras que el consumo se concentra principalmente en el oeste y el sur de Alemania. Encontrar maneras de lidiar con este desplazamiento será uno de los desafíos para el mercado de la electricidad en

⁴ Las dos secciones siguientes se basan en el documento de discusión publicado en Löschel, 2013a.

el futuro. Si la red no está saturada, resulta irrelevante para el consumidor si la electricidad se generó en la costa o en las montañas. Las tarifas reguladas para las energías renovables no están diferenciadas espacialmente y distorsionan la elección de la ubicación. Los molinos de viento se erigen donde más sopla el viento. Los paneles solares se colocan donde más brilla el sol. Sin embargo, los costes ocasionados por la saturación de la red no se tienen en cuenta a la hora de elegir la ubicación. No tener en cuenta la saturación de la red tiene efectos similares a las tarifas fijas, pero esto también afecta a los operadores de las centrales convencionales. Con una única zona de precios, los productores de electricidad no notan los costes ocasionados por el transporte de la electricidad. Esto explica, por ejemplo, por qué a los operadores de las centrales eléctricas de carbón les resulta rentable construirlas cerca de la orilla para poder entregar la fuente de energía primaria a bajo coste. La saturación de la red no es perceptible a través de las señales del mercado y, por tanto, no está integrada en las decisiones de producción e inversión. La falta de adaptación a la disponibilidad de electricidad se produce entonces tanto desde un factor temporal, a corto y a largo plazo, como espacial. Si el desarrollo futuro de las centrales de energía convencionales y renovables no sigue la señal real de escasez de electricidad, existe un riesgo de sobreproducción y subproducción regional. Esto implica gastos innecesarios. Por un lado, medidas adicionales para garantizar el suministro en caso de subproducción, y por otro lado, debido a la sobreproducción innecesaria en otros lugares. Con el fin de adaptar la reacción de los inversores y productores a la escasez actual, una reforma aislada de la EEG no es suficiente, sino que la saturación en la red de transmisión también debe tenerse en cuenta.

PROPUESTA DE UN NUEVO DISEÑO DEL MERCADO ENERGÉTICO

Se puede lograr una mejor respuesta de la fluctuación de las energías renovables a la señal de escasez vinculando las tarifas de las energías renovables a los precios en el mercado de electricidad que reflejen la escasez de electricidad en cada momento. Existen diferentes opciones para lograr esta vinculación. En un sistema de cuotas para las energías renovables con certificados verdes negociables, los responsables políticos determinan la cantidad o cuota de electricidad que supuestamente debe

provenir de fuentes renovables. Con la posibilidad de negociar los certificados verdes, se alcanza de manera teórica una asignación eficiente de la producción de energías renovables. En aquellos lugares donde resulta más rentable producir energía a partir de fuentes renovables se aumenta la capacidad. Los productores de los emplazamientos más rentables venden certificados verdes, mientras que los productores de los lugares donde las energías renovables son más caras compran certificados. Además, la inversión y la producción se deciden teniendo en cuenta la señal de escasez de electricidad. Una deficiencia importante del sistema de cuotas es la volatilidad de los precios de los certificados verdes y, por tanto, las elevadas primas de riesgo de las inversiones en energías renovables. Además, la implantación política de un sistema de cuotas resulta difícil. Esto representa un cambio fundamental respecto al anterior mecanismo de promoción de las energías renovables. Otra opción para hacer que la inversión en, y la producción de, energías renovables sea más sensible a la señal de escasez de electricidad es introducir una prima de mercado para las energías renovables. Esta prima se pagaría además del precio de intercambio de electricidad durante un periodo de tiempo fijo. Idealmente, la prima debería reflejar las externalidades positivas de las energías renovables. Por lo tanto, la prima recompensaría los efectos secundarios positivos de las energías renovables, mientras que el precio de intercambio de la electricidad remuneraría la producción eléctrica dada la escasez actual. A largo plazo, las energías renovables y convencionales competirían de manera sostenible y toda la producción de electricidad estaría determinada por la demanda. No habría sobreproducción a largo plazo. Las incertidumbres se reducirían gracias a la prima fija; por lo tanto, cabría esperar unas primas de riesgo para los inversores inferiores a las del sistema de cuotas. Los riesgos se distribuirán en el sistema de primas y aquellos que inviertan en energías renovables solo soportarían el riesgo del mercado de la electricidad.

La prima de mercado es un sistema muy flexible y se podría desarrollar desde la EEG como punto de partida. Al contrario que el sistema de cuotas, la promoción de las energías renovables no tendría que sufrir una reestructuración fundamental. Por ejemplo, sería posible conceder primas específicas para una tecnología al principio y dejar que convergiesen gradualmente en un sistema con una única prima de mercado.

Para reconocer la escasez en las redes eléctricas, hay que poner un precio a la saturación de la red. Sin embargo, el sistema actual considera a Alemania como un nudo único. La central de energía marginal fija el precio de todo el mercado de la electricidad, sin tener en cuenta los costes de transmisión de la electricidad comercializada. Existen diferentes opciones de fijación de precios para las capacidades de transmisión escasas. Según el sistema de precios nodales, el precio que refleja los costes de la generación, así como del transporte de la electricidad se determina en diferentes nodos de la red. Sin embargo, la introducción de un sistema de este tipo en Alemania requeriría de una importante reorganización del sector de la electricidad. Por ejemplo, solo sería necesario un único operador de red (Operador de Sistema Independiente, OSI). Además, el sistema de precios nodales implica generalmente un sistema de negociación en el que todas las transacciones se llevan a cabo de manera obligatoria (*pool*). La introducción del sistema de precios nodales consumiría mucho tiempo y resultaría costosa. Otros enfoques que interfieren menos con el actual diseño del mercado se sitúan entre los dos extremos del uso de tarifas fijas de uso de la red en una única zona de precios (es decir, el marco actual) y el sistema de fijación de precios nodales flexibles. Los enfoques más relevantes son las tarifas de red diferenciadas por región y el “*market-splitting*”.

Con unas tarifas de red diferenciadas por región, los usuarios reciben señales de precios que, supuestamente, repercuten sobre la elección de la ubicación. En una aplicación práctica en Alemania, podrían establecerse unas tarifas más elevadas para los productores y unas tarifas más bajas para los consumidores en el norte. En el sur, las tarifas serían inferiores para los productores y más altas para los consumidores. Los productores incluirían las diferentes tarifas de la red en sus decisiones de inversión. Si, aparte de esto, las condiciones de la inversión fuesen idénticas, sería lógico que el productor invirtiese en la región con las menores tarifas de red. Otra posibilidad es el “*market-splitting*”. En este sistema, el área de mercado se divide en varias zonas de precios. Los límites se determinan en función de la congestión de la red. Si las limitaciones de capacidad no fuesen vinculantes, los precios resultantes serían los mismos. Solo en aquellas situaciones en que las capacidades de transmisión fuesen limitadas se aplicarían diferentes precios a los participantes del mercado. Un aspecto clave del “*market-splitting*” es que los precios de escasez se generan directamente en el mercado diario y,

por tanto, la saturación se refleja en el precio de la electricidad. Las diferencias de precio entre las zonas de precios estimulan los incentivos a la inversión que contribuyen a eliminarlas. A corto plazo, los precios divergentes pueden evitar el desmantelamiento de las centrales eléctricas convencionales en regiones con capacidades escasas que ya no puedan operar de forma rentable en una única zona de precios. A largo plazo, los incentivos a la inversión no distorsionados contribuyen a inversiones eficientes y suficientes y reducen la toma de medidas adicionales para garantizar una capacidad suficiente. Si hubiese suficientes capacidades de transmisión disponibles en el sistema, no surgirían precios divergentes. Por el contrario, las medidas de redespacho eliminan la saturación solo después de que se fije el precio en el mercado diario, alterando el uso de las centrales de energía. El “*market-splitting*” impide cambios fundamentales del mercado de la electricidad y es fácilmente compatible con un mercado eléctrico europeo conjunto. Una división entre el norte y el sur sería una opción para Alemania.

PERSPECTIVAS PARA EL FUTURO

La transición energética alemana está haciendo progresos, aunque no de manera generalizada y rápidamente como se preveía y necesitaba inicialmente. En algunas áreas, como la generación de electricidad basada en las energías renovables, los objetivos para 2020 probablemente se cumplan o se sobrepasen, pero los avances realizados hasta ahora en otras áreas son aún insuficientes. Esto último sucede concretamente con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 40% en 2020. En el sector del transporte, la evolución apunta actualmente en la dirección equivocada. Los posibles errores a la hora de alcanzar determinados objetivos en el Concepto de Energía no deben considerarse únicamente errores de los responsables políticos. Además de los conflictos económicos y sociales, causas exógenas como los bajos precios en los mercados internacionales para los combustibles fósiles y los derechos de emisión de CO₂ están dificultando la consecución de los objetivos de la transición energética. Si bien estos hechos contribuirán a mantener bajos los costes de la energía, es muy probable que los precios de la electricidad aumenten en los próximos años debido a la continua expansión de las energías renovables, especialmente en el área de alta mar; la urgente necesidad de expansión de la red para conectar los parques eólicos, tanto

de distribución como de transmisión, de manera prioritaria para los cables subterráneos como la red de ultra alta tensión; la financiación de nuevas centrales de energía de respaldo e instalaciones de almacenamiento, etc. Los conflictos distributivos se reducirán si se mitigan estos aumentos de costes. La implantación eficiente de la transformación energética cobra más importancia que nunca. Los responsables políticos no deben perder de vista el elemento de asequibilidad, especialmente en vista de los innumerables deseos y demandas que supondrían un gasto adicional.

El Gobierno alemán está debatiendo actualmente las recomendaciones de diferentes instituciones sobre las reformas de la EEG que entrarán en vigor en 2017. Probablemente se aplique un sistema de subasta para la mayoría de las tecnologías renovables que sacará a concurso una cantidad específica de volumen de capacidad cada año. Como se ha descrito anteriormente, esta propuesta es económicamente problemática, ya que i) perpetúa el apoyo a tecnologías específicas que depende de las decisiones políticas, ii) suprime la señal del mercado para los proveedores de electricidad sobre la demanda actual de electricidad, e iii) ignora las interacciones espaciales de la penetración de las fuentes renovables y el desarrollo de la red. En este artículo defiendo que una combinación de integración en el mercado de las energías renovables con una prima sobre el precio de mercado y el “*market-splitting*” para fijar precios de la saturación de la red crea una mejor coordinación de la demanda regional y temporal de energías renovables, así como de las centrales eléctricas convencionales. Además, produce mayores incentivos para eliminar la saturación a través de medidas a corto y a largo plazo, como la inversión en la expansión de la red, la construcción de centrales energéticas, la gestión de la demanda, o el almacenamiento. La prima de mercado se puede desarrollar sobre la base de la EEG actual. Las subvenciones para tecnologías concretas son posibles muy al principio, pero a medio plazo se debe apuntar hacia un plan neutro en cuanto a tecnología.

Dada la tendencia negativa en el sector del transporte, parece que también resulta necesario un nuevo planteamiento político en este sector. La legislación de la Unión Europea establece objetivos de reducción de las emisiones de CO₂ para los coches nuevos. Sin embargo, es improbable que estas normas por sí solas sean suficientes para alcanzar los objetivos a largo plazo de reducción de emisiones en

el transporte por carretera. La eficacia de los estándares de eficiencia energética se ve negativamente afectada por el efecto rebote. Los instrumentos de precio reducen el efecto rebote: la inclusión del sector del transporte por carretera en el ETS probablemente actúe como un pequeño complemento de precio del carbono sobre el combustible y, por tanto, eleve los costes para los consumidores finales. Al aumentar el coste de la conducción, el posible efecto rebote de un menor consumo de combustible en los automóviles podría reducirse. Un sistema de comercio de emisiones en el que la cantidad absoluta de admisión está regulada tampoco deja espacio alguno para que se desarrolle un efecto rebote. Además, existen otras ventajas: mediante el envío de una señal de precios, el ETS incentiva simultáneamente el ajuste de las actividades que emiten carbono a lo largo de todos los márgenes de sustitución, es decir, la intensidad de carbono del combustible, el ahorro de combustible en los automóviles, el comportamiento de los conductores y la demanda de kilómetros recorridos. El ETS garantiza que no se producirán emisiones por encima del límite y establece un tope a largo plazo para las emisiones relevantes. Es tecnológicamente neutral, además de un instrumento rentable, ya que se produce una reducción en los sectores que se enfrentan a los costes de reducción marginales más bajos. Además, los costes de reducción se establecen a partir del precio de los derechos, de modo que los responsables políticos pueden observar el coste de la política aplicada directamente. Los costes marginales de reducción para el transporte por carretera serán ampliamente superiores a los costes marginales de reducción aplicados a otros sectores cubiertos por el ETS. Esto implica que la inclusión del sector del transporte por carretera en el ETS –con regulaciones en la distribución, es decir, a los proveedores de combustible– aumentaría la rentabilidad de la política climática de la UE, aunque la reducción podría tener lugar en otros sectores de la economía en virtud del ETS en lugar de en el transporte por carretera⁵. Es probable que la inclusión pudiese conducir a un aumento en el precio del ETS, aunque los últimos análisis sugieren que ese aumento podría ser muy moderado. La fuerte demanda de permisos del sector del transporte a medio plazo también resolvería el problema del exceso de certificados. En lugar de discutir esta propuesta, el Gobierno tiene previsto introducir una subvención para los compradores de automóviles eléctricos. Resulta evidente que si bien a todos los interesados del Gobierno, la industria y

5 Para esta propuesta consultar Achtnicht *et al.*, 2015.

la sociedad les gustaría apoyar los desafiantes objetivos de reducción de los gases de efecto invernadero, prácticamente nadie está dispuesto a aceptar las medidas necesarias para lograrlo si, según parece, esto implica sacrificios personales. Todo el mundo sabe que la mitigación del cambio climático no es gratuita; a pesar de ello, el comportamiento a menudo se dirige a asegurar una ventaja económica directa del proceso. Este modelo no puede funcionar.

REFERENCIAS

ACHTNICHT, M.; VON GRAEVENITZ, K.; KOESLER, S.; LÖSCHEL, A.; SCHOEMAN, B., y M.A. TOVAR (2015), *Including Road Transport in the EU-ETS – An Alternative for the Future?*, Adam Opel AG, BMW AG, Zew Mannheim.

LÖSCHEL, A.; ERDMANN, G.; STAIß, F. y H.-J. ZIESING (2015), Comments on the Fourth Monitoring Report of the Federal Government for reference year 2014, Commission of Experts on the “Energy of the Future” Monitoring Process, Berlin, Münster, Stuttgart, 2015.

LÖSCHEL, A.; FLUES, F.; POTHEN, F. y P. MASSIER (2013a), Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen: Skizze einer neuen Marktordnung, *ZEW Discussion Paper*, Nr. 13-065, Mannheim 2013, <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp13065.pdf>

— (2013b), Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen – Skizze einer neuen Marktordnung, en: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Nr. 10/2013, S: 22-25.

— (2013c), “Der deutsche Strommarkt im Umbruch: Zur Notwendigkeit einer Marktordnung aus einem Guss”, *Wirtschaftsdienst*, Volumen 93(11): 778-784.