

DIARIO DE SESIONES DEL CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

COMISIONES ENERGÍA, TURISMO Y AGENDA DIGITAL PRESIDENCIA DEL EXCMO. SR. D.
RICARDO SIXTO IGLESIAS Sesión núm. 19 celebrada el miércoles 29 de noviembre de 2017

El señor MINISTRO DE ENERGÍA, TURISMO Y AGENDA DIGITAL (Nadal Belda): Muchas gracias, señor presidente. Buenas tardes, señorías. Muchas gracias por asistir hoy a esta comparecencia que incluye una serie de temas muy importantes. Dada la profusión de temas y el hecho de que muchos están conexos unos con otros, querría agruparlos en cuatro elementos. En primer lugar, la vida útil de las centrales, el cierre de las mismas y las propuestas del Gobierno al respecto. Esto respondería a tres o cuatro de las peticiones de comparecencia que hay. En segundo lugar, el paquete de invierno, que no solo es el paquete de invierno, sino que tiene mucho que ver con la transición energética que se está planteando no solo para España sino para el conjunto de Europa, que ha sido también objeto de petición de comparecencia y que también tiene que ver con las demás cuestiones de las que quieren hablar sobre el mix energético, que evidentemente es parte intrínseca del paquete de invierno y del proceso de transición. En tercer y cuarto lugar, trataremos los dos temas específicos para los que se ha pedido mi comparecencia, que son la interrumpibilidad y la regasificadora de Granadilla. Estas son las cuestiones que se están planteando. Quiero hacer una introducción respecto al cierre y a la vida útil de las centrales, que están directamente relacionados con el mix energético y los precios de la energía en nuestro país. Sé que hay interés por parte de los grupos políticos por hablar de precios y haré todo lo posible para satisfacer su interés sobre esta cuestión. La primera idea que les quería transmitir —tenemos la oportunidad por primera vez de presentar láminas— es muy visible en el gráfico. (Apoya su intervención con un PowerPoint). Estos son los precios medios en los distintos mercados mayoristas europeos de enero a noviembre de 2017. Sé que un tema que les preocupa a todos ustedes es la evolución en 2017; luego compararemos con años anteriores y también con diferentes países. Una constante que se puede ver muy bien en el gráfico es que hay tres áreas muy claras en Europa para la fijación de precios. Por un lado, están los países nórdicos, que marcan siempre los precios más bajos de Europa. Luego está toda la zona alrededor de Alemania, que es Europa central, que es la siguiente en precios. Por último, tenemos las tres zonas periféricas —las islas británicas, la península ibérica y la península itálica—, que marcan precios más altos. ¿Por qué se da esta diferencia? Por una cuestión muy obvia y muy directa. El norte de Europa, Escandinavia, tiene acceso a dos fuentes de energía a las que, a medida que nos alejamos de esa zona, se va limitando el acceso hasta que deja de existir, que es lo que ocurre en la zona periférica. Una es el agua, que es muy abundante por la nieve y por las copiosas lluvias en el North Pole, por lo que tienen una cantidad enorme de producción hidroeléctrica. Son la envidia de Europa, porque tienen acceso a una energía muy barata. Además, tienen también un precio mucho más asequible que el resto de Europa del gas que proviene tanto de Rusia como de Noruega. Estas dos fuentes de energía hacen que mantengan unos precios extraordinariamente bajos y tengan unas condiciones de acceso mucho mejores que las que tiene el resto de Europa. Luego ven que hay una zona alrededor de Alemania en la que tienen acceso al gas ruso, pero ya no tienen esa abundancia de agua y no pueden utilizar la energía hidroeléctrica en cantidades tan abundantes como en el norte de Escandinavia. Como ustedes saben, por falta de interconexiones, en el sur de Europa solo tenemos acceso al gas argelino, que es más caro y tiene mayor dificultad de compra. Además, el nivel de precipitaciones es mucho menor y la energía hidroeléctrica es mucho más cara en nuestro país y en la península ibérica en general, porque marcamos los mismos precios que Portugal. Lo mismo ocurre en Italia —si se fijan, Italia tiene cuatro zonas en las que está dividido el país— y en Francia que,

aunque tiene una única zona eléctrica tiene dos zonas gasistas, una que accede al gas del norte y otra que no accede al gas del norte y tiene que utilizar el gas del sur. En el Reino Unido, por las mismas razones que les decía anteriormente, tienen lluvias, pero no tienen demasiadas montañas y, por tanto, no pueden tener una fuerte producción hidroeléctrica. Esta es un constante año a año, querámoslo o no. Esto sigue siendo así y solo se acabará con estas diferencias de precios sustanciales en Europa cuando tengamos suficientes niveles de interconexión tanto eléctrica como gasística, que es otro de los elementos esenciales a los que me referiré cuando hable después de la estrategia del Gobierno español en la discusión del paquete europeo. Si nos vamos a qué ocurre, cuando tenemos tensión de precios, es decir, cuando hace frío en el norte, empieza a subir algo el precio del gas y tenemos una menor capacidad de utilización de las fuentes habituales. Vemos cómo sigue siendo verdad que el North Pole —los países escandinavos— tiene los precios más baratos, pero la Península Ibérica está marcando precios en este mes de noviembre mejores que los que están marcando el resto de los países del centro de Europa, a excepción de Alemania y Austria, que forman el mismo mercado. Son mejores que Italia o Francia y similares o algo peores que el Reino Unido, pero vemos cómo tenemos una cierta capacidad de gestionar los momentos de mayor escasez con mejor resultado que el que se obtiene en otros países del centro de Europa, donde son mucho más importantes las puntas. Si comparamos qué está ocurriendo en este mes de noviembre con los meses de noviembre de años anteriores, vemos que estamos en la parte alta de precios. Es verdad, porque hemos tenido un año muy malo desde el punto de vista meteorológico y con una subida de precios de los hidrocarburos sustancial, desde cuarenta y tantos dólares el barril a finales del año pasado a los sesenta y pocos que tenemos ahora —el jueves que viene habrá una reunión de la OPEP y esperamos que no se prolonguen demasiado estas medidas de restricción de oferta que estamos viendo—, pero dentro de los precios habituales que tenemos en nuestro país desde siempre. El peor fue noviembre de 2008 y luego hemos tenido años mejores y años peores en función de las circunstancias meteorológicas, como decía antes, de los mercados y también de los demás precios que hay en Europa, porque, aunque tenemos una interconexión estrecha, es verdad que cuando en Europa van mal las cosas complican más la vida a nuestro mercado y cuando van bien nos ayudan a moderar el precio. Si nos vamos, sin embargo, a qué ocurre con las puntas en este mismo mes de noviembre, a cuáles son los máximos que se han marcado en el conjunto de los precios europeos, vemos que el comportamiento de la Península Ibérica ha sido excepcionalmente bueno. El precio más caro en el mercado mayorista que hemos fijado ha sido de 79 euros frente a 195 en Francia, por encima de 150 en la mayor parte de Italia y 127 en Alemania. Incluso el North Pole, cuando ha tenido que utilizar recursos no renovables, no hídricos, y no ha podido tener un gas a un precio habitualmente barato, ha tenido unas puntas bastante más caras que las puntas que tenemos en la Península Ibérica, igual que pasa con el Reino Unido. En definitiva, en general nos cuesta más producir la electricidad, porque tenemos un mix más costoso, no tenemos acceso a las fuentes más baratas, pero el sistema ibérico —porque en este caso es coincidente con el portugués— tiende a resistir bastante mejor las subidas de precio por las puntas de demanda y escasez que lo que resisten los de los demás países europeos. Eso no significa que no debamos seguir trabajando en una gestión de estas características, pero el mes de noviembre ha demostrado que cuando ha habido problemas con las nucleares francesas y ha habido un aumento del frío y bajada de las temperaturas en Centroeuropa, el resto de Europa ha tenido una reacción en punta bastante peor que la que ha tenido la Península Ibérica. ¿Cómo es el mix —esto responde a varias cuestiones que luego trataré específicamente— de nuestro país? Pues en teoría es este. Digo en teoría, porque esta es la potencia que tenemos instalada. Lo que más tenemos instalado en nuestro país es

renovable, un 29% de la capacidad de generación; hidráulicas, un 19%; nucleares, un 7%; carbón, un 10%; ciclos combinados, un 26%, y el resto de las térmicas, un 9%. Esto es con lo que en teoría podemos producir, esta es la capacidad de generación de nuestro país. ¿Cómo generamos en realidad? Depende de la disponibilidad. Podemos tener un 19% de potencia hidráulica, pero si luego no hay agua en los pantanos no se puede utilizar esta potencia hidráulica; podemos tener un 29% de capacidad renovable, pero si luego no sopla el viento en la cantidad que nos gustaría que soplase no se puede utilizar; y, evidentemente, por mucha potencia fotovoltaica que tengamos, por la noche no puede operar. Por definición, estamos hablando de una media de utilización de unas ocho horas al día, porque el amanecer y el anochecer tampoco son muy prácticos a la hora de generar energía fotovoltaica. Si nos vamos a cómo hemos generado —no a lo que podríamos potencialmente generar, sino a cómo hemos generado en función de la disponibilidad—, vemos que varía mucho de año en año. Las renovables suelen ser bastante estables. Estamos viendo que en 2015 fue un 25 %, un 26% en 2016 y en 2017 menos que los años anteriores, porque hemos tenido menos viento. Aunque a principio de año los problemas de viento fueron muy importantes, se ha ido recuperando algo a lo largo del año, pero todavía tenemos un nivel de viento inferior. Especialmente importante es cómo varía la producción hidráulica en función de la meteorología. Vemos que en 2015 fue un 11% y en 2016, un 14 —fue un año muy bueno, en el que se pudo producir con el sistema, que es el más barato de todos, que es precisamente la hidráulica—; sin embargo, este año estamos en unos niveles anormalmente bajos, solo un 7%, la mitad que el año 2016 y dos terceras partes del año 2015. ¿A qué nos lleva esto? A que lo que no se puede producir con renovables y no se puede producir con hidráulica —la nuclear siempre se mantiene más o menos en el mismo nivel, funciona de continuo— se tiene que cubrir con térmicas. La térmica que más opera dentro del sistema siempre es el carbón, porque es aquel que logra casar en el mercado a un menor precio, y aunque es un 10% —un 9%; hemos puesto un 10— de la capacidad de generación, en 2015 produjo el 20% de la energía, el 14% en 2016 y volvemos al 18% en 2017, ante la escasez de las otras fuentes de energía que mencionaba anteriormente. El resto lo cubrimos con ciclos combinados, que son un 11% en el año 2015, en 2016 un 11% y se tiene que utilizar con mayor profusión en el año 2017, porque, evidentemente, si no se genera con esta fuente no cubriríamos la demanda y tendríamos un descenso de la actividad, tendríamos directamente apagones. ¿Qué ocurre? Que la fuente más cara, la fuente que marca precios más caros dentro del sistema es precisamente el gas. A pesar de eso, los precios de este año, con mucha menos hidráulica y mucho más gas de lo que ha sido habitual en los sistemas de producción, son inferiores a los de 2015; evidentemente, superiores a los de 2016 dadas las circunstancias en las que estamos. Estoy hablando de la parte de mercado, como ustedes saben bien, porque el resto de los costes es lo que se paga a través de cargos y peajes, y estos llevan congelados los últimos años, a excepción de 2015, que se produjo una rebaja del 2,8% de los peajes, dado que después de la reforma se logró un cierto superávit en el sistema que se pudo dedicar a bajar los precios fijos, la parte fija de recibo, al conjunto de los ciudadano españoles. Si vemos la evolución de los precios de la electricidad con relación a otros países en una serie larga de tiempo —aquí está desde el año 2000—, vemos cómo España tenía un precio generalmente estable en la electricidad para consumidores domésticos hasta prácticamente 2005. A partir 2005, hay un crecimiento más que sustancial del precio de la electricidad —estos son datos de Eurostat para un consumidor tipo— y nos quedamos muy por encima de los precios que hay dentro de la Unión Europea, hasta que, a partir de 2013, con la reforma energética, esta situación se ha estabilizado y estamos en una situación de bastante convergencia en precios finales para los consumidores domésticos con la zona euro. Seguimos estando por encima de Francia, cuando antes no lo estábamos, y estamos por debajo de

Alemania, por donde siempre hemos estado; esto es tal cual, Alemania ha tenido una evolución de precios en este sentido bastante paralela a la evolución española. Si nos vamos a consumidores industriales, con la tipología que hace el propio Eurostat, vemos que la historia es muy similar, con la diferencia de que a partir de 2013 empiezan a caer los precios por kilovatio/hora para consumidor industrial tipo y ya están mejor que la media de la zona euro, todavía por encima de Francia y se va abriendo una brecha sustancial con Alemania, que mantiene unos precios más estables para sus consumidores industriales, aunque, evidentemente, son más altos que los que mencionaba anteriormente. Una historia similar podemos contar sobre el precio del gas en el caso de los consumidores domésticos y lo mismo para los consumidores industriales. Traducido a recibo final de año, incluido impuestos, lo que pagamos como consumidores domésticos en el recibo de la electricidad. Para un consumidor tipo, establecido tanto por el ministerio como por la CNMC, en el año 2015 la factura anual fueron 851 euros; en el año 2016, con esta situación de mercado mucho más favorable por meteorología y precio de los hidrocarburos, 759 euros —en aquel momento fue un respiro y un buen relajo—; y este año, con una situación tan adversa como la que estamos teniendo, el precio subió a 835. Todo esto es cien por cien mercados mayoristas, es lo que ha ocurrido en nuestro mercado en relación con lo que ha ocurrido en el resto de los mercados europeos, como les he comentado anteriormente. Esencialmente, este es el mapa general de evolución de precios que les quería contar a ustedes y las razones por las cuales se están moviendo. Hay una parte que, como ustedes saben perfectamente bien, corresponde a la política energética, que básicamente es: qué decisiones políticas tomamos que luego van a los peajes y a los cargos —a la parte fija del recibo, para que nos entendamos—. Estas decisiones políticas tienen luego como resultado un mayor o menor nivel de peajes. Estas son las que llevan congeladas durante todo el tiempo. Luego tenemos la parte impositiva, pero esto es recaudación que se llevan esencialmente las comunidades autónomas, porque la mayor parte de los impuestos que se establecen sobre electricidad corresponden a la financiación autonómica, tanto el IVA final, que se llevan en un 50%, como el 100% del impuesto de la electricidad finalista, que es cien por cien partes de la financiación autonómica. Luego está la parte de mercado, que he contado, que es la que va evolucionando. La política energética tiene una gran influencia sobre la parte de mercado no por la evolución de cómo están los flujos —como he dicho antes, si tenemos agua o tenemos viento— o el precio del petróleo, sino por cómo definamos el mix. Hay mix de generación más baratos y los hay más caros, como he contado al principio de la exposición cuando he dicho las diferencias existentes entre los países por los distintos tipos de mix. En función de cómo decidamos en la política energética —y esto tiene mucho que ver con la petición de comparecencia para las cuestiones de transición energética—, tendremos unas soluciones de mercado más caras o más baratas y sobre ellas están las circunstancias coyunturales, pero las decisiones públicas son muy importantes a la hora de definir ese mix y esa tendencia que vamos a tener hacia el futuro. Respecto a la petición de comparecencia sobre qué es lo que quiere hacer el Gobierno con el real decreto de cierres, lo primero —y esto es importante— es que no está regulado qué ocurre cuando alguien quiere cerrar una central, porque no hacía falta hacerlo, porque habitualmente no llegaban peticiones de cierre, y cuando venían eran extraordinariamente puntuales para instalaciones tremendamente obsoletas. Tradicionalmente ha aumentado la demanda eléctrica, pero es verdad que ahora está aumentando mucho menos que el PIB, es decir, está creciendo un 0,8% al año frente a un crecimiento del producto interior bruto por encima del 3%; esto hace que seamos un país más eficiente en términos de eficiencia energética y, por ello, que no aumentemos la demanda. Al mismo tiempo estamos introduciendo energía renovable, por dos razones: una, porque estamos en este proceso de la transición y, dos,

porque todas las nuevas fuentes de generación que se están aprobando son cien por cien renovables. Ahora mismo el Gobierno no está aceptando la entrada en servicio de ninguna central de generación eléctrica que no sea renovable, porque ese es el objetivo que tenemos, ir transformando el sistema eléctrico a un sistema que cada vez tenga más energías renovables. ¿Qué ocurre con el resto de la generación? Hay que ver qué centrales se tienen que cerrar, porque tenemos exceso de generación. Como hemos visto antes, hay muchos tipos de centrales, muchos tipos de generación eléctrica, que tienen claramente una potencia instalada, pero se utilizan muy poco, porque el recurso es muy caro o porque no lo tienen disponible. Dado que tenemos mucha capacidad de generación pero luego se genera con lo que se genera —porque depende, como decía antes, del precio y de la disponibilidad del recurso—, está claro que sobra capacidad de generación en nuestro país, como le ocurre al resto de los países europeos, porque en los años ochenta se pensaba que se iba a generar de una determinada manera y, sin embargo, a raíz de las políticas climáticas hemos ido introduciendo energía renovable dentro del sistema eléctrico y, por tanto, hay que cerrar. Como esto no era una necesidad, no está adecuadamente regulado. La normativa eléctrica que existe en estos momentos dice que solo en el caso de que Red Eléctrica, como operador del sistema, diga que al cerrar una central habría un problema de riesgo de suministro, se le prohibiría cerrar, pero ni siquiera se establece qué consecuencias tiene esto. Es decir, alguien quiere cerrar y se le dice que no puede cerrar, pero no se dice qué efectos va a tener esto. Esto generaba una falta de regulación para ver los efectos de una decisión gubernamental de estas características. Sabemos que tenemos que conseguir tres objetivos simultáneos en el sistema eléctrico y son conocidos por sus señorías perfectamente bien: en primer lugar, seguridad en el suministro, es decir, que no haya apagones; en segundo lugar, queremos cumplir con nuestros objetivos climáticos, que en el caso de la política energética son, primero, niveles de renovables que vamos alcanzando y, segundo, la eficiencia energética; y, en tercer lugar, lo queremos hacer al mejor precio posible. Se pueden conseguir los tres objetivos, pero con diferentes combinaciones, es decir, se pueden conseguir los mismos objetivos climáticos y garantía de suministro con mix más caros o más baratos. Esto es lo que, de alguna manera, nos gustaría hacer desde la política energética, además del cumplir los objetivos medioambientales. Piensen ustedes que España es uno de los países más ambiciosos dentro de la Unión Europea en los objetivos 2020. Para 2020 tenemos que tener un 20 % de energía renovable; el Reino Unido se comprometió solo a un 15% e Italia y Alemania solo un 17%. España, después de las subastas que hemos tenido este año, llegará al 19,6% seguro ya; la cuestión son las últimas medidas que tenemos que tomar para llegar al 20%. De hecho, en el último informe de la Comisión Europea, de los pocos países en los que se da casi por seguro el cumplimiento de ese objetivo 2020 es, precisamente, España. Esto se tiene que hacer de manera coordinada. La combinación de plantas de generación de una u otra forma no alcanza los mismos objetivos a los mismos precios y esto es lo que, de alguna manera, queremos regular a través de ese real decreto de cierres. Como ustedes saben, hemos estado hablándolo con distintas fuerzas políticas; lamentablemente no hemos podido llegar a un acuerdo, pero en todo caso hay anclaje legal para desarrollarlo por un reglamento o por un real decreto reglamentario que es, precisamente, lo que hemos mandado a la CNMC. ¿Cómo funciona el sistema? Funciona de la siguiente manera. Imaginemos que alguien quiere cerrar una central. La pregunta es por qué la quiere cerrar. Si la quiere cerrar porque no es rentable, lógicamente una empresa querrá cerrar una central eléctrica porque no es rentable. Pero, ¿y si el objetivo de ese cierre no es ese sino retirar oferta del mercado que sea barata y, por tanto, que consigamos el mismo objetivo medioambiental, pero a unos precios más caros, beneficiando a aquellas compañías eléctricas a las que les interesa que el mercado marque un precio más

caro? Eso es lo que le preocupa al Gobierno en el ámbito energético, en el ámbito de precios. Eso es lo que nos preocupa, que pudiera ser una decisión meramente empresarial —porque no hay demasiadas eléctricas en el mercado—, y que alguien pudiera tener la tentación de querer cerrar una central que, aunque es rentable, hace más rentables a las demás que tiene. Eso es lo que queremos comprobar con un test. Si alguien la quiere comprar es porque es rentable; por tanto, la decisión empresarial de quererla cerrar, probablemente, viene motivada por otra razón. Y sería bueno, si es conveniente para que el sistema eléctrico funcione, que esa central se mantuviese dentro del sistema eléctrico. También por otra razón podríamos decirle que no, que no está contemplada en la normativa. Imaginemos que nos retira muchísima oferta en el mercado libre de CO₂. Por ejemplo, una central hidroeléctrica —podrían pensar ustedes en una nuclear, pero lo mismo ocurriría con una central hidroeléctrica— retiraría no solo una oferta barata, sino una oferta no emisora de CO₂ que tendría que ser sustituida por una fuente emisora de CO₂, lo cual tiene un problema muy serio desde el punto de vista medioambiental. Por eso, le pedimos un informe a la Oficina de cambio climático. Es decir, no solo es un informe a la CNMC sobre funcionamiento del mercado sino un informe a la Oficina de Cambio Climático. Si en función de esos informes se ve que esa central es necesaria, se lleva a subasta si el operador no la quiere dejar en funcionamiento, porque es una central que si tiene comprador es rentable y puede ser útil, tanto para los objetivos medioambientales como para los objetivos del precio. Si no encontrásemos comprador entonces sí que podría ocurrir que no es rentable. Entonces se procedería o bien a su cierre o bien entraríamos, si es muy necesaria por alguno de los objetivos que he dicho antes de seguridad de suministro o bien por motivo medioambiental, en un esquema de apoyo, de pago por capacidad, que tiene que tener dos vistos buenos: uno, de la CNMC, como autoridad de competencia y reguladora y, dos, de la propia Comisión Europea para que no se considere ayuda de Estado dentro de la Unión Europea. En esto consiste el real decreto de cierres. Es decir, como no es lo mismo un mix que otro, no tiene los mismos efectos medioambientales un mix que otro, no tiene los mismos efectos económicos un mix que otro y entiendo que estoy en la Comisión de Energía del Congreso de los Diputados y que es la política energética la que debe decidir cómo se compatibilizan tan complejos objetivos al mismo tiempo y cómo se realiza la transición energética, esto no puede ser una mera decisión empresarial. Tiene que tener los controles públicos adecuados tanto del Gobierno como de la CNMC como de la Oficina de cambio climático y, en función de esos controles, se toma la decisión final de qué se hace con esa central. Pero esa decisión no puede quedar, en última instancia, a una mera decisión empresarial, por todas las razones que les he dicho anteriormente. Es muy importante que el mix energético se decida desde la política pública. Posiblemente, los diferentes grupos parlamentarios que estamos aquí no tenemos las mismas prioridades en cuanto a qué debe atender ese mix energético, pero lo importante de este real decreto no es que no defina qué prioridades va a haber o no —eso corresponderá a los grupos mayoritarios y al Gobierno de turno—, sino que no sea una decisión meramente empresarial, sobre todo, cuando esta decisión meramente empresarial puede afectar a los precios tendenciales del mercado, como he contado antes, porque los precios fluctúan de año en año en función de esa meteorología y del precio del petróleo, pero el mix sí que marca la tendencia. Como he contado antes, si tuviésemos el agua de los países escandinavos hubiese la gestión de mercado que hubiese en España serían sustancialmente más baratos. Si además tenemos una buena gestión de mercado, como parece que tenemos en las puntas —todo es mejorable—, es mejor hacerlo. Independientemente de esto, de cara al próximo invierno, como ya tuvimos nuestras puntas de gas muy serias porque la demanda fue muy alta, se retiró oferta de Europa, hubo una ola de frío y además todo el hemisferio norte compró gas al mismo tiempo, este otoño hemos

tomado una serie de medidas tanto respecto al funcionamiento del mercado eléctrico como con el funcionamiento del mercado gasístico para que haya un mayor almacenamiento. Al estar ahora el gas a un precio más razonable, hay un mayor almacenamiento y se ha multiplicado casi al doble la obligación de almacenamiento de los operadores en los mercados gasísticos, incluidas las centrales de ciclo combinado. Además, hemos remitido para su aprobación definitiva a la CNMC la creación de un creador de mercado obligatorio, que será un agente, aunque en este caso dos, que son Gas Natural y Endesa, que están obligados a vender bajo unas determinadas condiciones para que haya suficiente cantidad de gas en el mercado en la medida de lo posible, junto con una serie de medidas sobre las que no se puedan realizar operaciones de última hora a precios excesivos cuando falte electricidad porque alguna central no haya funcionado, por lo que se le pide a una —es lo que se llama la potencia terciaria— que empiece a funcionar de manera más inmediata. Con todo eso trato de decirles por qué razón se ha planteado —como así nos han pedido en sus diferentes peticiones de comparecencia— un real decreto de cierre con el objetivo de que sea una política pública la que defina el mix, que es muy importante de cara la fijación de los precios de forma tendencial, una vez que he explicado lo que ha sido la evolución de precios y de qué manera influyen las diferentes decisiones públicas dentro de él. El caso del paquete de invierno tiene mucho que ver con lo que les acabo de contar anteriormente; es decir, ya que estamos aislados de las fuentes más baratas de energía, la prioridad número uno del Gobierno en el paquete de invierno son precisamente las interconexiones. Así, a mayor nivel de interconexión, tendríamos precios más parecidos a los de Francia; a su vez, Francia los tendría más parecidos a los de Alemania y Alemania los tendría más parecidos a los de los países nórdicos, por lo que en un mercado integrado ideal interior dentro de la Unión Europea, tendríamos precios de energía únicos en el conjunto de los diferentes países. Esto para nosotros es la prioridad porque, siendo la parte periférica de Europa, siendo la parte más aislada, sin duda ninguna todo lo que estamos haciendo en la negociación se basa en integrar cada vez más a la península ibérica, a España, dentro del mercado interior europeo. Como ustedes saben, el paquete de invierno está formado por una serie de normativas que se tienen que aprobar: la Directiva sobre reglas comunes de mercado interior de la electricidad, que tiene que ver con lo que acabo de contar, precisamente; el Reglamento de mercado interior —hay directiva y reglamento—; Reglamento sobre la Agencia de Unión para cooperación de los reguladores de la energía porque, nuevamente, a medida que vayamos integrando el mercado y haciéndolo con mayor nivel de interconexión tendremos que aproximar las posturas y capacidad de decisión de los reguladores nacionales; también hay una directiva sobre energía renovable, es decir, cuáles son los objetivos que nos vamos a plantear como Unión Europea y dentro de la Unión Europea, qué reparto se hace entre países para alcanzar ese objetivo climático que tenemos; una directiva de eficiencia energética, precisamente por lo mismo que he contado antes, por cambio climático y por mejora sustancial; la Directiva de Eficiencia Energética en Edificios, en relación con las anteriores, y de riesgos —esta es más técnica— en el sector de la electricidad. Esas son las directivas técnicas para hacer que la generación se haga de la manera lo más segura posible y sin ningún tipo adicional. La que más avanzada está de todas estas normativas es la de eficiencia energética. El 26 de junio de 2017 en el Consejo tuvimos una posición común, en la que el Gobierno español apoyó las dos posturas. Aquí hay una discusión sobre qué nivel de eficiencia energética se va a exigir, si un 30% adicional o un 40%. El Gobierno español siempre ha considerado que la eficiencia energética es la mejor de las políticas energéticas y, por tanto, los niveles de ambición nos parecen bien e intentamos ser constructivos siempre a la hora de aplicarlos. Si debe ser o no vinculante es un debate relativamente teórico; lo digo porque, así como las renovables cuando sean vinculantes sí van

a tener una gobernanza para exigirlos y si no se cumplen daría lugar a multas, la de eficiencia energética no tiene ese tipo de gobernanza, con lo cual yo creo que es más un debate teórico que real. Dicho esto, es un debate que ha generado mucho enconamiento, y lo sigue generando, en el Parlamento Europeo. Nosotros, con tal de que siga hacia delante la directiva, estamos apoyando ambas posturas; de hecho, cuando nos pidieron ayuda Francia y Alemania para que fuera vinculante les dijimos que sí, pero luego como no se pudo construir alrededor de aquello una mayoría y dijimos: Bueno, como tenemos otras cosas, la otra que sí, al final se decidió que se borraba la palabra vinculante porque quedaba ambigua. Lo digo por cómo fue la negociación, pero ya veremos qué es lo que hacen los trílogos en el Parlamento Europeo. A nosotros que sea vinculante o no, nos parece suficientemente bueno. Lo digo porque los efectos jurídicos son limitados, y lo que es importante es dar la señal. Si lo hacemos vinculante, mejor que mejor. ¿Qué es lo que nosotros, sin embargo, sí queríamos y sí se sacó en la negociación y va muy bien? Que se tratase mucho mejor a la eficiencia energética de edificios. Porque, para que todo el mundo lo entienda, se trataba mucho mejor la inversión en un sistema de climatización alemán que la mejora de los revestimientos o los cerramientos de los edificios. Son industrias en competencia, y siempre en Europa hay intereses comerciales. Nosotros pensamos que invertir en edificios es la mejor política energética con diferencia, pero tiene efectos de largo plazo que se deben contabilizar. Estos efectos de largo plazo se han contabilizado mucho mejor en la nueva directiva y, además, se ha incluido por primera vez un tratamiento de contabilidad pública muchísimo mejor para los edificios públicos por el que, en lugar de impactar en déficit toda la inversión en el año, ahora se puede periodificar. Esta es la que mejor va, y esperemos que cuanto antes el Parlamento Europeo llegue a una votación satisfactoria y podamos ya en trílogos resolverla definitivamente y darle su aprobación. Si nos vamos al Reglamento de Gobernanza y la Directiva de Renovables, esto, junto al mercado interior, es lo que el día 18 de diciembre tenemos que negociar en Bruselas, y probablemente será una discusión muy larga y muy compleja, y no sé cuántos días nos llevará, tanto de preparación anterior como de resolución. Nosotros lo que estamos diciendo es nuevamente que debe tenerse en cuenta la situación de aislamiento, que deben tenerse en cuenta las interconexiones. Ya, por fin, los últimos textos en circulación por la Presidencia están empezando a tener en cuenta que no es lo mismo exigir unos objetivos a unos países que a otros, en función de su grado de interconexión. Esto es bueno, es un buen punto de inicio, pero ya veremos cómo va. Otra cuestión importante es que hemos pedido que sea obligatorio tener un mínimo de interconexión; no es que sea obligatorio, sino que sea una política tan prioritaria para la Unión como la eficiencia energética o la introducción de renovables dentro del sistema. La Comisión ya está incluyendo en sus políticas prioritarias y en sus propuestas también la interconexión, porque hasta entonces no aparecía en los textos. O sea que ya veremos cómo sigue la negociación. Si nos vamos al mercado interior, nuevamente toda discusión que tenemos sobre mercado interior versa sobre que España pueda introducir una mayor obligatoriedad y una mejor gobernanza en el término de interconexiones. Aquí tenemos dos elementos que han suscitado mucha política. Uno, si se deben realizar o no pagos por capacidad a las centrales que emitan más de 550 gramos por kilovatio/hora de CO₂ —estos son los famosos pagos por capacidad del carbón—, sobre lo que nosotros opinamos que sí porque es una propuesta absurda que se permita tener carbón en base, como tiene Alemania, que emite muchísimo más CO₂ que el carbón que se utiliza solo cuando tenemos puntas y que, sin embargo, se quiera penalizar al carbón en punta y no al carbón en base. Es decir, no tiene ninguna coherencia. Además, si España tiene un parque nuclear, lo cual genera, como hemos visto antes, un 22% de energía libre de CO₂, tiene holgura y capacidad para producir con carbón, que sujeta el precio. —Aquí es donde tenemos los elementos de discusión

fundamentales—. Podemos conseguir el mismo objetivo medioambiental con carbón y nuclear, o con gas. Porque podemos ir aumentando las renovables, pero las renovables no pueden cubrir todo. Entonces, ¿con qué cubrimos el resto, aparte de con agua, dependiendo de la que tengas? Con carbón y nuclear, o con gas. Con carbón y nuclear es mucho más barato que hacerlo con gas, y emites la misma cantidad de CO₂. Evidentemente, hay grupos empresariales a los que les gustaría con gas, porque les hacen más rentables sus propias centrales de gas y otras centrales que tienen, pero eso va en contra del consumidor y de la competitividad industrial de nuestro país. Por tanto, nosotros sí estamos favoreciendo que se siga manteniendo en el mix el carbón y la nuclear. Es esta lógica la que tenemos desde el punto de vista del Gobierno. Luego hay una parte de autoconsumo, que ustedes conocen bien, que dice que tiene que ser proporcional entre todos los consumidores y no discriminatorio. Estamos totalmente de acuerdo y, además, va muy en línea con la que ha sido la reciente sentencia del Tribunal Supremo sobre autoconsumo. Sobre el tema de precios regulados y pobreza energética, hay una cuestión que nos preocupa, y es que nosotros tenemos fijado el margen de comercialización en el PVPC. Como ustedes saben, una eléctrica no puede cobrar lo que quiera por comercializar el PVPC. ¿Por qué? Porque hay pocas y no hay suficiente grado de competencia. La Comisión ha propuesto inicialmente la eliminación de este límite. Nosotros estamos diciendo que sea un límite al alza, es decir, no se puede subir de esto, pero por debajo, si quieren competir y bajar ese coste de comercialización, estupendamente bien. Estos son 24 euros al año por consumidor, que no es una cantidad menor; nosotros la tenemos fijada porque independientemente de que el PVPC fluctúa con el mercado, como hemos dicho anteriormente, lo que no queremos es que se cobre cualquier cosa por lo mismo. Por ejemplo, se quería cobrar por las oficinas presenciales; las oficinas presenciales son las que sirven para aumentar su cuota de mercado, para quitarse clientes unas eléctricas a otras; no creo que eso lo deba pagar el consumidor, sino el precio regulado, el precio de último recurso que tiene el consumidor, aquel que en todo caso se le tiene que ofrecer, debe pagar un servicio de comercialización estricto. Este es el tema más relevante que tenemos frente a la Comisión Europea y a algunos Estados miembros, pero creo que en este caso hay otros países que tienen un cierto grado de control de las condiciones de comercialización, sobre todo de los precios de último recurso, que de alguna manera a lo largo de la discusión iremos tenido la capacidad de tener este control sobre la competencia de los operadores eléctricos. Voy a hablar de tres asuntos más para no alargar excesivamente mi exposición, como le había prometido al presidente. Uno de ellos es el de la interrumpibilidad. Aquí se mezclan dos cuestiones: una, todos los países de la Unión Europea tienen industrias muy electrointensivas, industrias en las que las políticas energéticas cuando se alteran afectan a sus costes mucho más que en otro tipo de empresas. —No es lo mismo un hotel que una siderurgia, la subida o la bajada del precio de la electricidad no afecta de la misma manera a un tipo de sectores que al otro—. En España hasta ahora teníamos un sistema de apoyo a los sectores muy electrointensivos a través únicamente de la interrumpibilidad, es decir, determinadas empresas podían acceder si eran grandes consumidoras a un régimen específico en el que se subastaba —porque es un sistema de subasta— la capacidad de poderles interrumpir el suministro; o sea, cuánto le rebajo a usted el coste de la electricidad a cambio de que si las cosas se ponen relativamente mal en el sistema, le pueda cortar la luz y tenga usted entonces que parar su producción. A este sistema la Comisión Europea lo considera excesivamente caro, excesivamente intenso en relación con otros países. Bien es verdad que es el único tipo de apoyo que estamos dando a este tipo de industrias, mientras que otros países están haciendo un abanico de actuaciones. Por eso en los pasados Presupuestos Generales del Estado, los de 2017, se introdujo una partida de 150 millones de euros para ir migrando de un sistema que se

basa íntegramente en un apoyo en el precio de la electricidad a estas empresas, a un sistema con un abanico de instrumentos que la Comisión Europea sí considera compatibles con ayudas de Estado como son los instrumentos de fuga de carbono, como son los instrumentos de algunos países, donde este tipo de empresas no hacen el apoyo a las renovables, no pagan el apoyo a las renovables, y en esto estamos. Estamos trabajando, tenemos un acuerdo con la Comisión Europea que nos permite tener un par de años por delante, y en ese par de años tenemos que reformar el sistema de forma que se disminuyan sustancialmente los pagos por interrumpibilidad, pero a cambio se sustituyan por otras medidas que están poniendo en marcha otros Estados miembros y que están perfectamente adecuadas a la normativa de ayudas de Estado, según la propia Dirección General de Competencia de la Comisión, y este es el proceso en el que ahora mismo estamos. Tenemos que ir diseñando medida a medida, comparándolas con lo que hacen los demás países, viendo el impacto que tienen sobre estas empresas y otras similares, y negociando con la Comisión Europea una a una las medidas para que se vayan considerando adecuadas y que cumplan la normativa de ayudas de Estado. Este es el proceso en el que estamos incurso. También les digo que si no se hubiesen aprobado los Presupuestos Generales de 2017 estas empresas tendrían un serio problema en los años venideros, un serio problema; pero gracias a que se aprobaron los presupuestos, tenemos esa partida presupuestaria que permite hacer ese cambio de medidas de apoyo a este tipo de empresas. En cuanto a Granadilla, responde a una filosofía general con los costes extrapeninsulares. La sustitución de fuel por gas siempre en cualquier sistema extrapeninsular tiene un beneficio económico para el conjunto de los consumidores y tiene un beneficio medioambiental por unas sustancialísimas menores emisiones, tanto globales de CO₂ como locales, porque son centrales muy emisoras de partículas NO_x y SO_x, es decir, de gases contaminantes en la zona. Por lo tanto, hay un proyecto que se ha hecho siempre en coordinación con el Gobierno autonómico, ese proyecto ha sido analizado por la CNMC, la CNMC ha pedido una serie de análisis técnicos adicionales, y en esto estamos. En la medida en que el proyecto se adapte todo lo posible al requerimiento de la CNMC, iremos bien; si no, habrá que ver qué elementos hay que poner al día para conseguir un proyecto de estas características. Ya les digo que tienen que ser proyectos que permitan la sustitución de fuel por gas y además supongan un beneficio al conjunto del sistema. En esto estamos. En cuanto tengamos un diseño de proyecto de esas características, se pondrá en marcha y para eso es bueno que tengamos siempre puntos de vista contrastados, no solo del Gobierno canario, sino también en la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia. Por último, la planta de concentrados de Uranio de Retortillo, que es otra de las cuestiones que se había planteado por parte de los distintos grupos parlamentarios. El Ministerio de Energía siempre actúa bajo la premisa de que los informes relevantes sobre cualquier instalación tanto medioambientales como de seguridad nuclear estén limpios, no tengan ningún tipo de problema. Lo que ocurre con la planta de Retortillo es que ahora mismo queda por evacuarse, enviarse y aprobarse el informe que haga el Consejo de Seguridad Nuclear, luego todavía nosotros no podremos tomar ninguna decisión. En su día hubo una declaración de impacto ambiental por la Junta de Castilla y León, que es la competente para emitir ese informe. Por lo que yo sé, se intentó un recurso judicial que no ha prosperado. Por tanto, nosotros como Ministerio de Energía en este tipo de instalaciones estamos siempre a lo que nos digan, por un lado, la autoridad medioambiental competente que haga su declaración de impacto ambiental, y si ya no tiene ninguna salvedad entonces la damos por buena y, por otro lado —yo no tengo técnicos de medio ambiente en el ministerio; son, en su caso, del Ministerio de Medio Ambiente cuando le toca o de las consejerías de Medio Ambiente de cada comunidad autónoma correspondiente—, lo que diga en materia de seguridad el Consejo de Seguridad Nuclear. Hasta entonces

nosotros no hacemos absolutamente nada y como todavía no tenemos toda la información ni todos los informes adecuados para que esta planta se pueda poner o no en funcionamiento, hasta que no lleguen esos informes no tomaremos ninguna decisión. Si uno de los informes es negativo, evidentemente la decisión del ministerio es cumplir con lo que nos diga la autoridad medioambiental y lo que nos diga el Consejo de Seguridad Nuclear. Creo que con esto he dado sobrado cumplimiento a las peticiones de los distintos grupos. El señor PRESIDENTE: Muchas gracias, señor ministro