DECISIONES

DECISIÓN DE EJECUCIÓN (UE) 2022/1376 DE LA COMISIÓN

de 26 de julio de 2022

sobre la aplicabilidad del artículo 34 de la Directiva 2014/25/UE del Parlamento Europeo y del Consejo a la generación y venta al por mayor de electricidad en Dinamarca

[notificada con el número C(2022) 5046]

(El texto en lengua danesa es el único auténtico)

(Texto pertinente a efectos del EEE)

LA COMISIÓN EUROPEA,

Visto el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea,

Vista la Directiva 2014/25/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de febrero de 2014, relativa a la contratación por entidades que operan en los sectores del agua, la energía, los transportes y los servicios postales y por la que se deroga la Directiva 2004/17/CE ([1]), y en particular su artículo 35, apartado 3,

Previa consulta al Comité Consultivo para los Contratos Públicos,

Considerando lo siguiente:

1. **HECHOS**

1.1. *LA SOLICITUD*

(1) El 24 de septiembre de 2021, la Autoridad Danesa de la Competencia y del Consumidor (DCCA) (en lo sucesivo, «el solicitante») presentó una solicitud a la Comisión con arreglo al artículo 35, apartado 1, de la Directiva 2014/25/UE (en lo sucesivo, «la solicitud»). La solicitud se ajusta a lo dispuesto en el artículo 1, apartado 1, de la Decisión de Ejecución (UE) 2016/1804 de la Comisión ([2]).

(2) La solicitud se refiere a la generación y venta al por mayor de electricidad procedente de fuentes convencionales y renovables en Dinamarca.

(3) No obstante, la solicitud no abarca lo siguiente:

— la electricidad producida por aerogeneradores instalados en tierra y en el mar sin licitación pública;

— la electricidad producida por aerogeneradores conectados a una red entre el 21 de febrero de 2008 y el 31 de diciembre de 2013 o posteriormente, con excepción de los aerogeneradores conectados a su propia instalación de consumo y los aerogeneradores instalados en el mar [la electricidad producida a partir de instalaciones de consumo (artículo 41 de la Ley de fomento de las energías renovables) y los aerogeneradores instalados en el mar de conformidad con el artículo 35, letra b), de dicha Ley quedan excluidos de la solicitud y, por consiguiente, siguen estando sujetos a las disposiciones de la Directiva 2014/25/UE];

— la electricidad producida por aerogeneradores conectados a una red a más tardar el 20 de febrero de 2008, excepto en el caso de los aerogeneradores que reciban suplementos de precio con arreglo a los artículos 39 a 41 de la Ley de fomento de las energías renovables;

([1]) DO L 94 de 28.3.2014, p. 243.

([2]) Decisión de Ejecución (UE) 2016/1804 de la Comisión, de 10 de octubre de 2016, sobre las modalidades de aplicación de los artículos 34 y 35 de la Directiva 2014/25/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la contratación por entidades que operan en los sectores del agua, la energía, los transportes y los servicios postales (DO L 275 de 12.10.2016, p. 39).

— la electricidad producida por aerogeneradores conectados a una red a más tardar el 31 de diciembre de 2002;

— la electricidad producida por un aerogenerador nuevo que utilice certificados de desmontaje expedidos para el desmantelamiento de aerogeneradores (suplemento de precio adicional); la electricidad producida mediante bioenergía (biomasa y biogás);

— la electricidad producida por paneles solares fotovoltaicos, mareas y energía hidroeléctrica;

— la electricidad producida por otras instalaciones de energías renovables especiales (electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables o tecnologías importantes para la futura expansión de la electricidad renovable o la electricidad producida a partir de otras fuentes de energía renovables distintas de las mencionadas);

— la electricidad producida por plantas de cogeneración descentralizadas y por instalaciones de incineración;

— la electricidad producida a partir de otras plantas de cogeneración destinadas a suministrar calefacción urbana;

— la electricidad producida por centrales eléctricas industriales conectadas a una red a más tardar el 21 de marzo de 2012;

— los servicios auxiliares.

(4) La generación y venta al por mayor de electricidad procedente de fuentes convencionales y renovables constituye una actividad relacionada con el suministro de electricidad de conformidad con el artículo 9 de la Directiva 2014/25/UE.

(5) De conformidad con el anexo IV, punto 1, letra a), de la Directiva 2014/25/UE, dado que, con arreglo al artículo 34, apartado 3, párrafo primero, de dicha Directiva, puede suponerse que el acceso al mercado no está limitado, la Comisión debe adoptar una decisión de ejecución relativa a la solicitud en un plazo de noventa días hábiles.

(6) Con arreglo al anexo IV, punto 1, párrafo cuarto, de la Directiva 2014/25/UE, el plazo podrá ser prorrogado por la Comisión, con el consentimiento de quien haya solicitado la exención. Dado que la DCCA presentó información adicional el 4 de marzo de 2022, el plazo de que dispone la Comisión para tomar una decisión sobre esta solicitud se fija en el 31 de julio de 2022.

2. **MARCO JURÍDICO**

(7) La Directiva 2014/25/UE se aplica a la adjudicación de contratos para el desarrollo de actividades relacionadas con el suministro de electricidad a redes fijas destinadas a prestar un servicio al público en relación con la producción, el transporte o la distribución de electricidad, a menos que la actividad esté exenta en virtud del artículo 34 de dicha Directiva.

(8) Según lo dispuesto en el artículo 34 de la Directiva 2014/25/UE, esta no se aplicará a los contratos destinados a hacer posible la prestación de una actividad contemplada en ella, siempre que, en el Estado miembro en que se efectúe dicha actividad, esta esté sometida directamente a la competencia en mercados cuyo acceso no esté limitado. La exposición directa a la competencia se evalúa con arreglo a criterios objetivos, tomando en consideración las características específicas del sector afectado ([3]). Sin embargo, esta evaluación se ve limitada por la brevedad de los plazos aplicables y por la necesidad de basarse en la información de que dispone la Comisión, que no puede complementarse con métodos que requieren más tiempo, como, en particular, consultas públicas dirigidas a los operadores económicos afectados ([4]). En este contexto, si bien la cuestión de si una actividad está sometida directamente a la competencia debe resolverse atendiendo a criterios conformes con las disposiciones del TFUE sobre competencia, no es necesario que esos criterios sean precisamente los de las disposiciones en materia de competencia de la Unión ([5]).

([3]) Directiva 2014/25/UE, considerando 44.
([4]) Ibidem.
([5]) Sentencia de 27 de abril de 2016 en el asunto T-463/14, Österreichische Post AG/Comisión, EU:T:2016:243, apartado 28 y considerando 44 de la Directiva 2014/25/UE.

(9) Se considera que el acceso no está limitado cuando el Estado miembro ha incorporado a su legislación nacional y aplicado la legislación pertinente de la Unión al abrir un sector concreto o parte de él a la competencia. La legislación se enumera en el anexo III de la Directiva 2014/25/UE. Por lo que respecta a la generación y venta al por mayor de electricidad, en dicho anexo se hace mención a la Directiva 2009/72/CE, derogada por la Directiva (UE) 2019/944 ([6]) con efectos a partir del 1 de enero de 2021. Según el solicitante, Dinamarca ha transpuesto la Directiva (UE) 2019/944 ([7]). Por consiguiente, con arreglo al artículo 34, apartado 3, de la Directiva 2014/25/UE, cabe suponerse el acceso al mercado no está limitado.

(10) La exposición directa a la competencia debe evaluarse con arreglo a distintos indicadores, ninguno de los cuales es decisivo necesariamente por sí mismo. En cuanto al mercado objeto de esta Decisión, las cuotas de mercado constituyen uno de los criterios que deben tenerse en cuenta, junto con otros criterios, tales como la presión competitiva ejercida por los productores de países vecinos o el número de licitadores en las ofertas de capacidad de energía renovable.

(11) El objetivo de la presente Decisión es determinar si los servicios a los que hace referencia la solicitud están sometidos a un nivel de competencia (en mercados cuyo acceso no esté limitado en el sentido del artículo 34 de la Directiva 2014/25/UE) suficiente para garantizar que, incluso en ausencia de la disciplina que aportan las normas de contratación detalladas establecidas en la Directiva 2014/25/UE, la contratación para la realización de las actividades en cuestión se lleve a cabo de forma transparente y no discriminatoria, sobre la base de unos criterios que permitan a los compradores encontrar la solución que, en conjunto, sea más ventajosa desde el punto de vista económico.

3. **EVALUACIÓN**

(12) La presente Decisión se basa en la situación de hecho y de derecho existente en septiembre de 2021, según la información facilitada por el solicitante y la información a disposición del público.

3.1. *ACCESO NO LIMITADO AL MERCADO*

(13) Se considera que el acceso a un mercado no está limitado cuando el Estado miembro en cuestión ha incorporado a su legislación nacional y ha aplicado las disposiciones pertinentes de la legislación de la Unión que abren un sector determinado o parte de este a la competencia. Según el solicitante, Dinamarca ha transpuesto la Directiva (UE) 2019/944 mediante veintinueve medidas nacionales; la Agencia Danesa de Energía lo ha confirmado ([8]). Por tanto, la Comisión considera que se cumplen las condiciones de acceso libre al mercado *de iure*.

(14) Por lo que se refiere al libre acceso *de facto*, la Comisión toma nota de los avances en la liberalización del mercado danés de generación de electricidad desde su apertura a la competencia en 1999. La participación de Dinamarca en la bolsa de la electricidad Nord Pool y el desarrollo de las capacidades de interconexión han desempeñado un papel importante en el fomento de la presión competitiva. En cuanto a la generación a partir de fuentes renovables, en particular de los parques eólicos marinos, las licitaciones organizadas por las autoridades danesas han atraído a un número cada vez mayor de participantes.

(15) La Comisión llega a la conclusión de que el acceso al mercado ha de considerarse libre *de iure* y *de facto* en el territorio de Dinamarca a efectos de la presente Decisión.

([6]) Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE (DO L 158 de 14.6.2019, p. 125).

([7]) Esto se entiende sin perjuicio de la evaluación de la Comisión sobre la transposición de la presente Directiva en Dinamarca.

([8]) Véase la página 28 de la solicitud.

3.2. *EVALUACIÓN DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA COMPETENCIA*

3.2.1. DEFINICIÓN DEL MERCADO DE PRODUCTOS

(16) De acuerdo con la práctica de la Comisión en materia de concentraciones ([9]), en el sector de la electricidad podrían distinguirse los mercados de productos de referencia siguientes: i) generación y suministro al por mayor; ii) transporte; iii) distribución, y iv) suministro al por menor. Aunque algunos de estos mercados pueden subdividirse, hasta la fecha, la práctica anterior de la Comisión ([10]) ha sido rechazar la distinción entre un mercado de generación de electricidad y un mercado de suministro al por mayor, dado que la generación como tal es solo el primer paso de la cadena de valor, pero los volúmenes de electricidad generados se comercializan a través del mercado mayorista. Esta postura se ha confirmado más específicamente en el caso de los países nórdicos ([11]).

(17) En su práctica en materia de concentraciones, la Comisión ha considerado, además, que el mercado de productos de referencia en la región nórdica abarcaba la electricidad vendida mediante contratos bilaterales y en la plataforma Nord Pool, tanto en Elspot (diario) como en Elbas (intradiario) ([12]).

(18) El solicitante alega que los contratos corporativos de compra de electricidad deben incluirse en el ámbito de aplicación del mercado de referencia. Estos contratos son acuerdos bilaterales entre un productor de electricidad y un cliente (normalmente un gran usuario de electricidad) en virtud de los cuales el usuario compra electricidad directamente al productor. Las empresas negociadoras formalizan contratos de compra de electricidad con productores de energía convencional y renovable, que compiten por la celebración de contratos corporativos de compra de electricidad.

(19) En cuanto a las otras transacciones bilaterales, los clientes que suscriben un contrato de compra de electricidad deben celebrar un acuerdo con un sujeto de liquidación responsable del balance para gestionar sus desvíos. Por lo que respecta al equilibrio entre la generación y la producción, los productores de electricidad (como por ejemplo los propietarios de aerogeneradores instalados en el mar) tienen que ajustar su producción de electricidad prevista en tiempo real, es decir, han de adaptar la producción prevista a la producción real. Esta responsabilidad no se ve afectada por el método por el que opte el productor para vender la electricidad producida, incluidos los contratos corporativos de compra de electricidad.

(20) Por lo que se refiere a la cuestión de si la electricidad convencional y la electricidad renovable pertenecen al mismo mercado de productos, la Comisión ha llegado a conclusiones diferentes en función de la situación de hecho. Concluyó que la generación convencional y la generación renovable de electricidad en Alemania ([13]) e Italia ([14]) debían considerarse mercados de productos distintos.

(21) Sin embargo, en el caso de los Países Bajos ([15]), la Comisión estimó que la generación y el suministro al por mayor de electricidad procedente de fuentes convencionales y renovables formaban parte del mismo mercado de productos de referencia. En lo que respecta a la región nórdica, la Comisión ha considerado, en su práctica en materia de concentraciones, que la fuente de electricidad es irrelevante a efectos de la definición del producto ([16]).

(22) El solicitante sostiene que la situación de Dinamarca difiere de la de Alemania e Italia, mencionada en la Decisión antes citada, y es similar a la examinada en los Países Bajos. Aportó varios cuadros en los que se detallan las similitudes y diferencias entre la situación en Dinamarca y, respectivamente, los casos alemán, italiano y neerlandés. Señala que las principales diferencias con las situaciones alemana e italiana son la ausencia de una remuneración establecida por ley, la falta de prioridad de alimentación a la red y el hecho de que la electricidad renovable se vende en el mercado mayorista al mismo precio que la electricidad convencional.

([9]) Asunto COMP/M.4110, E.ON/ENDESA, de 25 de abril de 2006, apartado 10, p. 3.

([10]) Asunto COMP/M.3696, E.ON/MOL, de 21 de enero de 2005, apartado 223; asunto COMP/M.5467, RWE-ESSENT, de 23.6.2009, apartado 23.

([11]) Véase el asunto M.8660, Fortum/Uniper, de 15 de junio de 2018, apartado 18. Véase asimismo COMP/M.7927, EPH/ENEL/SE, apartados 9 a 12; COMP/M.6984, EPH/Stredoslovenska Energetika, apartado 15; M.3268, Sydkraft/Graninge, apartados 19 a 20.

([12]) Véase el asunto M.8660, Fortum/Uniper, de 15 de junio de 2018, apartado 18. Véase asimismo COMP/M.7927, EPH/ENEL/SE, apartados 9 a 12; COMP/M.6984, EPH/Stredoslovenska Energetika, apartado 15; M.3268, Sydkraft/Graninge, apartados 19 a 20.

([13]) DO L 114 de 26.4.2012, p. 21, apartados 36 a 40.

([14]) DO L 271 de 5.10.2012, p. 4, apartados 46 a 50.

([15]) DO L 12 de 17 de enero de 2018, p. 53, apartados 19 a 23.

([16]) Véase el asunto M.8660, Fortum/Uniper, de 15 de junio de 2018, apartado 18.

(23) En su Decisión sobre la concentración Fortum/Uniper ([17]), la Comisión recordó que el mercado de productos de referencia en la región nórdica abarcaba tanto la generación como la venta al por mayor de electricidad, con independencia de las fuentes de generación y de los canales de comercialización, y que comprendía la electricidad vendida mediante contratos bilaterales y en Nord Pool, la bolsa de electricidad nórdica.

(24) En cuanto a la electricidad producida a partir de fuentes renovables, la solicitud se refiere a los parques eólicos marinos Horns Rev 3, Vesterhav Syd, Vesterhav Nord y Kriegers Flak, así como a los futuros parques eólicos, incluido el parque eólico marino Thor. Todos los sistemas de apoyo en cuestión fueron objeto de decisiones de la Comisión que confirmaron su compatibilidad con las normas de la UE sobre ayudas estatales ([18]).

(25) Además, las primas pagadas por la producción eólica se han reducido al mínimo gracias al aumento de la competencia en el sector de la generación. La Agencia Danesa de Energía organizó para todos los parques eólicos mencionados una licitación abierta para la generación de electricidad a partir de fuentes renovables. La licitación de Horns Rev 3 (400 MW), celebrada en 2015, contó con cuatro licitadores, la de Kriegers Flak (600 MW), celebrada en 2016, con siete y la Vesterhav Nord/Sud (350 MW), en 2016, con tres.

(26) Antes de los procedimientos de licitación se lleva a cabo la cobertura de riesgos, y ahora las autoridades danesas conocen mejor el mercado y han entablado un verdadero diálogo con los agentes de este.

(27) Los costes totales de las tecnologías renovables, como los aerogeneradores instalados en el mar o los paneles solares fotovoltaicos, también han disminuido significativamente. En consecuencia, la oferta ganadora en 2010 para el parque eólico marino de Anholt fue una prima de 105 øre/kWh, mientras que la oferta ganadora en 2016 para el de Kriegers Flak fue una prima de 37 øre/kWh.

(28) Asimismo, Dinamarca tiene la intención de poner en marcha tres nuevos parques eólicos marinos a gran escala. El primer parque eólico marino tendrá una capacidad de aproximadamente 800 MW, mientras que los restantes tendrán una capacidad de al menos 800 MW. La Agencia Danesa de Energía convocará licitaciones para cada futuro parque eólico marino.

(29) Como hizo en su Decisión de Ejecución (UE) 2018/71 ([19]) (Decisión de exención), relativa a la generación y venta al por mayor de electricidad en los Países Bajos, la Comisión observa que la asignación de las subvenciones está sometida a la competencia mediante un proceso de licitación que regula el comportamiento de los productores de electricidad a partir de fuentes renovables respecto a su política de contratación. Esto sitúa la generación convencional y renovable de electricidad (en lo relativo a los parques eólicos marinos objeto de la solicitud) en pie de igualdad en Dinamarca.

(30) A efectos de la evaluación de las condiciones establecidas en el artículo 34, apartado 1, de la Directiva 2014/25/UE, y sin perjuicio de la aplicación del Derecho de la competencia, la Comisión considera que el mercado de productos de referencia es el mercado de generación y suministro al por mayor —también a través de contratos corporativos de compra— de electricidad, de electricidad producida a partir de fuentes convencionales y también en los parques eólicos marinos sujetos a la solicitud de exención.

([17]) Véanse el asunto M.8660, Fortum/Uniper, de 15 de junio de 2018, apartado 18, así como los asuntos COMP/M.7927, EPH/ENEL/SE, apartados 9 a 12; COMP/M.6984, EPH/Stredoslovenska Energetika, apartado 15; M.3268, Sydkraft/Graninge, apartados 19 y 20.

([18]) Asuntos SA.40305, SA.43751, SA.45974 y SA.57858.

([19]) Véase el considerando 21 de la Decisión de Ejecución (UE) 2018/71 de la Comisión, de 12 de diciembre de 2017, por la que se excluye la producción y la venta al por mayor de electricidad en los Países Bajos de la aplicación de la Directiva 2014/25/UE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a la contratación por entidades que operan en los sectores del agua, la energía, los transportes y los servicios postales y por la que se deroga la Directiva 2004/17/CE (DO L 12 de 17.1.2018, p. 53).

3.2.2. DEFINICIÓN GEOGRÁFICA DEL MERCADO

(31) En 2006, la Comisión definió en una decisión sobre concentraciones ([20]) dos mercados geográficos distintos para la venta al por mayor de electricidad: el del este de Dinamarca («DK2») y el del oeste de Dinamarca («DK1»), ya que en aquel momento no existía una interconexión directa entre las dos zonas danesas de oferta (o precio). La Comisión llegó a la misma conclusión en la Decisión «DE/DK Interconnector», de 2018 ([21]).

(32) En 2014, el Consejo de la Competencia danés investigó el mercado de la generación y venta al por mayor de electricidad en Dinamarca en su Decisión sobre las centrales eléctricas virtuales ([22]). Mediante dicha Decisión, este Consejo revocó los compromisos contraídos anteriormente por Elsam A/S en una concentración entre Elsam A/S y Nesa A/S en 2004. El Consejo de la Competencia danés apoyó en parte un mercado geográfico más amplio que el DK1. El mercado DK1 está conectado a Noruega, Suecia y Alemania a través de conexiones de transporte. El precio mayorista de la electricidad física en DK1 difirió de todas las zonas de precio conectadas en menos del 10 % de las horas durante 2013. En la mayoría de las horas, DK1 tenía un precio mayorista igual al menos a una de las zonas de precio conectadas, lo que justificaba un mercado geográfico más amplio que el del oeste de Dinamarca. Sin embargo, se dejó abierta la cuestión de si existía un mercado geográfico más amplio que el del oeste de Dinamarca. En 2019, el Consejo de la Competencia danés ([23]) indicó que el mercado de la generación y venta al por mayor de electricidad era de ámbito nacional, pero dejó abierta la cuestión de si se acotaba una definición geográfica del mercado más amplia y más restringida. Esta conclusión se basó en los siguientes asuntos precedentes: 1) la Decisión M.8660, Fortum/Uniper, en la que la Comisión llegó a la conclusión de la existencia de un mercado nacional en Suecia; 2) la Decisión M.3268, Sydkraft/Graninge, en la que la Comisión consideró que Suecia solo constituía un mercado distinto de Finlandia y Dinamarca en un número insignificante de horas, lo que indicaba que el mercado de la venta al por mayor de electricidad tenía un alcance más amplio que el nacional, y 3) la Decisión del Consejo de la Competencia danés sobre las centrales eléctricas virtuales, en la que este encontró indicios de un mercado geográfico más amplio que el DK1 debido a la evolución del mercado de la generación y venta al por mayor de electricidad en Dinamarca. La capacidad de interconexión entre Dinamarca y los países vecinos se ha ampliado considerablemente desde 2006. Concretamente, se han puesto en servicio o ampliado los interconectores Skagerrak (con Noruega), Kontiskan (con Suecia) y Kontek (con Alemania). COBRAcable, el proyecto de interconexión con los Países Bajos, entró en funcionamiento en 2019. En Dinamarca, el Gran Belt conecta actualmente el oeste y el este del país.

(33) Las pruebas aportadas por el solicitante ([24]) muestran una correlación de precios al alza entre el este y el oeste de Dinamarca, así como con zonas de precio vecinas de Suecia, Noruega y Alemania (SE3, SE4, NO2 y DE). Por ejemplo, DK1 tuvo el mismo precio que una de las otras zonas (DK2, SE3, SE4, NO2 y DE) en un 91,7 % en 2013 y un 96,3 % en 2018; en el caso de DK2, las cifras fueron del 97,8 % en 2013 y del 98,6 % en 2018. Por el contrario, las horas en las que la zona DK1 tuvo un precio diferente al de las demás zonas cayeron del 8,3 % al 3,7 % entre 2013 y 2018; en el caso de DK2, el porcentaje disminuyó del 2,2 % al 1,4 %.

(34) Según Energinet, Dinamarca cuenta con una enorme capacidad en los interconectores con sus países vecinos, equivalente aproximadamente al 90 % de su demanda nacional máxima. La estrecha integración con sus países vecinos implica que Dinamarca solo tiene un precio de mercado al contado para la electricidad diferente durante aproximadamente el 10 % del tiempo. El tiempo restante, el precio al por mayor es el mismo que en Noruega, Suecia o Alemania.

(35) En 2019, la conexión internacional entre el este de Dinamarca (DK2) y Alemania tenía una capacidad de negociación disponible del 90 % de la capacidad total del interconector en la dirección de exportación y del 95 % en la dirección de importación. Las conexiones extranjeras restantes tenían una capacidad de negociación disponible en la dirección de exportación de entre el 60 y el 88 % de la capacidad total del interconector. La capacidad de negociación entre el

([20]) Decisión 2007/353/CE de la Comisión, de 14 de marzo de 2006, por la que se declara la compatibilidad de una concentración con el mercado común y con el funcionamiento del Acuerdo EEE (Asunto COMP/M.3868 — DONG/Elsam/Energi E2) (DO L 133 de 25.5.2007, p. 24), apartados 258 a 260.

([21]) Resumen de la Decisión de la Comisión, de 7 de diciembre de 2018, relativa a un procedimiento en virtud del artículo 102 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea y del artículo 54 del Acuerdo EEE (Asunto AT.40461 — Interconector DK/DE) (DO C 58 de14.2.2019, p. 7), apartados 49 y 50.

([22]) Consejo de la Competencia danés, *DONG Energys anmodning om ophævelse af VPP tilsagn*, 2014: https://www.kfst.dk/media/13295/20140528-ikkefortrolig-afgoerelse-dong.pdf.

([23]) Decisión del Consejo de la Competencia danés de 25 de junio de 2019; https://www.kfst.dk/media/54483/20190625-fusion-se-eniig.pdf.

([24]) Véanse los apartados 94 a 97 de la solicitud.

oeste de Dinamarca (DK1) y Noruega y Suecia fue menor en 2019 en comparación con 2018. Por otra parte, la capacidad de negociación frente a Alemania fue mayor en las dos zonas de oferta danesas. En 2019, COBRAcable tuvo una capacidad de intercambio disponible en la dirección de exportación e importación del 87 % de la capacidad total del interconector.

(36) La Comisión observa la existencia de restricciones en materia de precios en ambas zonas desde el exterior: DK1 tiene los mismos precios que otras zonas el 89,3 % de las horas, y DK2, el 98,4 % de las horas. A título ilustrativo, en el apartado 28 de la Decisión sobre la concentración Fortum/Uniper, la Comisión concluyó que las cuatro zonas de oferta suecas constituían un mercado geográfico único porque compartían precio durante el 89,7 % de las horas. La Comisión señala asimismo que, según el solicitante, los cuatro operadores principales con cuotas de mercado superiores al 10 % están presentes tanto en DK1 como en DK2.

(37) A efectos de evaluar las condiciones establecidas en el artículo 34, apartado 1, de la Directiva 2014/25/UE, y sin perjuicio de la aplicación del derecho de la competencia, la Comisión considera que el mercado geográfico de referencia de la generación y el suministro al por mayor, también a través de contratos corporativos de compra de electricidad, de electricidad producida a partir de fuentes convencionales y de las fuentes renovables sujetas a la solicitud puede dejarse abierto, ya sea en el caso de un mercado separado para DK1 y DK2 o en el caso de un mercado nacional danés único.

3.2.3. Análisis del mercado

(38) Todos los cálculos de las cuotas de mercado y las indicaciones relacionadas con la proporción de generación de electricidad se basan en la información aportada por el solicitante.

(39) En su análisis, la Comisión tiene en cuenta varios factores. Aunque las cuotas de mercado son un aspecto importante, también se tienen en cuenta la presión competitiva ejercida por los productores de los países vecinos y el número de licitadores en las licitaciones de capacidad de energía renovable.

(40) En lo que respecta al mercado de generación y venta al por mayor de electricidad en Dinamarca, en la actualidad hay tres operadores principales en el mercado sujetos a las normas de contratación pública con arreglo a la Directiva 2014/25/UE. Se trata de Ørsted A/S (en lo sucesivo, «Ørsted») (propiedad del Estado danés en un 50,1 %), la filial danesa de Vattenfall, Vattenfall AB (en lo sucesivo, «Vattenfall») (propiedad del Estado sueco en un 100 %) y HOFOR Energiproduktion A/S (en lo sucesivo, «HOFOR»), propiedad en última instancia del municipio de Copenhague.

(41) Actualmente hay dieciocho empresas danesas que negocian en Nord Pool. La mayoría de estas empresas, como Danske Commodities y Centrica Energy Trading, no son empresas públicas con arreglo a la Directiva 2014/25/UE.

(42) En 2018 y 2019, la cuota de mercado de Ørsted en el mercado combinado DK1-DK2 (en términos de generación) fue del [20 al 30] % y del [10 al 20] % respectivamente, la cuota de mercado de Vattenfall fue del [5 al 10] % y del [10 al 20] % y la de HOFOR del [0 al 5] % y del [0 al 5] %. Los competidores más grandes de estas empresas, que no están sujetos a las normas de contratación pública, son Vindenergi Danmark (cuota de mercado del [40 al 50] % y del [40 al 50] %) y Energi Danmark (del [10 al 20] % y del [10 al 20] %). Las cuotas de mercado en los mercados DK1 y DK2 se situaban, en líneas generales, en la misma horquilla (Ørsted del [20 al 30] % en DK1 y del [10 al 20] % en DK2 en 2018, del [20 al 30] % en DK1 y del [10 al 20] % en DK2 en 2019, Vattenfall del [5 al 10] % en DK1 y del [0 al 5] % en DK2 en 2018, del [10 al 20] % en DK1 y del [0 al 5] % en DK2 en 2019, HOFOR del [0 al 5] % en DK1 y del [5 al 10] % en DK2 en 2019). Si el mercado geográfico de referencia fuera más amplio que Dinamarca, estas cuotas de mercado serían menores.

(43) Las importaciones y las exportaciones son una característica muy importante del mercado danés de la electricidad. En 2018 y 2019, el consumo de electricidad se situó en torno a los 33,5 TWh. Las importaciones representaron aproximadamente el 45,6 % del consumo total en 2018, mientras que la producción nacional cubrió el 41 % del consumo en 2018 y el 48 % en 2019. Las exportaciones también son significativas, ya que representaron el 73 % y el 62 % de la producción de electricidad danesa en 2018 y 2019, respectivamente.

(44) Esto muestra la magnitud de la integración del mercado danés de la electricidad en un mercado geográfico más amplio y, en consecuencia, la presión competitiva ejercida por los productores de electricidad procedentes, principalmente, pero no exclusivamente, de los países vecinos sobre los productores daneses a través de interconectores transfronterizos.

(45) En cuanto a los precios mayoristas al contado, los precios de la región nórdica se fijan en la bolsa Nord Pool. El precio medio por hora en el mercado al contado de DK1 y DK2 fue, respectivamente, de 38,50 y 39,84 EUR/MWh en 2019, lo que supone una disminución del 13 % en ambas zonas respecto a 2018. El precio del sistema fue de 38,94 EUR/MWh en 2019. El precio del sistema nórdico es el precio al contado ficticio que se habría alcanzado si toda la región nórdica fuera una zona de oferta. En general, DK1 tiene precios inferiores a los de DK2 debido a la capacidad relativamente grande de los aerogeneradores instalados en DK1, lo que contribuye a bajar los precios. El precio medio al contado en 2019 fue de 39,28 EUR/MWh en Noruega, 37,68 EUR/MWh en Alemania y 38,79 EUR/MWh en Suecia, muy similar al precio en DK1 y DK2.

(46) En Dinamarca, aproximadamente el 6 % de la electricidad se comercializa en Xbid, el mercado intradiario europeo único. El mercado intradiario se basa en una negociación continua con operaciones cuyo precio se fija en función de la oferta, a diferencia del mercado diario, que se basa en la subasta con un único precio de liquidación. El mercado intradiario se utiliza para ajustar los planes de consumo y producción en relación, entre otras cosas, con el restablecimiento de los saldos de las carteras. Esto significa que el precio en el mercado intradiario para cada hora comenzará en el precio al contado y, posteriormente, subirá o bajará si se producen acontecimientos imprevistos durante el período de negociación. El precio medio anual del mercado intradiario en DK1 fue de 35,1 EUR/MWh en 2019. En DK2, fue de 36,7 EUR/MWh. En 2018, el precio medio en DK1 fue de 40,4 EUR/MWh y, en DK2, de 41,9 EUR/MWh.

(47) Otros cálculos incluidos en la solicitud ([25]) muestran que los precios en DK1 y DK2 son los mismos que en una o varias zonas de precio vecinas la inmensa mayoría del tiempo. En 2018 y 2019, los precios en DK1 fueron los mismos que en otra zona de precio de la región (DK2, SE3, SE4, NO2 y DE) el 94,8 % y el 96,3 % del tiempo; los precios en DK2 fueron los mismos que en otra zona de precio de la región (DK1, SE3, SE4, NO2 y DE) el 98,8 % y el 98,6 % del tiempo. Además, la correlación entre las dos zonas danesas y el precio mayorista del sistema nórdico y el alemán es bastante elevada, oscilando entre el 64 % y el 83 % durante el período 2017-2018.

(48) Dinamarca cuenta con una enorme capacidad en los interconectores con sus países vecinos, equivalente aproximadamente al 90 % de su demanda nacional máxima. La estrecha integración con sus países vecinos implica que Dinamarca solo tiene un precio de mercado al contado distinto para la electricidad en DK1 y DK2 durante aproximadamente el 10 % del tiempo. El tiempo restante, el precio mayorista en DK1 y DK2 es el mismo que en Noruega, Suecia o Alemania.

(49) La Comisión considera que estos elementos muestran una fuerte convergencia de los precios de la electricidad en Dinamarca con los precios en los países de la región nórdica y en Alemania.

3.2.4. Conclusión

(50) Las entidades adjudicadoras poseen una cuota de mercado limitada en el mercado de la generación y venta al por mayor de electricidad en Dinamarca objeto de la solicitud.

(51) El elevado nivel de importaciones y exportaciones de electricidad en comparación con la generación de electricidad danesa, junto con la capacidad de interconexión con los países vecinos, muestra que el mercado de la electricidad y de la venta al por mayor en Dinamarca está integrado en gran medida en un mercado transnacional más amplio. Incluso aunque el mercado geográfico no sea necesariamente transnacional, las importaciones de electricidad a Dinamarca ejercen, en cualquier caso, una presión competitiva sobre los precios mayoristas de la electricidad danesa durante un número significativo de horas al año.

(52) Esto se ve confirmado, además, por los datos facilitados por el solicitante sobre los precios al por mayor, que demuestran que los precios daneses son muy similares a los precios de Nord Pool y a los precios en Alemania.

(53) El objetivo de la presente Decisión es determinar si las actividades de generación y venta al por mayor de electricidad están expuestas a un nivel de competencia (en mercados de libre acceso) que garantiza que, incluso en ausencia de la disciplina introducida por las disposiciones pormenorizadas que establece en materia de contratación pública la Directiva 2014/25/UE, la contratación pública con vistas al ejercicio de las actividades consideradas se realice de forma transparente y no discriminatoria y sobre la base de unos criterios que permitan a la entidad adjudicadora encontrar la solución que, en conjunto, sea más ventajosa desde el punto de vista económico.

([25]) Véase la solicitud, apartado 95.

(54) A la vista de los factores examinados anteriormente, la Comisión está en posición de concluir que la actividad de generación y venta al por mayor de electricidad procedente de fuentes convencionales y de parques eólicos marinos objeto de un procedimiento de licitación en Dinamarca está sometida directamente a la competencia en un mercado cuyo acceso no está limitado, en el sentido del artículo 34, apartado 1, de la Directiva 2014/25/UE.

4. **CONCLUSIÓN**

(55) A efectos de la presente Decisión, y sin perjuicio de la aplicación del Derecho de la competencia, de los considerandos 11 a 53 se desprende que la generación y venta al por mayor de electricidad procedente de fuentes convencionales y de parques eólicos marinos objeto de un procedimiento de licitación en Dinamarca está sometida a la competencia en un mercado cuyo acceso no está limitado, en el sentido del artículo 34 de la Directiva 2014/25/UE. Por consiguiente, la Directiva 2014/25/UE no debe seguir aplicándose a los contratos destinados a permitir el ejercicio de esta actividad en Dinamarca.

(56) La Directiva 2014/25/UE debe seguir aplicándose a los contratos destinados a permitir el ejercicio de las actividades excluidas expresamente de la solicitud.

(57) La presente Decisión se basa en la situación de hecho y de derecho existente entre octubre de 2021 y marzo de 2022, según la información facilitada por el solicitante. La Decisión podrá revisarse en caso de que, como resultado de algún cambio significativo en la situación de hecho o de derecho, dejen de cumplirse las condiciones de aplicabilidad del artículo 34 de la Directiva 2014/25/UE.

(58) Cabe recordar que el artículo 16 de la Directiva 2014/23/UE del Parlamento Europeo y del Consejo ([26]) prevé una excepción a la aplicación de dicha Directiva a las concesiones adjudicadas por entidades adjudicadoras cuando, en el Estado miembro donde vayan a ejecutarse las concesiones, haya quedado probado con arreglo al artículo 35 de la Directiva 2014/25/UE que la actividad está sometida directamente a la competencia en virtud del artículo 34 de dicha Directiva. Dado que se concluyó que la actividad de producción y venta al por mayor de electricidad objeto de la solicitud está sometida a la competencia en un mercado cuyo acceso no está limitado, los contratos de concesión destinados a hacer posible su ejercicio en Dinamarca estarán excluidos del ámbito de aplicación de la Directiva 2014/23/UE.

(59) Las medidas previstas en la presente Decisión se ajustan al dictamen del Comité Consultivo para los Contratos Públicos.

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

Artículo único

La Directiva 2014/25/UE no se aplicará a los contratos adjudicados por las entidades adjudicadoras y destinados a permitir la generación y venta al por mayor de electricidad procedente de fuentes convencionales y renovables en Dinamarca objeto de la solicitud presentada con arreglo al artículo 35, apartado 1, de la Directiva 2014/25/UE.

El destinatario de la presente Decisión es el Reino de Dinamarca.

Hecho en Bruselas, el 26 de julio de 2022.

Por la Comisión
Thierry BRETON
Miembro de la Comisión

([26]) Directiva 2014/23/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de febrero de 2014, relativa a la adjudicación de contratos de concesión (DO L 94 de 28.3.2014, p. 1).