DECISÕES

DECISÃO DE EXECUÇÃO (UE) 2022/1376 DA COMISSÃO

de 26 de julho de 2022

relativa à aplicabilidade do artigo 34.º da Diretiva 2014/25/UE do Parlamento Europeu e do Conselho à produção e venda por grosso de eletricidade na Dinamarca

[notificada com o número C(2022) 5046]

(Apenas faz fé o texto na língua dinamarquesa)

(Texto relevante para efeitos do EEE)

A COMISSÃO EUROPEIA,

Tendo em conta o Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia,

Tendo em conta a Diretiva 2014/25/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de fevereiro de 2014, relativa aos contratos públicos celebrados pelas entidades que operam nos setores da água, da energia, dos transportes e dos serviços postais e que revoga a Diretiva 2004/17/CE ([1]), nomeadamente o artigo 35.º, n.º 3,

Após consulta do Comité Consultivo dos Contratos Públicos,

Considerando o seguinte:

1. **FACTOS**

1.1. *PEDIDO*

(1) Em 24 de setembro de 2021, a Autoridade da Concorrência e dos Consumidores da Dinamarca (ACCD) («requerente») apresentou à Comissão um pedido ao abrigo do artigo 35.º, n.º 1, da Diretiva 2014/25/UE («pedido»). O pedido está em conformidade com o artigo 1.º, n.º 1, da Decisão de Execução (UE) 2016/1804 da Comissão ([2]).

(2) O pedido diz respeito à produção e venda por grosso de eletricidade a partir de fontes convencionais e renováveis na Dinamarca.

(3) No entanto, o pedido não abrange o seguinte:

— a eletricidade produzida por turbinas eólicas terrestres e marítimas não abrangida por contratação pública;

— a eletricidade produzida por turbinas eólicas ligadas a uma rede entre 21 de fevereiro de 2008 e 31 de dezembro de 2013 ou posteriormente, com exceção das turbinas eólicas ligadas à sua própria instalação de consumo e das turbinas eólicas marítimas [a eletricidade produzida a partir da instalação de consumo (artigo 41.º da Lei relativa à promoção das energias renováveis) e as turbinas eólicas marítimas (nos termos do artigo 35.º-B dessa lei) estão excluídas da aplicação, pelo que continuam a estar sujeitas às disposições da Diretiva 2014/25/UE];

— a eletricidade produzida por turbinas eólicas ligadas a uma rede até 20 de fevereiro de 2008, com exceção das turbinas eólicas que recebem suplementos de preço nos termos das secções 39 a 41 da Lei relativa à promoção das energias renováveis;

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

([2]) Decisão de Execução (UE) 2016/1804 da Comissão, de 10 de outubro de 2016, sobre as normas de execução do disposto nos artigos 34.º e 35.º da Diretiva 2014/25/UE do Parlamento Europeu e do Conselho relativa à coordenação dos processos de adjudicação de contratos nos setores da água, da energia, dos transportes e dos serviços postais (JO L 275 de 12.10.2016, p. 39).

— a eletricidade produzida por turbinas eólicas ligadas a uma rede até 31 de dezembro de 2002;

— a eletricidade produzida por uma nova turbina eólica que utilize certificados de desmantelamento emitidos para o desmantelamento de turbinas eólicas (suplemento de preço adicional); a eletricidade produzida a partir de bioenergia (biomassa e biogás);

— a eletricidade produzida a partir de painéis fotovoltaicos, ondas e energia hidroelétrica;

— a eletricidade produzida por outras instalações especiais de energias renováveis (eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis ou tecnologias importantes para a futura expansão da eletricidade renovável ou da eletricidade produzida a partir de outras fontes de energia renováveis não mencionadas);

— a eletricidade produzida por centrais descentralizadas de produção de calor e eletricidade e por instalações de incineração;

— a eletricidade produzida por outras centrais de produção de calor e eletricidade destinadas a fornecer aquecimento urbano;

— a eletricidade produzida a partir de centrais industriais ligadas a uma rede até 21 de março de 2012;

— os serviços auxiliares.

(4) A produção e venda por grosso de eletricidade a partir de fontes convencionais e renováveis constitui uma atividade relacionada com o fornecimento de eletricidade ou «alimentação com eletricidade» nos termos do artigo 9.º da Diretiva 2014/25/UE.

(5) Em conformidade com o anexo IV, ponto 1, alínea a), da Diretiva 2014/25/UE, uma vez que o livre acesso ao mercado pode ser presumido com base no artigo 34.º, n.º 3, primeiro parágrafo, dessa diretiva, a Comissão deve adotar uma decisão de execução sobre o pedido no prazo de 90 dias úteis.

(6) Em conformidade com o anexo IV, ponto 1, quarto parágrafo, da Diretiva 2014/25/UE, o prazo pode ser alargado pela Comissão, com o acordo das entidades que apresentaram o pedido de isenção. Dado ter sido apresentada informação adicional pela ACCD em 4 de março de 2022, o prazo de que a Comissão dispõe para tomar uma decisão sobre este pedido é fixado em 31 de julho de 2022.

2. **QUADRO JURÍDICO**

(7) A Diretiva 2014/25/UE é aplicável à adjudicação de contratos para o exercício de atividades relacionadas com o fornecimento de eletricidade a redes fixas destinadas à prestação de serviços ao público no domínio da produção, do transporte ou da distribuição de eletricidade, salvo se a atividade em causa estiver isenta nos termos do artigo 34.º da referida diretiva.

(8) O artigo 34.º da Diretiva 2014/25/UE determina que os contratos destinados a permitir a realização de uma atividade a que é aplicável a diretiva não estão abrangidos pela mesma se, no Estado-Membro em que é exercida a atividade, esta última estiver diretamente exposta à concorrência em mercados de acesso não limitado. A exposição direta à concorrência deve ser avaliada com base em critérios objetivos, tendo em conta as características específicas do setor em causa ([3]). No entanto, a avaliação depende dos curtos prazos aplicáveis e das informações de que a Comissão dispõe e que não podem ser completadas através de métodos mais morosos, como a realização de consultas públicas junto dos operadores económicos relevantes ([4]). Nesse contexto, embora a questão de saber se uma atividade está diretamente exposta à concorrência deva ser decidida com base em critérios que estejam em conformidade com as disposições do TFUE em matéria de concorrência, não é exigido que esses critérios sejam precisamente os das disposições em matéria de concorrência da UE ([5]).

([3]) Considerando 44 da Diretiva 2014/25/UE.

([4]) Ibid.

([5]) Acórdão do Tribunal Geral de 27 de abril de 2016, *Österreichische Post AG/Comissão Europeia*,T-463/14, ECLI:EU:T:2016:243, n.º 28, e considerando 44 da Diretiva 2014/25/UE.

(9) O acesso ao mercado é considerado não limitado se o Estado-Membro tiver transposto e aplicado a legislação pertinente da União relativa à abertura total ou parcial de um dado setor à concorrência. Essa legislação consta do anexo III da Diretiva 2014/25/UE. Para a produção e venda por grosso de eletricidade, esse anexo remete para a Diretiva 2009/72/CE, revogada pela Diretiva (UE) 2019/944 ([6]) com efeitos desde 1 de janeiro de 2021. Segundo a requerente, a Dinamarca transpôs a Diretiva (UE) 2019/944 ([7]). Por conseguinte, nos termos do artigo 34.º, n.º 3, da Diretiva 2014/25/UE, pode presumir-se que existe livre acesso ao mercado.

(10) A exposição direta à concorrência deve ser avaliada com base em vários indicadores, não sendo nenhum deles decisivo *per se*. No que se refere ao mercado abrangido pela presente decisão, as quotas de mercado constituem um critério que deve ser tido em conta, juntamente com outros critérios, como a pressão concorrencial exercida pelos produtores de países vizinhos ou o número de proponentes em concursos relativos à capacidade de energia renovável.

(11) O objetivo da presente decisão é determinar se os serviços abrangidos pelo pedido estão expostos a um nível suficiente de concorrência (em mercados de acesso não limitado, na aceção do artigo 34.º da Diretiva 2014/25/UE), para garantir — mesmo sem a disciplina das regras pormenorizadas dos contratos públicos definidas na Diretiva 2014/25/UE — que os contratos para a realização das atividades em causa serão executados de uma forma transparente e não discriminatória, e com base em critérios que permitam aos compradores identificar a solução globalmente mais vantajosa em termos económicos.

3. **AVALIAÇÃO**

(12) A presente decisão baseia-se na situação jurídica e factual existente em setembro de 2021, segundo as informações fornecidas pela requerente e divulgadas publicamente.

3.1. *ACESSO NÃO LIMITADO AO MERCADO*

(13) Considera-se que o acesso a um mercado não é limitado se o Estado-Membro em causa tiver transposto e aplicado a legislação pertinente da União relativa à abertura total ou parcial de um dado setor à concorrência. Segundo a requerente, a Dinamarca transpôs a Diretiva (UE) 2019/944 através de 29 medidas nacionais. Tal foi confirmado pela Agência Dinamarquesa da Energia ([8]). Por conseguinte, a Comissão considera que estão reunidas as condições de livre acesso ao mercado *de jure*.

(14) No que diz respeito ao livre acesso *de facto*, a Comissão salienta os progressos alcançados na liberalização do mercado dinamarquês de produção de eletricidade desde a sua abertura à concorrência em 1999. A participação da Dinamarca na bolsa de eletricidade Nord Pool e o desenvolvimento das capacidades de interconexão contribuíram significativamente para uma maior pressão concorrencial. No que diz respeito à produção a partir de fontes renováveis, em especial, os parques eólicos marítimos, os concursos organizados pelas autoridades dinamarquesas têm atraído um número crescente de participantes.

(15) A Comissão conclui que o acesso ao mercado deve ser considerado livre *de jure* e *de facto*, no território da Dinamarca, para efeitos da presente decisão.

([6]) Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/UE (JO L 158 de 14.6.2019, p. 125).

([7]) Tal não prejudica a avaliação da Comissão sobre a transposição desta diretiva na Dinamarca.

([8]) Ver p. 28 do pedido.

3.2. *AVALIAÇÃO DA CONCORRÊNCIA*

3.2.1. DEFINIÇÃO DO MERCADO DO PRODUTO

(16) De acordo com a prática da Comissão em matéria de concentrações ([9]), podem distinguir-se os seguintes mercados do produto relevantes no setor da eletricidade: i) produção e fornecimento por grosso, ii) transporte, iii) distribuição e iv) fornecimento a retalho. Embora alguns destes mercados possam ser ainda subdivididos, a prática anterior da Comissão ([10]) tem rejeitado, até à data, uma distinção entre o mercado de produção de eletricidade e o mercado de fornecimento por grosso, já que a produção enquanto tal constitui apenas uma primeira etapa na cadeia de valor, sendo os volumes produzidos de eletricidade comercializados através do mercado grossista. Tal foi confirmado mais especificamente no caso dos países nórdicos ([11]).

(17) Na sua prática em matéria de concentrações, a Comissão considerou, além disso, que o mercado do produto relevante nos países nórdicos abrangia a eletricidade vendida tanto através de contratos bilaterais como na plataforma Nord Pool, quer no mercado Elspot (diário) quer no mercado Elbas (intradiário) ([12]).

(18) A requerente alega que os contratos de aquisição de energia pelas empresas («Power Purchase Agreements» ou PPA) devem ser incluídos no âmbito do mercado relevante. Os PPA são contratos bilaterais celebrados entre um produtor de eletricidade e um cliente (geralmente um grande utilizador de eletricidade) através dos quais o utilizador compra eletricidade diretamente ao produtor. As empresas comercializadoras celebram PPA com os produtores de eletricidade convencional e renovável, competindo entre si para celebrar estes contratos.

(19) Para outras transações bilaterais, os clientes que recorrem aos PPA devem celebrar um acordo com uma entidade responsável pelo equilíbrio produção/consumo para gerir os seus desequilíbrios. No que diz respeito ao equilíbrio do lado da produção, os produtores de eletricidade (como os proprietários de parques eólicos marítimos) têm de ajustar em tempo real as previsões de produção de eletricidade, ou seja, ajustar a produção prevista de acordo com a produção efetiva. A forma como o produtor decide vender a eletricidade produzida — incluindo os contratos de aquisição de energia pelas empresas — não afeta esta responsabilidade.

(20) No que diz respeito à questão de saber se a eletricidade convencional e a eletricidade renovável pertencem ao mesmo mercado do produto, a Comissão chegou a conclusões diferentes consoante a situação factual. Concluiu-se que a produção de eletricidade convencional e a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis na Alemanha ([13]) e em Itália ([14]) devem ser consideradas mercados do produto diferentes.

(21) No entanto, no caso dos Países Baixos ([15]), a Comissão considerou que a produção e os fornecimentos por grosso de eletricidade a partir de fontes convencionais e renováveis faziam parte do mesmo mercado do produto relevante. Relativamente aos países nórdicos, na sua prática em matéria de concentrações a Comissão considerou que a fonte da eletricidade é irrelevante para efeitos da definição do produto ([16]).

(22) A requerente alega que a situação da Dinamarca é diferente da situação da Alemanha e Itália referida na decisão acima mencionada e semelhante à situação dos Países Baixos. A requerente apresentou quadros pormenorizando as diferenças e semelhanças, respetivamente, entre o caso da Dinamarca e os casos da Alemanha, da Itália e dos Países Baixos. A requerente salienta que as principais diferenças em relação à Alemanha e à Itália residem na inexistência de uma taxa de remuneração legal, na ausência de prioridade de injeção na rede e no facto de a eletricidade renovável ser vendida no mercado grossista ao mesmo preço que a eletricidade convencional.

([9]) Processo COMP/M.4110, *E.ON/ENDESA*, de 25.4.2006, n.º 10, p. 3.
([10]) Processo COMP/M.3696, *E.ON/MOL*, de 21.1.2005, n.º 223, processo *COMP/M.5467, RWE- ESSENT*, de 23.6.2009, n.º 23.
([11]) Ver o processo M.8660, *Fortum/Uniper*, de 15 de junho de 2018, n.º 18. Ver também os processos COMP/M.7927, *EPH/ENEL/SE*, n.ºs 9 a 12; COMP/M.6984, *EPH/Stredoslovenska Energetika*, n.º 15, e M.3268, *Sydkraft/Graninge*, n.ºs 19 a 20.
([12]) Ver o processo M.8660, *Fortum/Uniper*, de 15 de junho de 2018, n.º 18. Ver também os processos COMP/M.7927, *EPH/ENEL/SE*, n.ºs 9 a 12; COMP/M.6984, *EPH/Stredoslovenska Energetika*, n.º 15, e M.3268, *Sydkraft/Graninge*, n.ºs 19 a 20.
([13]) JO L 114 de 26.4.2012, p. 21, pontos 36 a 40.
([14]) JO L 271 de 5.10.2012, p. 4, pontos 46 a 50.
([15]) JO L 12 de 17.1.2018, p. 53, pontos 19 a 23.
([16]) Ver o processo M.8660, *Fortum/Uniper*, de 15 de junho de 2018, n.º 18.

(23) Na sua decisão relativa à concentração Fortum/Uniper ([17]), a Comissão recordou que o mercado do produto relevante nos países nórdicos abrangia tanto a produção como a venda por grosso de eletricidade, independentemente da fonte de produção e dos canais de comercialização, e que incluía a eletricidade vendida através de contratos bilaterais e na bolsa nórdica da eletricidade Nord Pool.

(24) No que concerne à eletricidade produzida a partir de fontes renováveis, o pedido abrange os parques eólicos marítimos de Horns Rev 3, Vesterhav Syd, Vesterhav Nord e Kriegers Flask, bem como os parques eólicos futuros, incluindo o parque eólico marítimo de Thor. Todos os regimes de apoio em causa foram objeto de decisões da Comissão que confirmam a sua compatibilidade com as regras da UE em matéria de auxílios estatais ([18]).

(25) Além disso, os prémios pagos pela produção de energia eólica diminuíram para um nível mínimo graças ao aumento da concorrência na produção. Para todos os parques eólicos acima referidos, a Agência Dinamarquesa da Energia organizou um concurso público para a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis. Quatro proponentes apresentaram propostas no concurso de 2015 relativo à Horns Rev 3 (400 MW), sete proponentes apresentaram propostas no concurso de 2016 relativo à Kriegers Flak (600 MW) e três proponentes apresentaram propostas no concurso de 2016 relativo à Vesterhav Nord/Sud (350 MW).

(26) A cobertura dos riscos é assegurada antes da contratação e as autoridades dinamarquesas beneficiam agora de uma melhor compreensão do mercado e estabeleceram um verdadeiro diálogo de mercado.

(27) Os custos totais das tecnologias de energias renováveis, como as turbinas eólicas marítimas ou a energia solar fotovoltaica, também diminuíram significativamente. Consequentemente, o prémio da proposta vencedora em 2010 para o parque eólico marítimo de Anholt foi de 105 øre/kWh, ao passo que o prémio da proposta vencedora em 2016 para o parque eólico marítimo Kriegers Flak foi de 37 øre/kWh.

(28) A Dinamarca tenciona também inaugurar três novos parques eólicos marítimos de grande escala. O primeiro parque eólico marítimo terá uma capacidade aproximada de 800 MW e os restantes terão uma capacidade mínima de 800 MW. A Agência Dinamarquesa da Energia lançará um concurso para cada parque eólico marítimo futuro.

(29) Tal como na sua Decisão de Execução (UE) 2018/71 da Comissão ([19]) relativa à produção e venda por grosso de eletricidade nos Países Baixos, a Comissão observa que a atribuição de subsídios está sujeita à concorrência através de um procedimento de concurso que determina o comportamento dos produtores de eletricidade renovável em matéria de contratação pública. Tal coloca a produção de eletricidade convencional e renovável (para os parques eólicos marítimos sujeitos ao pedido) em pé de igualdade na Dinamarca.

(30) Para efeitos da avaliação das condições estabelecidas no artigo 34.º, n.º 1, da Diretiva 2014/25/UE, e sem prejuízo da aplicação do direito da concorrência, a Comissão considera que o mercado do produto relevante é o mercado de produção e fornecimento por grosso de eletricidade, incluindo os contratos de aquisição de energia pelas empresas, produzida a partir de parques eólicos convencionais e de parques eólicos marítimos sujeitos ao pedido de isenção.

([17]) Ver o processo M.8660, *Fortum/Uniper*, de 15 de junho de 2018, n.º 18, e os processos COMP/M.7927, *EPH/ENEL/SE*, n.ºs 9 a 12; COMP/M.6984, *EPH/Stredoslovenska Energetika*, n.º 15, e M.3268, *Sydkraft/Graninge*, n.ºs 19 a 20.

([18]) Processos SA.40305, SA.43751, SA.45974 e SA.57858.

([19]) Ver o ponto 21 da Decisão de Execução (UE) 2018/71 da Comissão, de 12 de dezembro de 2017, que isenta a produção e a venda por grosso de eletricidade nos Países Baixos da aplicação da Diretiva 2014/25/UE do Parlamento Europeu e do Conselho relativa aos contratos públicos celebrados pelas entidades que operam nos setores da água, da energia, dos transportes e dos serviços postais e que revoga a Diretiva 2004/17/CE (JO L 12 de 17.1.2018, p. 53).

3.2.2. DEFINIÇÃO DO MERCADO GEOGRÁFICO

(31) Em 2006, a Comissão definiu, numa decisão relativa a uma concentração ([20]), dois mercados geográficos distintos para a venda por grosso de eletricidade: o mercado da região oriental da Dinamarca («DK2») e o mercado da região ocidental da Dinamarca («DK1»), uma vez que, na altura, não existia qualquer interligação direta entre as duas zonas de oferta (ou de preços) dinamarquesas. Em 2018, a Comissão chegou à mesma conclusão na decisão relativa ao processo DE/DK Interconnector ([21]).

(32) Em 2014, a decisão do Conselho da Concorrência dinamarquês relativa à central elétrica virtual ([22]) analisou o mercado da produção e venda por grosso de eletricidade na Dinamarca. Com esta decisão, o Conselho da Concorrência dinamarquês revogou os compromissos assumidos anteriormente pela Elsam A/S numa concentração entre a Elsam A/S e a Nesa A/S em 2004. O Conselho da Concorrência dinamarquês apoiou parcialmente a definição de um mercado geográfico mais vasto do que a DK1. A DK1 está conectada à Alemanha, à Noruega e à Suécia através de ligações de transporte de eletricidade. Em 2013, o preço grossista da eletricidade física na DK1 diferia do preço de todas as zonas de preços conectadas durante menos de 10% das horas. Na maioria das horas, o preço grossista na DK1 era igual a, pelo menos, uma das zonas de preços conectadas, indicando um mercado geográfico mais vasto do que a região ocidental da Dinamarca. No entanto, ficou em aberto se existia um mercado geográfico mais vasto do que a região ocidental da Dinamarca. Em 2019, o Conselho da Concorrência dinamarquês ([23]) considerou que o mercado da produção e venda por grosso de eletricidade tinha um âmbito nacional, mas não determinou se se deveria definir o mercado geográfico de uma forma mais ou menos ampla. Esta conclusão baseou-se nos seguintes processos precedentes: i) na decisão relativa ao processo M.8660, *Fortum/Uniper*, em que a Comissão concluiu da existência de um mercado nacional na Suécia, ii) na decisão relativa ao processo M.3268, *Sydkraft/Graninge*, em que a Comissão considerou que a Suécia apenas constituía um mercado separado da Dinamarca e da Finlândia num número insignificante de horas, indicando que o âmbito do mercado grossista da eletricidade seria mais amplo do que o mercado nacional, e iii) na decisão do Conselho da Concorrência dinamarquês relativa à central elétrica virtual, onde encontrou indicações de um mercado geográfico mais vasto do que a DK1 relacionadas com o desenvolvimento do mercado de produção e venda por grosso de eletricidade na Dinamarca. Desde 2006, a capacidade de interligação entre a Dinamarca e os países vizinhos aumentou significativamente. Nomeadamente, os interconectores de Skagerrak (com a Noruega), Kontiskan (com a Suécia) e Kontek (com a Alemanha) entraram em serviço ou foram ampliados. A infraestrutura COBRAcable (que conecta a Dinamarca com os Países Baixos) entrou em funcionamento em 2019. Na Dinamarca, o Great Belt liga agora as regiões ocidental e oriental dinamarquesas.

(33) Os elementos de prova apresentados pela requerente ([24]) mostram uma crescente correlação de preços entre as regiões oriental e ocidental da Dinamarca, bem como com as zonas de preços vizinhas da Alemanha, da Noruega e da Suécia (DE, NO2, SE3 e SE4). Por exemplo, a DK1 teve o mesmo preço que uma das outras zonas (DE, DK2, NO2, SE3 e SE4) durante 91,7% do tempo em 2013 e 96,3% em 2018; relativamente à DK2, os valores foram 97,8% em 2013 e 98,6% em 2018. Em contrapartida, as horas durante as quais a zona DK1 teve um preço diferente das outras zonas diminuíram de 8,3% para 3,7% entre 2013 e 2018; na DK2 a percentagem diminuiu de 2,2% para 1,4%.

(34) De acordo com a Energinet, a Dinamarca tem uma capacidade muito grande nas interconexões com os países vizinhos, equivalendo a cerca de 90% do seu pico de procura interna. Devido à estreita integração com os países vizinhos, a Dinamarca apenas tem um preço de mercado à vista distinto para a eletricidade durante cerca de 10% do tempo. No período restante, o preço grossista é idêntico ao preço da Alemanha, da Noruega ou da Suécia.

(35) Em 2019, a ligação internacional entre a região oriental da Dinamarca (DK2) e a Alemanha tinha uma capacidade de comercialização disponível de 90% da capacidade total do interconector no sentido da exportação e de 95% no sentido da importação. As restantes ligações estrangeiras tinham uma capacidade de comercialização entre 60% e 88% da capacidade total do interconector no sentido da exportação. Em 2019, a capacidade de comercialização

([20]) Decisão 2007/353/CE da Comissão, de 14 de Março de 2006, que declara uma concentração compatível com o mercado comum e com o funcionamento do Acordo EEE (Processo COMP/M.3868 — *DONG/Elsam/Energi E2*) (JO L 133 de 25.5.2007, p. 24), n.os 258 a 260.

([21]) Resumo da Decisão da Comissão, de 7 de dezembro de 2018, relativa a um processo nos termos do artigo 102.º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia e do artigo 54.º do Acordo EEE(Processo AT.40461 — *DK/DE Interconnector*) (JO C 58 de 14.2.2019, p. 7), n.os 49 a 50.

([22]) Conselho da Concorrência dinamarquês, *DONG Energys anmodning om ophævelse af VPP tilsagn*, 2014: https://www.kfst.dk/media/13295/20140528-ikkefortrolig-afgoerelse-dong.pdf

([23]) Decisão do Conselho da Concorrência dinamarquês de 25 de junho de 2019; https://www.kfst.dk/media/54483/20190625-fusion-se--eniig.pdf

([24]) Ver os pontos 94 a 97 do pedido.

foi inferior entre a região ocidental da Dinamarca (DK1) e a Noruega e a Suécia, em comparação com 2018. Pelo contrário, em relação à Alemanha, a capacidade de comercialização foi mais elevada em ambas as zonas de oferta dinamarquesas. Em 2019, a infraestrutura COBRAcable teve uma capacidade de comercialização disponível no sentido da exportação e da importação de 87% da capacidade total do interconector.

(36) A Comissão observa a existência de restrições a partir do exterior na fixação dos preços em ambas as zonas: a DK1 cobra os mesmos preços que as outras zonas durante 89,3% das horas e a DK2 durante 98,4% das horas. A título de referência, no ponto 28 da decisão relativa à concentração Fortum/Uniper, a Comissão concluiu que as quatro zonas de oferta suecas formavam um único mercado geográfico porque tinham um preço idêntico durante 89,7% das horas. A Comissão observa igualmente que, segundo a requerente, os quatro maiores intervenientes com quotas de mercado superiores a 10% estão presentes tanto na DK1 como na DK2.

(37) Para efeitos da avaliação das condições estabelecidas no artigo 34.º, n.º 1, da Diretiva 2014/25/UE, e sem prejuízo da aplicação do direito da concorrência, a Comissão considera que a questão do mercado geográfico relevante para a produção e o fornecimento por grosso de eletricidade a partir de fontes convencionais e das fontes renováveis incluídas no pedido — incluindo os contratos de aquisição de energia pelas empresas — pode ficar em aberto, tanto no caso de mercados separados para a DK1 e a DK2 como de um mercado nacional único dinamarquês.

3.2.3. ANÁLISE DO MERCADO

(38) Todos os cálculos das quotas de mercado e indicações relativas à quota de produção de eletricidade baseiam-se nas informações apresentadas pela requerente.

(39) Na sua análise, a Comissão tem em conta vários fatores. Embora as quotas de mercado constituam um aspeto importante, são igualmente tidas em conta a pressão concorrencial exercida pelos produtores de países vizinhos e o número de proponentes nos concursos relativos à capacidade de energia renovável.

(40) No mercado da produção e venda por grosso de eletricidade na Dinamarca, existem atualmente três principais intervenientes no mercado sujeitos às regras de contratação pública nos termos da Diretiva 2014/25/UE, a saber: a Ørsted A/S (a seguir, designada por «Ørsted») (50,1% detida pelo Estado dinamarquês), a subsidiária dinamarquesa da Vattenfall, a Vattenfall AB (a seguir, designada por «Vattenfall») (100% detida pelo Estado sueco) e a HOFOR Energiproduktion A/S (a seguir, designada por «HOFOR») detida em última instância pelo município de Copenhaga.

(41) Atualmente, existem 18 empresas dinamarquesas que negoceiam na Nord Pool. A maioria destas empresas, como a Danske Commodities e a Centrica Energy Trading, não são empresas públicas na aceção da Diretiva 2014/25/UE.

(42) Em 2018 e 2019, a quota de mercado da Ørsted no mercado combinado DK1-DK2 (em termos de produção) foi de [20 a 30]% e de [10 a 20]%, respetivamente, a quota de mercado da Vattenfall foi de [5 a 10]% e [10 a 20]% e a quota de mercado da HOFOR foi de [0 a 5]% e [0 a 5]%. Os maiores concorrentes destas empresas, que não estão abrangidos pelas regras de contratação pública, são a Vindenergi Danmark (com quotas de mercado de [40 a 50]% e [40 a 50]%) e a Energi Danmark ([10 a 20]% e [10 a 20]%). As quotas de mercado nos mercados DK1 e DK2 situaram-se, em geral, no mesmo intervalo (Ørsted [20 a 30]% no DK1 e [10 a 20]% no DK2 em 2018, [20 a 30]% no DK1 e [10 a 20]% no DK2 em 2019, Vattenfall [5 a 10]% no DK1 e [0 a 5]% no DK2 em 2018, [10 a 20]% no DK1 e [0 a 5]% no DK2 em 2019, HOFOR [0 a 5]% no DK1 e [5 a 10]% no DK2 em 2019). Se o mercado geográfico relevante for mais vasto do que a Dinamarca, estas quotas de mercado serão inferiores.

(43) As importações e exportações são uma característica muito significativa do mercado dinamarquês da eletricidade. Em 2018 e 2019, o consumo de eletricidade foi de cerca de 33,5 TWh. As importações representaram cerca de 45,6% do consumo total em 2018, ao passo que a produção nacional representou 41% do consumo em 2018 e 48% em 2019. As exportações também são significativas, uma vez que representaram 73% e 62% da produção de eletricidade dinamarquesa em 2018 e 2019.

(44) Tal mostra a dimensão da integração do mercado dinamarquês da eletricidade num mercado geográfico mais vasto e, consequentemente, a pressão concorrencial exercida sobretudo, mas não exclusivamente, pelos produtores de eletricidade de países vizinhos sobre os produtores dinamarqueses através dos interconectores transfronteiriços.

(45) No que diz respeito aos preços à vista da venda por grosso, os preços nórdicos são fixados na bolsa Nord Pool. O preço médio por hora no mercado à vista para a DK1 e a DK2 foi de 38,50 e 39,84 EUR, respetivamente, por MWh em 2019, o que representa uma diminuição de 13% em ambas as zonas desde 2018. Em 2019, o preço do sistema foi de 38,94 EUR/MWh. O preço do sistema nórdico é o preço à vista fictício que seria praticado se todos os países nórdicos fossem uma única zona de oferta. Em geral, os preços da DK1 são inferiores aos da DK2, devido à potência aí instalada relativamente elevada das turbinas eólicas que ajuda a baixar os preços. Em 2019, o preço médio à vista foi de 39,28 EUR/MWh na Noruega, 37,68 EUR/MWh na Alemanha e 38,79 EUR/MWh na Suécia, muito semelhante ao preço praticado nas regiões DK1 e DK2.

(46) Na Dinamarca, cerca de 6% da eletricidade é comercializada no mercado único europeu intradiário XBID. O mercado intradiário baseia-se na negociação contínua com transações efetuadas mediante pagamento com base no preço proposto, por oposição ao mercado diário, que se baseia em leilões com um único preço uniforme. O mercado intradiário é utilizado para ajustar os planos de consumo e de produção no que diz respeito, nomeadamente, ao restabelecimento do equilíbrio das carteiras. Tal significa que o preço no mercado intradiário por cada hora começa no preço à vista, aumentando ou diminuindo depois se se verificarem acontecimentos imprevistos durante o período de negociação. Em 2019, o preço médio anual do mercado intradiário na DK1 foi de 35,1 EUR/MWh. Na DK2, foi de 36,7 EUR/MWh. Em 2018, o preço médio na DK1 foi de 40,4 EUR/MWh e 41,9 EUR/MWh na DK2.

(47) Outros cálculos incluídos no pedido ([25]) mostram que os preços na DK1 e na DK2 são, na maior parte do tempo, os mesmos que numa ou mais zonas de preços vizinhas. Em 2018 e 2019, os preços na DK1 foram os mesmos que noutra zona de preços da região (DK2, SE3, SE4, NO2 e DE) 94,8% e 96,3% do tempo; os preços na DK2 foram os mesmos que noutra zona de preços da região (DK1, SE3, SE4, NO2 e DE) 98,8% e 98,6% do tempo. Além disso, a correlação entre as duas zonas dinamarquesas e o sistema nórdico e o preço grossista alemão é bastante elevada, oscilando entre 64% e 83% durante o período de 2017-2018.

(48) A Dinamarca tem uma capacidade muito grande nas interligações com os países vizinhos, equivalendo a cerca de 90% do seu pico de procura interna. Devido à forte integração com os países vizinhos, a Dinamarca apenas tem um preço de mercado à vista distinto para a eletricidade na DK1 e na DK2 durante cerca de 10% do tempo. No tempo restante, o preço grossista na DK1 e na DK2 é idêntico ao preço da Alemanha, da Noruega ou da Suécia.

(49) A Comissão considera que estes elementos demonstram uma forte convergência entre os preços da eletricidade na Dinamarca e os preços nos países nórdicos e na Alemanha.

3.2.4. CONCLUSÃO

(50) As entidades adjudicantes detêm uma quota de mercado limitada no mercado da produção e venda por grosso de eletricidade na Dinamarca objeto do pedido.

(51) O elevado nível de importações e exportações de eletricidade, em comparação com a produção de eletricidade dinamarquesa, combinado com a capacidade de interconexão com os países vizinhos, mostra que o mercado da eletricidade e de venda por grosso na Dinamarca está largamente integrado num mercado transnacional mais vasto. Ainda que o mercado geográfico não seja necessariamente transnacional, as importações de eletricidade na Dinamarca exercem, de qualquer modo, uma pressão concorrencial sobre os preços grossistas da eletricidade na Dinamarca durante um número significativo de horas por ano.

(52) Tal é ainda confirmado pelos dados fornecidos pela requerente sobre os preços grossistas, que demonstram que os preços dinamarqueses são muito semelhantes aos praticados na Nord Pool e na Alemanha.

(53) O objetivo da presente decisão consiste em determinar se as atividades de produção e venda por grosso de eletricidade estão expostas a um nível de concorrência tal (em mercados onde o acesso não é limitado) que garanta — mesmo sem a disciplina das regras pormenorizadas dos contratos públicos definidas pela Diretiva 2014/25/UE — que os contratos para a realização das atividades em causa serão celebrados de forma transparente e não discriminatória, e com base em critérios que permitam à entidade adjudicante identificar a solução globalmente mais vantajosa em termos económicos.

([25]) Ver o ponto 95 do pedido.

(54) Tendo em conta os fatores acima examinados, a Comissão pode concluir que a atividade de produção e venda por grosso de eletricidade a partir de fontes convencionais e de parques eólicos marítimos sujeita a contratação pública na Dinamarca está diretamente exposta à concorrência num mercado de acesso não limitado, na aceção do artigo 34.º, n.º 1, da Diretiva 2014/25/UE.

4. **CONCLUSÃO**

(55) Para efeitos da presente decisão, e sem prejuízo da aplicação do direito da concorrência, resulta dos considerandos 11 a 53 que a produção e a venda por grosso de eletricidade a partir de fontes convencionais e de parques eólicos marítimos objeto de contratação pública na Dinamarca estão expostas à concorrência num mercado de acesso não limitado, na aceção do artigo 34.º da Diretiva 2014/25/UE. Por conseguinte, a Diretiva 2014/25/UE não deve continuar a ser aplicável aos contratos destinados a permitir o exercício dessa atividade na Dinamarca.

(56) A Diretiva 2014/25/UE deve continuar a ser aplicável aos contratos destinados a permitir o exercício de atividades especificamente excluídas do pedido.

(57) A presente decisão baseia-se na situação jurídica e factual existente entre outubro de 2021 e março de 2022, segundo as informações prestadas pela requerente. É passível de revisão, caso as condições de aplicabilidade do artigo 34.º da Diretiva 2014/25/UE deixem de estar reunidas, em virtude de alterações significativas na situação jurídica e factual.

(58) Importa recordar que o artigo 16.º da Diretiva 2014/23/UE ([26]) prevê a isenção de aplicação da diretiva às concessões adjudicadas por entidades adjudicantes caso, em relação ao Estado-Membro em que serão realizadas, tenha sido estabelecido, nos termos do artigo 35.º da Diretiva 2014/25/UE, que a atividade prevista se encontra diretamente exposta à concorrência, nos termos do artigo 34.º dessa diretiva. Uma vez que se concluiu que a atividade de produção e venda por grosso de eletricidade objeto do pedido está exposta à concorrência num mercado de acesso não limitado, os contratos de concessão destinados a permitir o exercício dessas atividades na Dinamarca serão excluídos do âmbito de aplicação da Diretiva 2014/23/UE.

(59) As medidas previstas na presente decisão estão em conformidade com o parecer do Comité Consultivo dos Contratos Públicos,

ADOTOU A PRESENTE DECISÃO:

Artigo único

A Diretiva 2014/25/UE não é aplicável aos contratos adjudicados pelas entidades adjudicantes que visem permitir a produção e a venda por grosso de eletricidade a partir de fontes convencionais e renováveis na Dinamarca, abrangidas pelo pedido apresentado nos termos do artigo 35.º, n.º 1, da Diretiva 2014/25/UE.

O destinatário da presente decisão é o Reino da Dinamarca.

Feito em Bruxelas, em 26 de julho de 2022.

Pela Comissão
Thierry BRETON
Membro da Comissão

([26]) Diretiva 2014/23/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de fevereiro de 2014, relativa à adjudicação de contratos de concessão (JO L 94 de 28.3.2014, p. 1).