DECISÃO DE EXECUÇÃO (UE) 2025/477 DA COMISSÃO

de 6 de março de 2025

sobre a aplicabilidade do artigo 34.º da Diretiva 2014/25/UE do Parlamento Europeu e do Conselho à adjudicação de contratos para as atividades relacionadas com a produção e venda por grosso de eletricidade na Bélgica, com exceção da eletricidade produzida nas centrais nucleares Doel 4 e Tihange 3

[notificada com o número C(2025) 1381]

(Apenas fazem fé os textos nas línguas francesa e neerlandesa)

(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. MATÉRIA DE FACTO E TRAMITAÇÃO PROCESSUAL

(1) Em 24 de julho de 2024, as autoridades belgas apresentaram à Comissão um pedido nos termos do artigo 35.º, n.º 1, da Diretiva 2014/25/UE («pedido»), em nome da Luminus, da Norther e da Ørsted («requerentes»), relativo à produção e venda por grosso de eletricidade na Bélgica, com exceção da eletricidade produzida nas centrais nucleares Doel 4 e Tihange 3. O pedido cumpre os requisitos formais estabelecidos no artigo 1.º, n.º 1, da Decisão de Execução (UE) 2016/1804 da Comissão ([2]) e no anexo I dessa mesma decisão de execução.

(2) A Luminus é detida a 68,63 % pela Electricité de France («EDF») Belgium SA, uma filial do Grupo EDF, e opera principalmente nos mercados da eletricidade e do gás e nos mercados dos serviços energéticos em França e na Bélgica.

(3) A Norther é detida a 50 % pela Elnu NV, uma filial da Elicio SA-NV, detida a 100 % pela Nethys SA-NV e a 50 % pela Boreas Wind Offshore NV, uma filial a 100 % da Eneco Wind Belgium NV. A Eneco Wind Belgium NV é uma filial da Eneco BV, um produtor e fornecedor internacional de eletricidade, gás natural e calor, e a Norther explora um parque eólico marítimo no mar do Norte na zona económica exclusiva belga.

(4) A Ørsted faz parte do grupo Ørsted, que é detido a 50,12 % pelo Estado dinamarquês. A Ørsted não tem atualmente atividades de produção ou comercialização de energia na Bélgica, mas está a ponderar iniciar atividades no domínio das energias renováveis nesse país.

(5) O pedido não foi acompanhado de uma posição fundamentada e justificada da autoridade belga da concorrência.

([1]) JO L 94 de 28.3.2014, p. 243, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2014/25/oj.

([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, ELI: http://data.europa.eu/eli/dec_impl/2016/1804/oj).

(6) Em conformidade com o anexo IV, ponto 1, alínea a), da Diretiva 2014/25/UE, tendo em conta que o livre acesso ao mercado pode ser presumido nos termos do artigo 34.º, n.º 3, primeiro parágrafo, da mesma diretiva, tal como também se indica no considerando 15 da presente decisão, a Comissão deve adotar um ato de execução na aceção do artigo 35.º da Diretiva 2014/25/UE no prazo de 105 dias úteis.

(7) Em 30 de julho de 2024, a Comissão solicitou às autoridades belgas que confirmassem, no prazo de 10 dias úteis, que os dados fornecidos pelos requerentes relativos às partes de mercado eram válidos, mesmo que divergissem dos dados oficiais publicados pela Comissão Federal belga para a regulamentação da eletricidade e do gás (CREG). A Comissão recebeu a confirmação da CREG em 2 de setembro de 2024. A Comissão solicitou esclarecimentos adicionais às autoridades belgas em 28 de novembro de 2024, que foram fornecidos em 27 de janeiro de 2025. Em conformidade com o anexo IV, ponto 2, da Diretiva 2014/25/UE, o prazo para a adoção de uma decisão de execução é, por conseguinte, fixado em 6 de março de 2025.

2. **QUADRO JURÍDICO**

(8) A Diretiva 2014/25/UE aplica-se à adjudicação de contratos para a realização de atividades relacionadas com a produção e a venda por grosso de eletricidade, conforme o artigo 9.º, n.º 1, alínea b), da mesma diretiva, exceto quando esta atividade esteja isenta nos termos do artigo 34.º da mesma diretiva.

(9) A Diretiva 2014/25/UE impõe às autoridades públicas e às empresas controladas pelo Estado nos setores da água, da energia, dos transportes e dos serviços postais a disciplina em matéria de contratos públicos, a fim de garantir a livre circulação de mercadorias, a liberdade de estabelecimento e a liberdade de prestação de serviços, bem como o respeito pelos princípios decorrentes dessas liberdades. Os motivos para esta escolha legislativa são, nos termos do considerando 1 da diretiva, o facto de as autoridades nacionais continuarem a poder influenciar o comportamento dessas entidades e o caráter fechado dos mercados em que operam as entidades desses setores.

(10) Nos termos do artigo 34.º, n.º 1, da Diretiva 2014/25/UE, os contratos destinados a permitir a realização de uma atividade a que é aplicável a diretiva não estão, a pedido de um Estado-Membro ou de uma entidade adjudicante, abrangidos pela diretiva se, no Estado-Membro em que é exercida, a atividade estiver diretamente exposta à concorrência em mercados de acesso não limitado.

(11) A exposição direta à concorrência deve ser avaliada com base em critérios objetivos, tomando em consideração as características específicas do setor em causa. Esta avaliação é, no entanto, limitada pelos prazos reduzidos aplicáveis e pela necessidade de a Comissão se basear nas informações de que dispõe. Essas informações provêm de fontes já disponíveis ou de informações obtidas no contexto do pedido, nos termos do artigo 35.º da Diretiva 2014/25/UE, e não podem ser complementadas por métodos mais morosos, incluindo, nomeadamente, inquéritos públicos dirigidos aos operadores económicos em causa ([3]).

(12) A exposição direta à concorrência num determinado mercado deve ser avaliada com base em vários critérios, sendo que nenhum dos quais é, por si só, decisivo.

(13) Para avaliar a exposição das atividades pertinentes à concorrência direta nos mercados abrangidos pela presente decisão, há que ter em conta a parte de mercado dos principais operadores, bem como a existência e o alcance de regimes públicos de apoio à produção e à venda por grosso de eletricidade de fontes renováveis na Bélgica.

(14) Como recordou o Tribunal Geral ([4]), para que o requerente possa beneficiar de uma isenção da aplicação da Diretiva 2014/25/UE, incumbe-lhe o ónus da prova de que as condições previstas no artigo 34.º da Diretiva 2014/25/UE estão preenchidas. Isto implica que o requerente deve acompanhar o seu pedido de elementos de prova exaustivos que demonstrem que as condições para a isenção estão preenchidas.

([3]) Ver processo T-575/20, SŽ – Tovorni promet/Comissão, ECLI: EU:T:2022:551, ponto 34.
([4]) Ver processo T-463/14 Österreichische Post AG / Comissão, ECLI: EU:T:2016:243, ponto 41, e processo T-575/20 SŽ – Tovorni promet / Comissão, ECLI: EU:T:2022:551, ponto 29.

3. AVALIAÇÃO

(15) Para efeitos da aplicação do artigo 34.º da Diretiva 2014/25/UE, a presente decisão tem de determinar se as atividades abrangidas pelo pedido estão, em mercados de acesso não limitado na aceção dessa disposição, expostas a um nível de concorrência que garanta que, mesmo na ausência da disciplina de contratação resultante das regras pormenorizadas aplicáveis aos contratos públicos definidas pela Diretiva 2014/25/UE, os contratos para o exercício da atividade em causa serão executados de forma transparente e não discriminatória, com base em critérios que permitam aos compradores identificar a solução globalmente mais vantajosa em termos económicos.

(16) A presente decisão baseia-se na situação jurídica e factual existente em julho de 2024, nas informações apresentadas pelos requerentes e em informações publicamente disponíveis. A decisão pode ser revista se, em consequência de alterações significativas na situação jurídica ou factual, as condições de aplicabilidade do artigo 34.º, n.º 1, da Diretiva 2014/25/UE deixarem de estar preenchidas.

3.1. Acesso não limitado ao mercado

(17) Considera-se que o acesso a um mercado não é limitado se o Estado-Membro em causa tiver transposto e aplicado os atos jurídicos pertinentes da União enumerados no anexo III da Diretiva 2014/25/UE, incluindo, no que diz respeito à produção e à venda por grosso de eletricidade, a Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho ([5]).

(18) Com base nas informações de que a Comissão dispõe, a Bélgica transpôs e aplica a Diretiva (UE) 2019/944 ([6]). Por conseguinte, considera-se que o acesso ao mercado relevante não é limitado na aceção do artigo 34.º, n.º 3, da Diretiva 2014/25/UE.

3.2. Avaliação da concorrência

3.2.1. *Definição do mercado do produto relevante*

(19) Segundo os requerentes, o mercado do produto relevante é o mercado da produção e venda por grosso de eletricidade convencional e renovável. Isto está em consonância com a prática decisória da Comissão no que diz respeito aos pedidos de isenção relacionados com a produção e a venda por grosso de eletricidade. A definição do mercado do produto constante da presente decisão não prejudica a aplicação das regras de concorrência da União.

(20) Em decisões anteriores, a Comissão concluiu que alguns regimes de subvenção não invalidavam a conclusão de que a produção de eletricidade que deles beneficia podia pertencer ao mercado do produto relevante. Na sua Decisão de Execução (UE) 2018/71 ([7]) relativa aos Países Baixos, a Comissão observou, nos considerandos 19 e 21, que a eletricidade produzida a partir de fontes renováveis era vendida diretamente no mercado e que o sistema neerlandês Stimulering Duurzame Energieproductie (SDE+) encorajava a concorrência entre as propostas, ao passo que as empresas concorrentes procuravam minimizar os seus custos (o que justificava o prémio de aquisição que receberiam). Por conseguinte, a Comissão considerou que a eletricidade produzida a partir de fontes renováveis pertencia ao mesmo mercado que a produção de eletricidade convencional. Na sua Decisão de Execução

([5]) 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, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj).

([6]) A Diretiva 2009/72/CE, referida no anexo III da Diretiva 2014/25/UE, foi substituída pela Diretiva (UE) 2019/944.

([7]) 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, ELI: http://data.europa.eu/eli/dec_impl/2018/71/oj).

(UE) 2020/1499 ([8]) relativa a Itália, a Comissão observou, nos considerandos 37 e 38, que alguns regimes de eletricidade renovável estavam sujeitos a um procedimento de concurso com um elevado número de requerentes. Consequentemente, a Comissão considerou que a produção de eletricidade que beneficiava desses regimes fazia parte do mesmo mercado que a produção de eletricidade convencional. Na sua Decisão de Execução (UE) 2020/1500 ([9]) relativa à Lituânia, a Comissão declarou, no considerando 30, que a eletricidade produzida no âmbito do terceiro regime de apoio recebeu apoio sob a forma de um prémio estabelecido através de um procedimento de concurso e concluiu que essa eletricidade fazia parte do mesmo mercado que a eletricidade convencional. Na sua Decisão de Execução (UE) 2022/1376 ([10]) relativa à Dinamarca, a Comissão observou, no considerando 29, que a atribuição de financiamento público estava sujeita à concorrência através de um procedimento de concurso que determinou o comportamento dos produtores de eletricidade renovável em matéria de contratação pública. Consequentemente, concluiu que as instalações de produção de eletricidade renovável objeto do pedido pertenciam ao mesmo mercado que a produção de eletricidade convencional. Na sua Decisão de Execução (UE) 2023/1978 ([11]) dirigida à Alemanha, a Comissão concluiu, no considerando 47, que a produção e venda por grosso de eletricidade a partir de fontes renováveis que não recebem subvenções ou subvenções diretamente relacionadas com o preço de mercado estavam diretamente expostas à concorrência.

(21) De forma geral, a Comissão concluiu que se podia considerar que a produção de eletricidade renovável concorria com a produção de eletricidade convencional, tanto no caso de não receber subvenções como no caso de as subvenções recebidas serem concedidas através de um mecanismo que garantisse que o respetivo nível estava diretamente ligado a um preço de mercado. Num certo número de casos, a Comissão considerou que a existência de um procedimento de concurso tinha garantido que as subvenções estavam associadas a um preço de mercado.

(22) A Comissão observa que a produção de eletricidade na Bélgica é apoiada por três categorias de regimes com características diferentes. Trata-se do mecanismo de remuneração da capacidade («MRC»), do regime de subvenções para as centrais nucleares Doel 4 e Tihange 3, tal como prorrogado para além de 2025 ([12]), e dos regimes de subvenções a favor da eletricidade renovável.

3.2.1.1. *Mecanismo de Remuneração da Capacidade (MRC)*

(23) Os requerentes descrevem a situação do seguinte modo. A Bélgica tenciona encerrar todos os reatores nucleares no seu território até 2025, com exceção dos dois mais recentes, um em Doel e outro em Tihange. De acordo com o operador da rede de transporte belga Elia ([13]), este encerramento irá exigir a instalação de uma capacidade adicional de entre 2 e 4 GW até 2030. No entanto, o funcionamento dos mercados grossistas não proporciona incentivos suficientes para esse investimento. É, contudo, essencial que o sistema energético disponha de uma capacidade flexível. Do ponto de vista da procura, as energias renováveis, que são intermitentes e aleatórias, têm de ser complementadas por meios de produção suficientemente flexíveis.

([8]) Decisão de Execução (UE) 2020/1499 da Comissão, de 28 de julho de 2020, sobre a aplicabilidade da Diretiva 2014/25/UE do Parlamento Europeu e do Conselho à produção e à venda por grosso de eletricidade a partir de fontes renováveis em Itália (JO L 342 de 16.10.2020, p. 8, ELI: http://data.europa.eu/eli/dec_impl/2020/1499/oj).

([9]) Decisão de Execução (UE) 2020/1500 da Comissão, de 28 de julho de 2020, relativa à aplicabilidade da Diretiva 2014/25/UE do Parlamento Europeu e do Conselho aos contratos adjudicados por atividades relacionadas com a produção e a venda por grosso de eletricidade na Lituânia (JO L 342 de 16.10.2020, p. 15, ELI: http://data.europa.eu/eli/dec_impl/2020/1500/oj).

([10]) 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 (JO L 206 de 8.8.2022, p. 42, ELI: http://data.europa.eu/eli/dec_impl/2022/1376/oj).

([11]) Decisão de Execução (UE) 2023/1978 da Comissão, de 21 de setembro de 2023, relativa à aplicabilidade do artigo 34.º da Diretiva 2014/25/UE do Parlamento Europeu e do Conselho à adjudicação de contratos para as atividades relacionadas com a produção e a venda por grosso de eletricidade de fontes renováveis na Alemanha, com exceção da eletricidade produzida a partir de fontes renováveis em instalações que entraram em funcionamento antes de 1 de agosto de 2014 e que continuam a receber financiamento público, bem como para as atividades relacionadas com a produção e a venda por grosso de eletricidade de parques eólicos marítimos em funcionamento após 1 de janeiro de 2012 e sujeitos à Lei das Energias Renováveis de 2012 (Erneuerbare--Energien-Gesetz) na Alemanha (JO L 235 de 25.9.2023, p. 13, ELI: http://data.europa.eu/eli/dec_impl/2023/1978/oj).

([12]) Atendendo a que a produção e a venda por grosso de eletricidade das centrais Doel 4 e Tihange 3 não são abrangidas pelo pedido, a Comissão não analisará este regime.

([13]) Ver Elia, *Adequacy & flexibility study for Belgium (2024-2034)*, 29 de junho de 2023, p. 15, 191, 205, 223, 269, disponível em https://issuu.com/eliagroup/docs/adequacy_flexibility_study_for_belgium_2024-203?fr=sOTBhNDYxOTUwMTY.

(24) Os requerentes acrescentam que a Bélgica introduziu o MRC por este motivo. A partir do momento em que um produtor pode garantir a disponibilidade da sua produção, torna-se elegível para o mecanismo, independentemente da tecnologia ou da fonte da energia utilizada. O MRC, que entrou em vigor em março de 2021, incentiva o investimento ao garantir uma rentabilidade suficiente para os projetos que proporcionem picos de produção e mecanismos de equilíbrio. O MRC baseia-se em leilões competitivos. Este mecanismo foi aprovado pela Decisão (UE) 2022/639 da Comissão ([14]) em 2021.

(25) Segundo os requerentes, as atividades que beneficiam do mecanismo MRC pertencem ao mercado geral da produção e venda por grosso de eletricidade, uma vez que i) a eletricidade é vendida diretamente no mercado grossista, ii) não beneficia da prioridade de injeção, iii) não beneficia da isenção da responsabilidade em matéria de compensação; iv) a subvenção não fornece cobertura contra o risco de mercado; e v) o montante da subvenção apenas cobre os sobrecustos líquidos associados aos custos de construção, manutenção e funcionamento de uma central termoelétrica destinada a garantir a segurança do aprovisionamento, após dedução das receitas de mercado dessa central. A Comissão partilha este ponto de vista.

3.2.1.2. *Regimes de subvenção a favor da eletricidade renovável*

(26) Os requerentes propuseram agrupar os regimes de subvenção aplicáveis à produção de eletricidade renovável na Bélgica nas seguintes categorias:

3.2.1.2.1. Prémios fixos e legalmente definidos

(27) Esta categoria inclui: os parques eólicos marítimos C-Power, Belwind, Northwind e Nobelwind, o primeiro regime de certificados verdes da região de Bruxelas (instalações construídas entre 2004 e junho de 2011), o primeiro e o segundo regimes de certificados verdes da região da Valónia (instalações construídas entre 2002 e julho de 2014) e o primeiro regime de certificados verdes da região da Flandres (instalações construídas entre 2009 e 2012).

(28) Os requerentes alegam que esses parques eólicos marítimos devem ser considerados como pertencendo ao mercado geral da produção e da venda por grosso, uma vez que as subvenções recebidas apenas cobrem os sobrecustos líquidos dos projetos. Contudo, nas decisões referidas no considerando 18, a Comissão considerou repetidamente que as instalações que beneficiam de subvenções fixas não fazem parte do mercado geral da produção e venda por grosso de eletricidade. Para a Comissão, essas subvenções protegem os beneficiários contra a concorrência, proporcionando níveis de receitas garantidos. A Comissão não vê qualquer razão para se afastar desta abordagem.

3.2.1.2.2. Prémios dependentes do preço do mercado da eletricidade e legalmente definidos

(29) Esta categoria inclui: o segundo regime de certificados verdes da região de Bruxelas (instalações construídas a partir de julho de 2011), o terceiro regime de certificados verdes da região da Valónia (instalações construídas a partir de julho de 2014), o primeiro regime de certificados verdes da região da Flandres (instalações construídas a partir de 2013), e os parques eólicos marítimos Norther, Rentel, Seamade e Northwester II.

(30) Para os regimes regionais, os custos dos projetos são reavaliados anualmente e o custo estimado dos projetos instalados é indexado de modo a ter em conta as variações nas despesas de funcionamento. Para os parques eólicos marítimos, a subvenção está sujeita a uma indexação mensal específica do projeto que se baseia num índice de preços no consumidor.

(31) Os requerentes alegam que as instalações que recebem subvenções que dependem do preço do mercado da eletricidade e cujo prémio é legalmente definido fazem parte do mercado geral da produção e venda por grosso de eletricidade. A Comissão concorda com este ponto de vista, uma vez que essas subvenções estão associadas a um preço de mercado.

([14]) Decisão (UE) 2022/639 da Comissão, de 27 de agosto de 2021, relativa ao regime de auxílio SA.54915 — 2020/C (ex 2019/N) — Bélgica — Mecanismo de remuneração da capacidade (JO L 117 de 19.4.2022, p. 40, ELI: http://data.europa.eu/eli/dec/2022/639/oj).

3.2.1.2.3. Prémios dependentes do preço do mercado da eletricidade, definidos através de um processo de leilão competitivo

(32) Esta categoria inclui os projetos da zona denominada Princess Elisabeth. Na opinião dos requerentes, dado que as futuras instalações que irão beneficiar deste regime receberão subvenções definidas através de um processo de leilão competitivo, as mesmas devem fazer parte do mercado geral da produção e venda por grosso de eletricidade. A Comissão partilha deste ponto de vista, uma vez que as referidas subvenções estão associadas a um preço de mercado.

3.2.1.2.4. Subvenção baseada na capacidade — nível de subvenção definido através de um processo de leilão competitivo

(33) Esta categoria inclui os projetos solares e eólicos terrestres de pequena ou média capacidade instalados na Flandres entre 2021 e 2023. Na opinião dos requerentes, dado que essas instalações recebem subvenções definidas através de um processo de leilão competitivo, devem fazer parte do mercado geral da produção e venda por grosso de eletricidade. A Comissão partilha deste ponto de vista, pois as referidas subvenções estão associadas a um preço de mercado.

3.2.1.2.5. Instalações que deixaram de receber subsídios

(34) Os requerentes alegam que as instalações que deixaram de receber subvenções devem fazer parte do mercado geral da produção e venda por grosso de eletricidade. A Comissão concorda com este ponto de vista, uma vez que estas instalações não recebem qualquer subvenção e vendem a sua produção recebendo apenas o preço do mercado da eletricidade. Isto está em consonância com a abordagem adotada em anteriores decisões de isenção, como a Decisão de Execução (UE) 2023/1978 relativa à Alemanha.

(35) A Comissão constata que o mercado geral da produção e venda por grosso de eletricidade é composto pela produção e venda por grosso de eletricidade convencional, pela produção e venda por grosso de eletricidade apoiada pelo MRC, e pela produção e venda por grosso de eletricidade renovável que recebem subvenções baseadas nos preços do mercado. A produção e venda por grosso de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis que recebem prémios fixos e legalmente definidos constituem um mercado distinto.

3.2.2. ***Definição do mercado geográfico relevante***

(36) Segundo os requerentes, com base na prática decisória da Comissão, o mercado geográfico relevante deve ser definido como nacional, compreendendo o território da Bélgica ([15]). Os requerentes sublinham que a Bélgica tem fortes ligações com os outros países da Europa Central e Ocidental (Áustria, Bélgica, França, Alemanha, Luxemburgo e Países Baixos).

(37) Na sua prática anterior ([16]), a Comissão considerou que o mercado da produção e venda por grosso de eletricidade tem um âmbito nacional. A posição dos requerentes é consentânea com a prática da Comissão.

(38) Na ausência de qualquer indicação em contrário, para efeitos da avaliação ao abrigo da presente decisão e sem prejuízo da legislação da UE aplicável em matéria de concorrência, pode considerar-se que o âmbito geográfico da produção e venda por grosso de eletricidade de fontes convencionais e renováveis corresponde ao território da Bélgica.

3.2.3. ***Análise do mercado***

(39) A Comissão pretende avaliar, nesta fase, se as atividades abrangidas pelo pedido estão ou não expostas a um nível de concorrência suficiente para garantir que a disciplina em matéria de contratos públicos prevista na Diretiva 2014/25/UE não é necessária. No caso em apreço, os fatores a ter em conta para efetuar esta avaliação são as partes de mercado, os níveis de concentração e a influência das importações de eletricidade sobre a concorrência no mercado belga da produção e venda por grosso de eletricidade.

([15]) Pedido, ponto 3.2.

([16]) Ver Decisão de Execução (UE) 2018/71, Decisão de Execução (UE) 2020/1500, Decisão de Execução (UE) 2023/1978, *op. cit.*

3.2.3.1. *Instalações de produção de eletricidade renovável que recebem prémios fixos e legalmente definidos*

(40) Tal como o fizera já nas suas decisões anteriores referidas no considerando 18, a Comissão considera, no caso em apreço, que as subvenções fixas e legalmente definidas destinadas a apoiar a produção de eletricidade renovável não garantem que as instalações que delas beneficiam estão diretamente expostas à concorrência.

(41) Por conseguinte, uma vez que as condições estabelecidas no artigo 34.º da Diretiva 2014/25/UE não estão preenchidas, a Diretiva 2014/25/UE deve continuar a aplicar-se aos contratos destinados a permitir a realização de atividades de produção de eletricidade renovável na Bélgica que recebem prémios fixos e legalmente definidos.

3.2.3.2. *Partes de mercado no mercado geral da produção e venda por grosso de eletricidade na Bélgica*

(42) Os requerentes apresentam a seguinte panorâmica das partes de mercado no período de 2019-2023 no mercado da produção e venda por grosso de eletricidade.

Partes de mercado dos cinco maiores produtores da Bélgica (energia produzida, em MWh)	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Engie	64 %	64 %	62,4 %	53,5 %	52,2 %
Luminus	13,7 %	13,7 %	11,9 %	13,7 %	14,1 %
RWE	2,6 %	2,6 %	3 %	2,8 %	2,7 %
Eneco	3,1 %	3,1 %	3,2 %	4,4 %	4,2 %
Total Energies	2,5 %	2,5 %	3,5 %	3,5 %	3,3 %
Partes de mercado dos cinco maiores produtores na Bélgica (capacidade instalada, em MW)	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Engie	43,7 %	43,7 %	41,9 %	37,8 %	33,5 %
Luminus	11,4 %	11,4 %	11,1 %	10,5 %	10,2 %
RWE	2,6 %	2,6 %	2,4 %	2,4 %	2,5 %
Eneco	4,2 %	4,2 %	4,1 %	4,3 %	4,5 %
Total Energies	3,7 %	3,7 %	3,5 %	3,8 %	3,9 %

(43) A diminuição da parte de mercado da Engie em 2022 e 2023 deveu-se principalmente ao encerramento dos reatores nucleares Doel 3 (setembro de 2022) e Tihange 2 (março de 2023).

(44) Prevê-se que a parte de mercado da Engie continue a diminuir a partir de 2025, com o encerramento de três outros reatores, Doel 1, Doel 2 e Tihange 1. Os restantes reatores nucleares, Doel 4 e Tihange 3, serão explorados até 2035, em virtude de um acordo entre o Governo belga e a Engie.

(45) Segundo os requerentes, a parte de mercado da Engie na produção e venda por grosso de eletricidade na Bélgica terá sido de 52 % em 2023 e de 44 % em 2024 e de 32 % em 2025. Tal deve-se ao facto de se considerar que, a partir de 2025, a produção dos dois reatores nucleares restantes fica dividida entre a Engie e o Estado belga; com efeito, estes reatores serão explorados pela BE-NUC, uma empresa comum entre a Engie e o Estado belga, detendo cada um 50 %.

(46) O índice Herfindahl-Hirschman (HHI), que mede a concentração do mercado, situa-se nos seguintes níveis (muito elevados a elevados) para o mercado da produção e venda por grosso de eletricidade na Bélgica:

HHI	2019	2020	2021	2022	2023
	4 108	3 996	4 343	4 115	3 150

Prevê-se que diminua significativamente (2 253) a partir de 2025, uma vez que a produção a partir de reatores nucleares permanecerá estável, enquanto a produção a partir de fontes renováveis aumentará.

(47) A parte de mercado das três maiores empresas no mercado da produção e venda por grosso de eletricidade diminuiu de 79 % para 72 % entre 2019 e 2023.

(48) A Comissão observa que o mercado belga da produção e venda por grosso de eletricidade tem estado, até agora, altamente concentrado. A concentração deverá sofrer uma redução após 2025 devido ao encerramento previsto de três outros reatores nucleares.

3.2.3.3. *Análise da pressão concorrencial exercida pelas importações de eletricidade*

(49) Os requerentes explicam que, embora a concentração do mercado seja elevada, as importações de eletricidade exercem uma importante pressão concorrencial.

(50) A Comissão reconhece que, efetivamente, as importações de eletricidade exercem alguma pressão concorrencial. No entanto, a Comissão observa igualmente que, nos últimos dez anos, a Bélgica exportou eletricidade principalmente para países vizinhos. De acordo com os dados fornecidos pelos requerentes ([17]), a Bélgica foi um importador líquido de eletricidade em 2023, mas um exportador líquido entre 2018 e 2022. Nos próximos anos, é provável que a Bélgica venha a importar mais eletricidade devido ao encerramento de reatores nucleares.

(51) Os requerentes comparam a situação da Bélgica com a da Lituânia, onde a Comissão reconheceu a importância das importações de eletricidade ([18]). Contudo, os dois casos são diferentes, já que, na Lituânia, as importações representaram 80 % da procura de eletricidade em 2018, ao passo que na Bélgica as importações apenas deverão representar 20 a 40 % da procura de eletricidade nos próximos 10 anos, de acordo com um estudo da CREG referido no pedido ([19]).

(52) Por conseguinte, a Comissão não partilha a opinião dos requerentes segundo a qual a importância das importações é comparável nos casos belga e lituano. Tendo em conta as diferenças expostas nos considerandos 46 e 47, a Comissão conclui que as importações de eletricidade não podem ser consideradas um fator decisivo para medir a exposição à concorrência no mercado belga da produção e venda por grosso de eletricidade.

(53) Todavia, a Comissão reconhece que as importações de eletricidade podem exercer uma pressão concorrencial sobre a produção de eletricidade no futuro, dado que a capacidade da Bélgica ficará reduzida com o encerramento previsto de três reatores nucleares em 2025. Esta tendência ainda não se concretizou, visto que, nos últimos cinco anos, a Bélgica foi sobretudo um exportador líquido.

3.2.3.4. *Entidades adjudicante ativas no mercado geral da produção e venda por grosso de eletricidade na Bélgica*

(54) Os requerentes explicam que a Luminus é uma entidade adjudicante, já que é detida a 68,63 % pela EDF Belgium SA, filial a 100 % do grupo EDF, uma sociedade anónima de direito francês detida pelo Estado francês.

([17]) N.º 121 do pedido.
([18]) Ver considerandos 51 e 52 da Decisão de Execução (UE) 2020/1500, *op. cit.*
([19]) Ver quadro 9 do anexo II do pedido.

(55) Os requerentes consideram que a Norther é uma entidade adjudicante, pois é detida a 50 % pela Nethys, ela própria uma filial detida a 100 % pela Enodia, uma empresa «intermunicipal» detida pela província de Liège, por 74 municípios da zona de Liège e pela região da Valónia. A Comissão concorda que a Norther deve ser considerada uma entidade adjudicante. Para além da Norther, a Nethys controla, através da sua filial Elicio, várias filiais na Bélgica ([20]) ativas na produção e venda por grosso de eletricidade renovável (a seguir, «as outras filiais da Nethys»), que a Comissão considera serem entidades adjudicantes.

(56) Segundo os requerentes, as partes de mercado combinadas das entidades adjudicantes (um grupo no qual os requerentes incluem a Luminus e a Norther, mas por enquanto não a Ørsted, uma vez que esta última ainda não está ativa na Bélgica) no mercado geral da produção e venda por grosso de eletricidade na Bélgica representaram entre 20 e 30 % da capacidade e entre 15 e 20 % da produção no período de 2019-2023 ([21]).

(57) Apesar de indicarem que a Engie é detida a 23,64 % pelo Estado francês, que controla 33,97 % dos direitos de voto, os requerentes afirmam que a Engie não opera nas plataformas europeias de contratação pública porque, a seu ver, não está sujeita à diretiva ([22]).

(58) A Caisse des Dépôts et Consignations («CDC»), uma instituição pública francesa, detém 3,63 % das ações e 3,53 % dos direitos de voto ([23]). Os acionistas públicos franceses, com 27,27 % das ações e 38,03 % dos direitos de voto, têm uma minoria de bloqueio.

(59) Os restantes acionistas importantes da Engie são The Capital Group Companies (6,37 % das ações, 5,05 % dos direitos de voto), a Blackrock (4,51 % das ações e 3,44 % dos direitos de voto) e os trabalhadores da Engie (3,49 % das ações e 4,18 % dos direitos de voto). Assim, as entidades adjudicantes francesas são, de longe, o maior acionista da Engie.

(60) Nas últimas cinco assembleias gerais anuais (AGA) dos acionistas da Engie, o Estado francês e a CDC detinham mais de metade dos votos efetivamente expressos pelos acionistas. Com base nas folhas de voto das AGA disponíveis no sítio Web da Engie ([24]), a Comissão efetua o seguinte cálculo para o exercício dos direitos de voto:

	2020	2021	2022	2023	2024
Parte das entidades públicas francesas (Estado + CDC) (em % do total dos direitos de voto)	36,9	36,91	37,3	37,3	38,03

([20]) Elicio plateau de Bassenge, Elicio Wind for Water NV, Elicio WP NV, Elicio Bastogne NV, Elicio Maldegem NV, Elicio Berlare NV, Elicio SLH NV e Elicio Plus NV, tal como mencionado no anexo 1 da resposta das autoridades belgas de 27 de janeiro de 2025.

([21]) N.º 116 do pedido.

([22]) N.º 164 do pedido.

([23]) Ver https://www.engie.com/en/shareholders/engie-share/shareholder-structure.

([24]) Ver https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-05/R%C3%A9sultat%20Des%20Votes%20VF%20AGM%2030.04.2024.pdf
https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2023-04/R%C3%A9sultat%20Des%20Votes.pdf
https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2022-04/ENGIE%20-%20Re%CC%81sultat%20du%20scrutin%20en%20franc%CC%A7ais.pdf
https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-05/ENGIE%20-%20R%C3%A9sultat%20du%20scrutin%20en%20fran%C3%A7ais.pdf
https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2020-05/ENGIE%20-%20R%C3%A9sultat%20du%20scrutin%20AG%20du%2014-05-2020.pdf.

	2020	2021	2022	2023	2024
Percentagem de votos expressos (em % do total dos direitos de voto)	71,682	68,472	70,6	74,17	72,1
Percentagem dos direitos de voto detidos pelas entidades adjudicantes francesas (em % dos votos expressos)	51,48	53,9	52,83	50,29	52,75

(61) Nos termos da legislação francesa ([25]), o Estado francês tem igualmente a possibilidade de transformar uma ação ordinária da Engie numa «golden share» (direitos especiais) através de um decreto, se estiverem em causa interesses nacionais essenciais, designadamente a continuidade e a segurança do aprovisionamento. Esta «golden share» confere direitos específicos ao Estado, que pode assim opor-se à venda de ativos estratégicos a terceiros ou a subordinar ao acordo do ministro da Economia a entrada de novos acionistas no capital da sociedade acima de um determinado limiar.

(62) A Comissão deu à Engie a oportunidade de apresentar observações sobre este ponto específico, o que a empresa fez em 24 de dezembro de 2024. A Engie alega que o Estado e a CDC não devem ser considerados como uma entidade adjudicante única e que, mesmo que o fossem, não se pode presumir que exercem uma influência dominante sobre a Engie. A empresa acrescenta que o Estado francês apenas nomeia três dos catorze membros do conselho de administração da Engie.

(63) Alega ainda que, nos termos do artigo 4.º, n.º 2, alínea b), da diretiva, só a maioria dos votos correspondentes às ações emitidas pela empresa é relevante, e não a percentagem de votos expressos nas assembleias gerais de acionistas. No entanto, a definição de empresa pública constante do artigo 4.º, n.º 2, primeira frase, da diretiva inclui a influência dominante exercida pelas entidades adjudicantes através da maioria dos votos expressos nas assembleias gerais de acionistas. A influência dominante através do controlo da maioria dos votos associados às ações emitidas pela empresa, a que se refere o artigo 4.º, n.º 2, alínea b), é um dos casos em que se presume essa influência dominante; tal não exclui uma influência dominante noutras situações.

(64) A Comissão considera que, tendo em conta os elementos descritos nos considerandos 57 a 63, as autoridades adjudicantes exercem uma influência dominante sobre a Engie na aceção do artigo 4.º, n.º 2, da Diretiva 2014/25/UE. Por conseguinte, a Engie deve ser considerada uma entidade adjudicante nos termos do referido artigo.

(65) A Comissão considera que a situação concorrencial da Engie e da Luminus, por um lado, e, por outro, a da Norther, das outras filiais da Nethys e da Ørsted, é muito diferente. Tanto a Engie como a Luminus têm uma forte presença de longa data no mercado belga da produção e venda por grosso de eletricidade. Em 2019, as suas partes de mercado foram de 64 % e 13,7 %, respetivamente, e em 2023 foram de 52,2 % e 14,1 % ([26]). Mesmo após 2025, com base nas previsões dos requerentes, a Engie e a Luminus manterão uma posição muito forte no mercado belga da produção e venda por grosso de eletricidade, uma vez que se espera que continuem a ser, de longe, os maiores operadores no mercado até, pelo menos, 2034 ([27]).

(66) As fortes posições cumuladas da Engie e da Luminus no mercado belga de produção e venda por grosso da eletricidade são reforçadas pela diversificação das suas carteiras de produção. Estas incluem a produção das centrais nucleares situadas na Bélgica ([28]), o que lhes dá acesso a uma fonte de produção de eletricidade de base estável, flexível e – graças ao seu baixo custo marginal – competitiva. Além disso, ambas exploram também centrais hidroelétricas e centrais a gás na Bélgica, que asseguram uma produção flexível de eletricidade durante os picos de procura.

([25]) Artigo L111-69 do Código da energia, alterado pela Lei 2019-486 relativa ao crescimento e à transformação das empresas («Loi Pacte»).

([26]) Ver quadro 8 do anexo II do pedido.

([27]) Ver quadro 8 do anexo II do pedido.

([28]) Tanto a Engie como a Luminus beneficiam igualmente de direitos de saque em algumas centrais nucleares francesas. O acionista maioritário da Luminus (a EDF) explora uma frota de 56 reatores nucleares em França. A produção francesa de eletricidade nuclear pode ser importada na Bélgica através das interconexões entre os dois países.

(67) Além disso, o índice HHI, referido no considerando 46, revela níveis elevados de concentração do mercado e, no que toca às partes de mercado, demonstra que os concorrentes demoram muito tempo a impor-se face à posição dominante dos operadores bem estabelecidos. Com efeito, a concentração do mercado só deverá diminuir significativamente na sequência do encerramento previsto de reatores nucleares na Bélgica, e não devido a novas entradas no mercado ou ao alargamento deste.

(68) A situação das entidades adjudicantes Norther, outras filiais da Nethys e Ørsted é, no entanto, diferente. Atualmente, a Norther apenas explora um parque eólico. A produção de eletricidade a partir do vento não é flexível e depende das condições meteorológicas. A Ørsted ainda não está presente no mercado belga da produção e venda por grosso de eletricidade. Mesmo nos próximos dez anos, não se prevê que estas duas empresas se tornem intervenientes importantes na Bélgica ([29]). Ambas enfrentam a concorrência dos principais operadores, a Engie e a Luminus. Assim sendo, as atividades da Norther e da Ørsted no mercado de produção e venda grossista de eletricidade na Bélgica devem ser consideradas como estando diretamente expostas à concorrência.

(69) Embora a isenção prevista nos artigos 34.º e 35.º da Diretiva 2014/25/UE tenha até agora sido concedida ou recusada, em função das circunstâncias, relativamente à atividade no mercado relevante considerada no seu conjunto, o caso em apreço apresenta características que tornariam essa abordagem incompatível com o objetivo perseguido pela diretiva, a saber, garantir o respeito, pelos operadores de redes detidos pelo Estado, das liberdades do mercado interno em matéria de contratação sem sobrecarregar desnecessariamente as atividades que estão diretamente expostas à concorrência.

(70) Os setores económicos abrangidos pela Diretiva 2014/25/UE caracterizam-se pela presença de antigos monopólios estatais que continuam a ser controlados ou influenciados pelas autoridades públicas, que podem estar a enfrentar diferentes graus de concorrência e cujas partes de mercado, embora em declínio, permanecem frequentemente elevadas. A influência das autoridades públicas sobre as entidades adjudicantes acarreta o risco de, na ausência de aplicabilidade da diretiva relativa aos contratos públicos, os fornecedores nacionais serem favorecidos aquando da adjudicação dos contratos públicos da entidade adjudicante em causa. A situação é, porém, diferente no caso em apreço, uma vez que alguns dos requerentes são entidades adjudicantes com uma pequena parte de mercado, que, por vezes, são meramente concorrentes potenciais ou novos operadores no mercado relevante. Parece que, apesar de se poder considerar que a atividade de alguns dos requerentes está, por esse motivo, diretamente exposta à concorrência, nomeadamente por parte das entidades adjudicantes estabelecidas que são operadores históricos com grandes partes de mercado, não pode ser concedida uma isenção a todos os requerentes, nem à atividade considerada no seu conjunto no mercado da produção e da venda grossista de eletricidade na Bélgica exercida por todas as entidades que nele operam. Contudo, recusar conceder a isenção aos requerentes cujas atividades estão diretamente expostas à concorrência pelo facto de as atividades de outros intervenientes importantes no mercado não estarem diretamente expostas à concorrência seria contrário ao objetivo perseguido pelo artigo 34.º da Diretiva 2014/25/UE. Por conseguinte, a Comissão considera adequado, tendo em conta as características do mercado no caso em apreço, conceder a isenção a apenas alguns dos requerentes.

4. **CONCLUSÃO**

(71) Uma vez que as condições para a concessão de uma isenção estabelecidas no artigo 34.º da Diretiva 2014/25/UE não estão preenchidas, a Diretiva 2014/25/UE deve continuar a aplicar-se aos contratos destinados a permitir a realização de atividades de produção de eletricidade renovável que recebem prémios fixos e legalmente definidos na Bélgica.

(72) Tendo em conta os fatores examinados nos considerandos 40 a 70, deve considerar-se que a condição de exposição direta à concorrência estabelecida no artigo 34.º, n.º 1, da Diretiva 2014/25/UE não está satisfeita na Bélgica no que diz respeito às atividades da Engie e da Luminus relacionadas com o mercado geral da produção e venda por grosso de eletricidade na Bélgica.

(73) A Diretiva 2014/25/UE deve, por conseguinte, continuar a aplicar-se nos casos em que a Engie e a Luminus adjudicam contratos destinados a permitir essas atividades ou quando são organizados concursos de conceção, tal como definidos no artigo 2.º, ponto 17, da Diretiva 2014/25/UE, para o exercício dessas atividades na área geográfica em causa.

([29]) Ver quadro 8 do anexo II do pedido.

(74) Tendo em conta os fatores analisados nos considerandos 40 a 70, deve ser considerar-se que a condição de exposição direta à concorrência estabelecida no artigo 34.º, n.º 1, da Diretiva 2014/25/UE está satisfeita na Bélgica no que diz respeito às atividades da Norther, das outras filiais da Nethys e da Ørsted relacionadas com o mercado geral da produção e venda por grosso de eletricidade na Bélgica.

(75) Pelo contrário, a Diretiva 2014/25/UE não deve aplicar-se nos casos em que a Norther, as outras filiais da Nethys e a Ørsted adjudicam contratos destinados a permitir essas atividades ou quando são organizados concursos de conceção, tal como definidos no artigo 2.º, ponto 17, da Diretiva 2014/25/UE, para o exercício dessas atividades na área geográfica em causa.

(76) A presente decisão não prejudica a aplicação das regras da União relativas à concorrência e das disposições noutros domínios do direito da União. Em especial, os critérios e a metodologia adotados para avaliar a exposição direta à concorrência nos termos do artigo 34.º da Diretiva 2014/25/UE não são necessariamente idênticos aos utilizados para realizar uma avaliação nos termos do artigo 101.º ou 102.° do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia ou do Regulamento (CE) n.º 139/2004 do Conselho ([30]), como confirmou o Tribunal Geral da União Europeia ([31]),

ADOTOU A PRESENTE DECISÃO:

Artigo 1.º

A Diretiva 2014/25/UE continua a ser aplicável à adjudicação, pelas entidades adjudicantes, de contratos destinados a permitir a realização, na Bélgica, de atividades de produção e venda por grosso de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis que recebam prémios fixos e legalmente definidos.

Artigo 2.º

Sem prejuízo do artigo 1.º, a Diretiva 2014/25/UE não é aplicável à adjudicação pela Norther, pelas outras filiais da Nethys e pela Ørsted, de contratos destinados a permitir a realização, na Bélgica, de atividades de produção e venda por grosso de eletricidade. A Diretiva 2014/25/UE continua a ser aplicável à adjudicação, por outras entidades adjudicantes, de contratos destinados a permitir a realização, na Bélgica, de atividades de produção e venda por grosso de eletricidade.

Artigo 3.º

O destinatário da presente decisão é o Reino da Bélgica.

Feito em Bruxelas, em 6 de março de 2025.

Pela Comissão
Stéphane SÉJOURNÉ
Vice-Presidente Executivo

([30]) Regulamento (CE) n.º 139/2004 do Conselho, de 20 de janeiro de 2004, relativo ao controlo das concentrações de empresas («Regulamento das concentrações comunitárias») (JO L 24 de 29.1.2004, p. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2004/139/oj).

([31]) Acórdão do Tribunal Geral, de 27 de abril de 2016, no processo Österreichische Post AG contra Comissão, T-463/14, ECLI: EU:T:2016:243, n.º 28. Ver também a Diretiva 2014/25/UE, considerando 44.