DÉCISION D'EXÉCUTION (UE) 2025/477 DE LA COMMISSION

du 6 mars 2025

sur l'applicabilité de l'article 34 de la directive 2014/25/UE du Parlement européen et du Conseil à l'attribution de marchés pour les activités relatives à la production et à la vente en gros d'électricité en Belgique, à l'exception de l'électricité produite par les réacteurs nucléaires Doel 4 et Tihange 3

[notifiée sous le numéro C(2025) 1381]

(Les textes en langues française et néerlandaise sont les seuls faisant foi.)

(Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

LA COMMISSION EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne,

vu la directive 2014/25/UE du Parlement européen et du Conseil du 26 février 2014 relative à la passation de marchés par des entités opérant dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux et abrogeant la directive 2004/17/CE ([1]), et notamment son article 35, paragraphe 3,

après consultation du comité consultatif pour les marchés publics,

considérant ce qui suit:

1. FAITS ET PROCÉDURE

(1) Le 24 juillet 2024, les autorités belges ont présenté à la Commission une demande au titre de l'article 35, paragraphe 1, de la directive 2014/25/UE (ci-après la «demande») au nom de Luminus, Norther et Ørsted (ci-après les «demandeurs») concernant la production et la vente en gros d'électricité en Belgique, à l'exception de l'électricité produite par les réacteurs nucléaires Doel 4 et Tihange 3. La demande satisfait aux exigences formelles énoncées à l'article 1er, paragraphe 1, de la décision d'exécution (UE) 2016/1804 de la Commission ([2]) et à l'annexe I de cette même décision.

(2) Luminus est détenue à 68,63 % par Électricité de France (ci-après «EDF») Belgique SA, filiale du groupe EDF, et opère principalement sur les marchés français et belges de l'électricité et des services gaziers et énergétiques.

(3) Norther est détenue à 50 % par Elnu NV (filiale d'Elicio SA-NV détenue à 100 % par Nethys SA-NV) et à 50 % par Boreas Wind Offshore NV (filiale à 100 % d'Eneco Wind Belgium NV, qui est elle-même une filiale d'Eneco BV, producteur et fournisseur international d'électricité, de gaz naturel et de chaleur). Norther exploite un parc éolien en mer du Nord, dans la zone économique exclusive belge.

(4) Ørsted fait partie du groupe Ørsted, détenu à 50,12 % par l'État danois. L'entreprise n'exerce actuellement aucune activité de production ou de commerce de l'énergie en Belgique, mais envisage d'y lancer des activités dans le domaine des énergies renouvelables.

(5) La demande n'était pas assortie d'une position motivée et justifiée de l'autorité belge de la concurrence.

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

([2]) Décision d'exécution (UE) 2016/1804 de la Commission du 10 octobre 2016 relative aux modalités d'application des articles 34 et 35 de la directive 2014/25/UE du Parlement européen et du Conseil relative à la passation de marchés par des entités opérant dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux (JO L 275 du 12.10.2016, p. 39, ELI: http://data.europa.eu/eli/dec_impl/2016/1804/oj).

(6) Conformément au point 1, a), de l'annexe IV de la directive 2014/25/UE, la Commission doit adopter un acte d'exécution visé à l'article 35 de la directive 2014/25/UE dans un délai de 105 jours ouvrables, étant donné que le libre accès au marché peut être présumé sur la base de l'article 34, paragraphe 3, premier alinéa, de ladite directive, comme indiqué également au considérant 15 de la présente décision.

(7) Le 30 juillet 2024, la Commission a demandé aux autorités belges de confirmer, dans un délai de dix jours ouvrables, que les données fournies par les demandeurs concernant les parts de marché étaient valables, même si elles différaient des données officielles publiées par la Commission fédérale belge de régulation de l'électricité et du gaz (CREG). La Commission a reçu confirmation de la CREG le 2 septembre 2024. Le 28 novembre 2024, la Commission a demandé des éclaircissements supplémentaires aux autorités belges, lesquels ont été fournis le 27 janvier 2025. Conformément au point 2 de l'annexe IV de la directive 2014/25/UE, le délai pour l'adoption d'une décision d'exécution est par conséquent fixé au 6 mars 2025.

2. **CADRE JURIDIQUE**

(8) La directive 2014/25/UE s'applique à l'attribution de marchés pour l'exercice d'activités relatives à la production et à la vente en gros d'électricité visées à son article 9, paragraphe 1, point b), sauf si ces activités bénéficient d'une dérogation en vertu de son article 34.

(9) La directive 2014/25/UE impose aux autorités publiques et aux entreprises contrôlées par l'État dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux la discipline en matière de passation de marchés publics afin de garantir la libre circulation des marchandises, la liberté d'établissement, la libre prestation de services et le respect des principes découlant de ces libertés. Comme il ressort du considérant 1 de la directive, ce choix législatif s'explique par le fait que les autorités nationales restent en mesure d'influencer le comportement de ces entités et par le caractère fermé des marchés sur lesquels les entités de ces secteurs opèrent.

(10) En application de l'article 34, paragraphe 1, de la directive 2014/25/UE, à la demande d'un État membre ou d'une entité adjudicatrice, les marchés destinés à permettre la prestation d'une activité visée par ladite directive ne sont pas soumis à ladite directive si, dans l'État membre où elle est exercée, l'activité est directement exposée à la concurrence sur des marchés dont l'accès n'est pas limité.

(11) L'exposition directe à la concurrence doit être évaluée sur la base de critères objectifs, compte tenu des caractéristiques spécifiques du secteur concerné. Cette évaluation est toutefois limitée par la brièveté des délais applicables et par la nécessité de s'appuyer sur les informations dont dispose la Commission. Ces informations proviennent soit de sources déjà disponibles, soit d'informations obtenues dans le cadre de la demande au titre de l'article 35 de la directive 2014/25/UE, et il n'est pas possible de les compléter en recourant à des méthodes plus chronophages, y compris, en particulier, des enquêtes publiques auprès des opérateurs économiques concernés ([3]).

(12) L'exposition directe à la concurrence sur un marché donné doit être évaluée en fonction d'une série de critères qui, pris isolément, ne sont pas déterminants.

(13) Pour établir si les activités concernées sont exposées à une concurrence directe sur les marchés visés par la présente décision, il doit être tenu compte de la part de marché des principaux acteurs, ainsi que de l'existence d'une aide en faveur de la production et de la vente en gros d'électricité renouvelable en Belgique au titre de régimes publics, de même que de l'étendue d'un tel soutien.

(14) Comme l'a rappelé le Tribunal ([4]), c'est au demandeur qu'incombe la charge de la preuve pour ce qui est de démontrer que les conditions énoncées à l'article 34 de la directive 2014/25/UE sont remplies afin de pouvoir obtenir une exemption de l'application de ladite directive. Cela implique que le demandeur devrait accompagner sa demande d'éléments de preuve complets pour démontrer que les conditions de la dérogation sont remplies.

([3]) Voir arrêt dans l'affaire T–575/20, SŽ — Tovorni promet/Commission, ECLI:EU:T:2022:551, point 34.
([4]) Voir arrêt dans l'affaire T–463/14 Österreichische Post AG/Commission, ECLI:EU:T:2016:243, point 41, et arrêt dans l'affaire T–575/20 SŽ — Tovorni promet/Commission, ECLI:EU:T:2022:551, point 29.

3. ÉVALUATION

(15) Aux fins de la mise en œuvre de l'article 34 de la directive 2014/25/UE, la présente décision doit déterminer si les activités visées par la demande sont exposées, sur des marchés dont l'accès n'est pas limité au sens dudit article, à un niveau de concurrence tel que, même en l'absence de la discipline en matière de passation de marchés apportée par les règles détaillées de passation des marchés énoncées dans la directive 2014/25/UE, les marchés destinés à l'exercice de l'activité concernée pourront être passés de manière transparente et non discriminatoire et reposeront sur des critères permettant aux acheteurs de déterminer la solution d'ensemble la plus avantageuse au niveau économique.

(16) La présente décision se fonde sur la situation de droit et de fait de juillet 2024 et sur les informations fournies par les demandeurs, ainsi que sur des informations accessibles au public. Elle pourra être révisée si, à la suite de changements significatifs dans la situation de droit ou de fait, les conditions d'applicabilité de l'article 34, paragraphe 1, de la directive 2014/25/UE ne sont plus remplies.

3.1. Accès non limité au marché

(17) L'accès à un marché est considéré comme n'étant pas limité si l'État membre concerné a mis en œuvre et appliqué les actes juridiques de l'Union pertinents mentionnés à l'annexe III de la directive 2014/25/UE, y compris, en ce qui concerne la production et la vente en gros d'électricité, la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil ([5]).

(18) Sur la base des informations dont dispose la Commission, la Belgique a mis en œuvre et appliqué la directive (UE) 2019/944 ([6]). L'accès au marché en cause est par conséquent considéré comme n'étant pas limité au sens de l'article 34, paragraphe 3, de la directive 2014/25/UE.

3.2. Évaluation de la concurrence

3.2.1. *Définition du marché de produits en cause*

(19) Selon les demandeurs, le marché de produits en cause est le marché de la production et de la vente en gros d'électricité conventionnelle et renouvelable. Cela est conforme à la pratique décisionnelle de la Commission concernant les demandes de dérogation relatives à la production et à la vente en gros d'électricité. La définition de marché de produits retenue dans la présente décision est sans préjudice de l'application des règles de concurrence de l'Union.

(20) Dans des décisions antérieures, la Commission a estimé que le fait que la production d'électricité bénéficiait de certains régimes de subventions n'empêchait pas de conclure que cette production appartenait au marché de produits en cause. Dans sa décision d'exécution (UE) 2018/71 ([7]), adressée aux Pays-Bas, la Commission a noté, aux considérants 19 et 21, que l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables était vendue directement sur le marché et que le système néerlandais Stimulering Duurzame Energieproductie (SDE+) encourageait la concurrence entre les offres, alors que les sociétés concurrentes cherchaient à réduire leurs coûts (d'où le versement à ces derniers d'une prime à la vente). Elle en a donc conclu que l'électricité produite à partir de sources renouvelables relevait du même marché que l'électricité produite à partir de sources conventionnelles. Dans sa

([5]) Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE (JO L 158 du 14.6.2019, p. 125, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj).

([6]) La directive 2009/72/CE, mentionnée à l'annexe III de la directive 2014/25/UE, a été remplacée par la directive (UE) 2019/944.

([7]) Décision d'exécution (UE) 2018/71 de la Commission du 12 décembre 2017 exemptant la production et la vente en gros d'électricité aux Pays-Bas de l'application de la directive 2014/25/UE du Parlement européen et du Conseil relative à la passation de marchés par des entités opérant dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux et abrogeant la directive 2004/17/CE (JO L 12 du 17.1.2018, p. 53, ELI: http://data.europa.eu/eli/dec_impl/2018/71/oj).

décision d'exécution (UE) 2020/1499 ([8]), adressée à l'Italie, la Commission a fait observer, aux considérants 37 et 38, que certains régimes soutenant la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables faisaient l'objet d'une procédure d'appel d'offres avec un nombre élevé de demandeurs. Elle a donc considéré que la production d'électricité bénéficiant de ces régimes relevait du même marché que la production d'électricité conventionnelle. Dans sa décision d'exécution (UE) 2020/1500 ([9]), adressée à la Lituanie, la Commission a indiqué, au considérant 30, que l'électricité produite dans le cadre du troisième régime d'aide bénéficiait d'une aide fondée sur des primes mise en place par l'intermédiaire d'une procédure d'appel d'offres concurrentielle et a constaté qu'elle relevait du même marché que l'électricité produite à partir de sources conventionnelles. Dans sa décision d'exécution (UE) 2022/1376 ([10]), adressée au Danemark, la Commission a fait observer, au considérant 29, que l'attribution des subventions était soumise à concurrence à travers un processus d'offres régissant le comportement des producteurs d'électricité renouvelable en ce qui concerne leur politique des marchés publics. Elle en a donc conclu que les installations de production d'électricité renouvelable visées par la demande relevaient du même marché que les installations de production d'électricité conventionnelle. Dans sa décision d'exécution (UE) 2023/1978 ([11]), adressée à l'Allemagne, la Commission a conclu, au considérant 47, que la production et le commerce de gros d'électricité renouvelable qui ne bénéficiaient pas de subventions ou de subventions directement liées aux prix du marché étaient directement exposés à la concurrence.

(21) De façon générale, la Commission a conclu que la production d'électricité renouvelable pouvait être considérée comme concurrente de la production d'électricité conventionnelle si elle n'était pas subventionnée ou si le montant des subventions qu'elle percevait était lié mécaniquement aux prix du marché. Dans un certain nombre de cas, la Commission a jugé que l'existence d'une procédure d'appel d'offres garantissait que les subventions étaient liées aux prix du marché.

(22) La Commission constate que la production d'électricité en Belgique bénéficie d'une aide au titre de trois catégories de régimes présentant des caractéristiques différentes. Ces régimes sont le mécanisme de rémunération de la capacité (ci-après le «MRC»), le régime de subventions pour les réacteurs nucléaires Doel 4 et Tihange 3, tel qu'étendu au-delà de 2025 ([12]), et les régimes de subventions en faveur de l'électricité renouvelable.

3.2.1.1. *Le mécanisme de rémunération de la capacité (MRC)*

(23) Les demandeurs décrivent la situation comme suit. La Belgique prévoit de fermer tous les réacteurs nucléaires sur son territoire d'ici à 2025, à l'exception des deux réacteurs les plus récents, l'un à Doel et l'autre à Tihange. Selon le gestionnaire belge du réseau de transport d'électricité Elia ([13]), cette fermeture nécessitera l'installation d'une capacité supplémentaire comprise entre 2 et 4 GW d'ici à 2030. Le mode de fonctionnement des marchés de gros n'est toutefois pas suffisamment incitatif pour un tel investissement. Or, il est essentiel pour le système énergétique de disposer d'une capacité flexible. Du côté de la demande, les énergies renouvelables sont intermittentes et aléatoires, et doivent par conséquent être complétées par des moyens de production suffisamment flexibles.

([8]) Décision d'exécution (UE) 2020/1499 de la Commission du 28 juillet 2020 concernant l'applicabilité de la directive 2014/25/UE du Parlement européen et du Conseil à la production et à la vente en gros d'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables en Italie (JO L 342 du 16.10.2020, p. 8, ELI: http://data.europa.eu/eli/dec_impl/2020/1499/oj).

([9]) Décision d'exécution (UE) 2020/1500 de la Commission du 28 juillet 2020 concernant l'applicabilité de la directive 2014/25/UE du Parlement européen et du Conseil aux marchés attribués pour les activités relatives à la production et à la vente en gros d'électricité en Lituanie (JO L 342 du 16.10.2020, p. 15, ELI: http://data.europa.eu/eli/dec_impl/2020/1500/oj).

([10]) Décision d'exécution (UE) 2022/1376 de la Commission du 26 juillet 2022 sur l'applicabilité de l'article 34 de la directive 2014/25/UE du Parlement européen et du Conseil à la production et à la vente en gros d'électricité au Danemark (JO L 206 du 8.8.2022, p. 42, ELI: http://data.europa.eu/eli/dec_impl/2022/1376/oj).

([11]) Décision d'exécution (UE) 2023/1978 de la Commission du 21 septembre 2023 sur l'applicabilité de l'article 34 de la directive 2014/25/UE du Parlement européen et du Conseil à l'attribution de marchés pour les activités relatives à la production et à la vente en gros d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables en Allemagne, à l'exception de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans des installations mises en service avant le 1er août 2014 et bénéficiant toujours d'un financement public, ainsi que pour les activités relatives à la production et à la vente en gros d'électricité provenant de parcs éoliens en mer mis en service après le 1er janvier 2012 et régis par la loi de 2012 sur les sources d'énergie renouvelables (Erneuerbare-Énergien-Gesetz) en Allemagne (JO L 235 du 25.9.2023, p. 13, ELI: http://data.europa.eu/eli/dec_impl/2023/1978/oj).

([12]) La demande ne concernant pas la production et la vente en gros d'électricité issue des réacteurs nucléaires Doel 4 et Tihange 3, la Commission n'analysera pas ce régime.

([13]) Voir Elia, *Adequacy & flexibility study for Belgium (2024-2034)* (*Étude sur l'adéquation et la flexibilité en Belgique pour la période 2024-2034*, uniquement en anglais), 29 juin 2023, p. 15, 191, 205, 223 et 269, disponible à l'adresse suivante: https://issuu.com/eliagroup/docs/adequacy_flexibility_study_for_belgium_2024-203?fr=sOTBhNDYxOTUwMTY.

(24) Les demandeurs ajoutent que c'est la raison pour laquelle la Belgique a introduit le MRC. Tant qu'un producteur peut garantir la disponibilité de sa production, il est éligible au mécanisme, indépendamment de la technologie ou de la source d'énergie utilisée. Entré en vigueur en mars 2021, le MRC stimule les investissements en garantissant une rentabilité suffisante pour les projets axés sur des mécanismes de production lors des périodes de pics de la demande ou sur des mécanismes d'équilibrage. Il repose sur des enchères concurrentielles. Ce mécanisme a été approuvé en 2021 par la décision (UE) 2022/639 de la Commission ([14]).

(25) Selon les demandeurs, les activités qui bénéficient du MRC appartiennent au marché général de la production et de la vente en gros, étant donné i) que l'électricité est vendue directement sur le marché de gros, ii) qu'elle ne bénéficie pas de la priorité d'injection, iii) ni de la dérogation à la responsabilité en matière d'équilibrage; iv) que la subvention ne permet pas de couvrir le risque de marché; v) et que le montant de la subvention ne couvre que les surcoûts nets liés aux coûts de construction, d'entretien et d'exploitation d'une centrale thermique destinée à garantir la sécurité d'approvisionnement, déduction faite des revenus du marché correspondant à cette centrale. La Commission partage cet avis.

3.2.1.2. *Les régimes de subventions en faveur de l'électricité produite à partir de sources renouvelables*

(26) Les demandeurs ont proposé de regrouper les régimes de subventions applicables à la production d'électricité renouvelable en Belgique dans les catégories suivantes.

3.2.1.2.1. Primes fixes et légalement définies

(27) Cette catégorie comprend: les parcs éoliens en mer C-Power, Belwind, Northwind et Nobelwind, le premier système de certificats verts de la Région de Bruxelles-Capitale (installations mises en place entre 2004 et juin 2011), le premier et le deuxième système de certificats verts de la Région wallonne (installations mises en place entre 2002 et juillet 2014) et le premier système de certificats verts de la Région flamande (installations mises en place entre 2009 et 2012).

(28) Les demandeurs font valoir que ces parcs éoliens en mer devraient être considérés comme appartenant au marché général de la production et de la vente en gros d'électricité, puisque les subventions reçues ne couvrent que les surcoûts nets des projets. Dans les décisions mentionnées au considérant 18, la Commission a toutefois considéré de façon répétée que les installations bénéficiant de subventions fixes ne faisaient pas partie du marché de la production et de la vente en gros d'électricité. La Commission considère que, en leur garantissant un certain niveau de recettes, ces subventions permettent aux bénéficiaires de se soustraire à la concurrence. La Commission ne voit aucune raison de s'écarter de cette approche.

3.2.1.2.2. Primes légalement définies liées aux prix du marché de l'électricité

(29) Cette catégorie comprend le deuxième système de certificats verts de la Région de Bruxelles-Capitale (installations mises en place à partir de juillet 2011), le troisième système de certificats verts de la Région wallonne (installations mises en place à partir de juillet 2014), le premier système de certificats verts de la Région flamande (installations mises en place à partir de 2013), ainsi que les parcs éoliens en mer Norther, Rentel, Seamade et Northwester II.

(30) En ce qui concerne les régimes régionaux, les coûts des projets sont réévalués chaque année et les coûts estimés des projets installés sont indexés pour tenir compte des variations des dépenses de fonctionnement. Pour les parcs éoliens en mer, la subvention fait l'objet d'une indexation mensuelle propre au projet, laquelle tient compte des variations des prix à la consommation.

(31) Les demandeurs font valoir que les installations qui reçoivent des subventions légalement définies et liées aux prix du marché de l'électricité font partie du marché général de la production et de la vente en gros d'électricité. La Commission partage ce point de vue, car ces subventions sont liées aux prix du marché.

([14]) Décision (UE) 2022/639 de la Commission du 27 août 2021 concernant le régime d'aides SA.54915 — 2020/C (ex 2019/N) Belgique — Mécanisme de rémunération de la capacité (JO L 117 du 19.4.2022, p. 40, ELI: http://data.europa.eu/eli/dec/2022/639/oj).

3.2.1.2.3. Primes liées aux prix du marché de l'électricité, définies par un processus d'enchères concurrentielles

(32) Cette catégorie comprend les projets de la zone Princesse Élisabeth. Les demandeurs considèrent que, puisqu'elles recevraient des aides fixées dans le cadre d'un processus d'enchères concurrentielles, les installations qui bénéficieraient à l'avenir de ce régime devraient relever du marché général de la production et de la vente en gros d'électricité. La Commission partage ce point de vue, car ces subventions sont liées aux prix du marché.

3.2.1.2.4. Subventions fondées sur la capacité — niveau de subvention fixé dans le cadre d'un processus d'enchères concurrentielles

(33) Cette catégorie comprend les projets solaires et éoliens terrestres de petite ou moyenne capacité installés en Flandre entre 2021 et 2023. Les demandeurs font valoir que, puisque ces installations reçoivent des subventions fixées dans le cadre d'un processus d'enchères concurrentielles, elles devraient faire partie du marché général de la production et de la vente en gros d'électricité. La Commission partage ce point de vue, car ces subventions sont liées aux prix du marché.

3.2.1.2.5. Installations qui ne reçoivent plus de subventions

(34) Les demandeurs font valoir que les installations qui ont cessé de recevoir des subventions devraient faire partie du marché général de la production et de la vente en gros d'électricité. La Commission partage ce point de vue, car ces installations ne reçoivent aucune subvention et ne reçoivent pour leur production que le montant équivalent au prix du marché de l'électricité. Ce point de vue cadre avec l'approche adoptée dans des décisions de dérogation antérieures, telle que la décision d'exécution (UE) 2023/1978, concernant l'Allemagne.

(35) La Commission constate que le marché général de la production et de la vente en gros d'électricité se compose de la production et de la vente en gros d'électricité conventionnelle, de la production et de la vente en gros d'électricité soutenue par le MRC, et de la production et de la vente en gros d'électricité renouvelable qui reçoivent des subventions fondées sur les prix du marché. La production et la vente en gros d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables bénéficiant de primes fixes et légalement définies constituent un marché distinct.

3.2.2. ***Définition du marché géographique en cause***

(36) Selon les demandeurs, compte tenu de la pratique décisionnelle de la Commission, le marché géographique en cause devrait être défini comme étant national, c'est-à-dire comme couvrant le territoire belge ([15]). Les demandeurs soulignent que la Belgique entretient des liens étroits avec les autres pays de la région d'Europe centrale et occidentale (Allemagne, Autriche, Belgique, France, Luxembourg et Pays-Bas).

(37) Dans sa pratique antérieure ([16]), la Commission a estimé que le marché de la production et de la vente en gros d'électricité avait une dimension nationale. La position des demandeurs est conforme à la pratique de la Commission.

(38) En l'absence de toute indication contraire, il peut être considéré, aux fins de l'évaluation au titre de la présente décision et sans préjudice du droit de la concurrence de l'Union, que l'étendue géographique de la production et de la vente en gros d'électricité à partir de sources d'énergie conventionnelles et renouvelables correspond au territoire de la Belgique.

3.2.3. ***Analyse du marché***

(39) La Commission entend évaluer à ce stade si les activités concernées par la demande sont ou non exposées à un niveau de concurrence suffisant pour que la discipline en matière de passation de marchés prévue par la directive 2014/25/UE ne soit pas requise. En l'espèce, les éléments à prendre en compte pour procéder à cette évaluation sont les parts de marché, les degrés de concentration et la façon dont les importations d'électricité influencent la concurrence sur le marché belge de la production et de la vente en gros d'électricité.

([15]) Demande, point 3.2.
([16]) Voir les décisions d'exécution (UE) 2018/71, (UE) 2020/1500 et (UE) 2023/1978, op. cit.

3.2.3.1. *Installations de production d'électricité renouvelable bénéficiant de primes fixes et légalement définies*

(40) Comme elle l'avait déjà fait dans ses décisions antérieures mentionnées au considérant 18, la Commission estime en l'espèce que les subventions fixes et légalement définies destinées à soutenir la production d'électricité renouvelable ne permettent pas de garantir que les installations qui en bénéficient sont directement exposées à la concurrence.

(41) Par conséquent, puisque les conditions énoncées à l'article 34 de la directive 2014/25/UE ne sont pas remplies, ladite directive devrait continuer de s'appliquer aux marchés destinés à permettre que la production d'électricité renouvelable en Belgique puisse continuer à bénéficier des primes fixes légalement définies.

3.2.3.2. *Répartition du marché général de la production et de la vente en gros d'électricité en Belgique*

(42) Les demandeurs donnent, pour la période 2019-2023, l'aperçu suivant de la répartition du marché général de la production et de la vente en gros d'électricité.

Parts de marché des cinq principaux producteurs en Belgique (énergie produite, en 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 Énergies	2,5 %	2,5 %	3,5 %	3,5 %	3,3 %
Parts de marché des cinq principaux producteurs en Belgique (capacité installée, en MWh)	**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 Énergies	3,7 %	3,7 %	3,5 %	3,8 %	3,9 %

(43) La diminution de la part de marché d'Engie en 2022 et 2023 tient principalement à la fermeture des réacteurs nucléaires Doel 3 (septembre 2022) et Tihange 2 (mars 2023).

(44) Elle devrait encore s'accentuer à partir de 2025, avec la fermeture de trois autres réacteurs, Doel 1, Doel 2 et Tihange 1. Les réacteurs nucléaires restants, Doel 4 et Tihange 3, seront exploités jusqu'en 2035, en vertu d'un accord conclu entre le gouvernement belge et Engie.

(45) Selon les demandeurs, la part de marché d'Engie pour la production et la vente en gros d'électricité en Belgique a été de 52 % en 2023, de 44 % en 2024 et de 32 % en 2025. Cela s'explique par le fait que, à partir de 2025, la production des deux réacteurs nucléaires restants devrait être répartie entre Engie et l'État belge. Ceux-ci seront en effet exploités par BE-NUC qui est une entreprise commune entre Engie et l'État belge, détenue à 50 % par chacune des deux parties.

(46) L'indice Herfindahl-Hirschman (IHH), qui mesure la concentration des marchés, atteint des valeurs très élevées à élevées pour le marché de la production et de la vente en gros d'électricité en Belgique:

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

Il devrait diminuer substantiellement (2 253) à partir de 2025, puisque la production issue de réacteurs nucléaires restera stable, tandis que celle issue de sources renouvelables augmentera.

(47) La part des trois premières entreprises sur le marché de la production et de la vente en gros d'électricité a diminué, passant de 79 % à 72 % entre 2019 et 2023.

(48) La Commission observe que le marché belge de la production et de la vente en gros d'électricité était jusqu'à présent fortement concentré. Cette concentration devrait s'amoindrir après 2025 du fait de la fermeture programmée de trois autres réacteurs nucléaires.

3.2.3.3. *Analyse de la pression concurrentielle exercée par les importations d'électricité*

(49) Les demandeurs expliquent que, même si la concentration du marché est élevée, les importations d'électricité exercent une pression concurrentielle importante.

(50) La Commission reconnaît que les importations d'électricité exercent effectivement une certaine pression. Elle note toutefois que, au cours des dix dernières années, la Belgique a principalement exporté son électricité dans les pays voisins. Selon les chiffres fournis par les demandeurs ([17]), la Belgique a été importatrice nette d'électricité en 2023, mais exportatrice nette entre 2018 et 2022. Ces prochaines années, la Belgique devrait importer davantage d'électricité en raison de la fermeture de réacteurs nucléaires.

(51) Les demandeurs comparent la situation de la Belgique à celle de la Lituanie, pays pour lequel la Commission a reconnu l'importance des importations d'électricité ([18]). Ces deux cas sont toutefois différents, puisque, en Lituanie, les importations couvraient 80 % de la demande d'électricité en 2018, alors que, en Belgique, selon une étude de la CREG mentionnée dans la demande ([19]), elles ne devraient représenter que 20 à 40 % de la demande d'électricité dans les dix prochaines années.

(52) Dès lors, la Commission ne partage pas l'avis des demandeurs selon lequel les importations sont globalement aussi importantes pour la Belgique que pour la Lituanie. Compte tenu des différences exposées aux considérants 46 et 47, la Commission conclut que les importations d'électricité ne peuvent pas être considérées comme un facteur déterminant pour ce qui est de mesurer l'exposition à la concurrence du marché belge de la production et de la vente en gros d'électricité.

(53) Elle reconnaît toutefois que ces importations pourraient à l'avenir exercer une pression concurrentielle sur la production d'électricité de la Belgique, qui verra sa capacité se réduire après la fermeture prévue de trois réacteurs nucléaires en 2025. Cette tendance ne s'est pas encore matérialisée, puisque la Belgique a été la plupart du temps exportatrice nette au cours des cinq dernières années.

3.2.3.4. *Entités adjudicatrices actives sur le marché général de la production et de la vente en gros d'électricité en Belgique*

(54) Les demandeurs expliquent que Luminus est une entité adjudicatrice puisqu'elle est détenue à 68,63 % par EDF Belgium SA, elle-même filiale à 100 % du groupe EDF, société anonyme de droit français détenue par l'État français.

([17]) Point 121 de la demande.
([18]) Voir les considérants 51 et 52 de la décision d'exécution (UE) 2020/1500, op. cit.
([19]) Tableau 9 de l'annexe II de la demande.

(55) Les demandeurs considèrent que Norther est une entité adjudicatrice puisqu'elle est détenue à 50 % par Nethys, elle-même filiale à 100 % d'Enodia, «intercommunale» détenue par la Province de Liège, 74 communes de la région de Liège et la Région wallonne. La Commission convient que Norther doit être considérée comme une entité adjudicatrice. Outre Norther, Nethys contrôle, en Belgique, par l'intermédiaire de sa filiale Elicio, plusieurs filiales ([20]) dont l'activité relève de la production et la vente en gros d'électricité renouvelable (ci-après les «autres filiales de Nethys»), que la Commission considère comme des entités adjudicatrices.

(56) Selon les demandeurs, pendant la période 2019-2023, les entités adjudicatrices (groupe composé de Luminus et de Norther, mais qui n'inclut pour l'instant pas Ørsted, puisque cette société n'opère pas encore en Belgique) détenaient à elles deux une part du marché général belge de la production et de la vente en gros d'électricité comprise entre 20 et 30 % pour la capacité et entre 15 et 20 % pour la production ([21]).

(57) Les demandeurs indiquent que bien qu'elle soit détenue à 23,64 % par l'État français, qui contrôle 33,97 % de ses droits de vote, Engie n'opère pas sur les plateformes européennes de passation de marchés publics parce qu'elle ne serait pas, aux dires des demandeurs, soumise à la directive ([22]).

(58) La Caisse des dépôts et consignations (CDC), établissement public français, détient 3,63 % du capital et 3,53 % des droits de vote ([23]). Avec 27,27 % du capital et 38,03 % des droits de vote, les actionnaires publics français disposent d'une minorité de blocage.

(59) Les autres actionnaires importants d'Engie sont *The Capital Group Companies* (6,37 % du capital et 5,05 % des droits de vote), Blackrock (4,51 % du capital et 3,44 % des droits de vote) et les salariés d'Engie (3,49 % du capital et 4,18 % des droits de vote). Ensemble, les pouvoirs adjudicateurs français représentent donc, de loin, le principal actionnaire d'Engie.

(60) Lors des cinq dernières assemblées générales annuelles des actionnaires d'Engie, l'État français et la Caisse des dépôts et consignations détenaient plus de la moitié des voix effectivement exprimées par les actionnaires. Sur la base des résultats de vote aux assemblées générales annuelles disponibles sur le site internet d'Engie ([24]), la Commission parvient aux calculs suivants pour l'exercice des droits de vote:

	2020	2021	2022	2023	2024
Part des entités publiques françaises (État + CDC) (en % du total des droits de vote)	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 et Elicio Plus NV, mentionnées à l'annexe 1 de la réponse des autorités belges du 27 janvier 2025.

([21]) Point 116 de la demande.

([22]) Point 164 de la demande.

([23]) Voir https://www.engie.com/actionnaires/action-engie/structure-de-lactionnariat.

([24]) Voir 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
Pourcentage des suffrages exprimés (en % du total des droits de vote)	71,682	68,472	70,6	74,17	72,1
Pourcentage des droits de vote détenus par les pouvoirs adjudicateurs français (en % des suffrages exprimés)	51,48	53,9	52,83	50,29	52,75

(61) Selon la loi Pacte ([25]), l'État français a également la possibilité de transformer, par décret, une action ordinaire au capital d'Engie en une action spécifique en vue de préserver les intérêts essentiels de la France, notamment lorsqu'il s'agit d'assurer la continuité et la sécurité d'approvisionnement en énergie. Cette action spécifique confère des droits particuliers à l'État, qui peut ainsi s'opposer à la vente d'actifs stratégiques à un tiers ou conditionner l'entrée de nouveaux actionnaires dans le capital de la société au-delà d'un certain seuil à l'agrément du ministre de l'Économie.

(62) La Commission a donné à Engie la possibilité de présenter des observations sur ce point précis, ce qu'elle a fait le 24 décembre 2024. Engie fait valoir que l'État et la Caisse des dépôts et consignations ne devraient pas être considérés comme un pouvoir adjudicateur unique et que, même s'ils l'étaient, ils ne sauraient être présumés exercer une influence dominante sur Engie. Engie ajoute que l'État français ne nomme que trois des quatorze membres du conseil d'administration d'Engie.

(63) Engie fait valoir que, en vertu de l'article 4, paragraphe 2, point b), de la directive, seule la majorité des voix attachées aux actions émises par l'entreprise est pertinente, et non le pourcentage de voix exprimées aux assemblées générales des actionnaires. Toutefois, la définition d'une entreprise publique qui figure à l'article 4, paragraphe 2, première phrase, de la directive inclut l'influence dominante exercée par les pouvoirs adjudicateurs à travers la majorité des voix exprimées lors des assemblées générales des actionnaires. L'influence dominante par le contrôle de la majorité des voix attachées aux parts émises par l'entreprise, visée à l'article 4, paragraphe 2, point b), est l'un des cas où cette influence dominante est présumée; cela n'exclut pas l'exercice d'une influence dominante dans d'autres situations.

(64) La Commission estime que, compte tenu des éléments décrits aux considérants 57 à 63, les pouvoirs adjudicateurs exercent une influence dominante sur Engie au sens de l'article 4, paragraphe 2, de la directive 2014/25/UE. En application de cet article, Engie devrait par conséquent être considérée comme une entité adjudicatrice.

(65) La Commission considère qu'Engie et Luminus évoluent dans une situation de concurrence très différente de celle que connaissent Norther, les autres filiales de Nethys et Ørsted. Engie et Luminus sont toutes les deux présentes de longue date sur le marché belge de la production et de la vente en gros d'électricité. Leurs parts sur le marché étaient respectivement de 64 % et 13,7 % en 2019 et de 52,2 % et 14,1 % en 2023 ([26]). Les demandeurs projettent que, même après 2025, Engie et Luminus devraient conserver une position très forte sur le marché belge de la production et de la vente en gros d'électricité, puisqu'elles devraient rester de loin les principaux acteurs du marché jusqu'en 2034 au moins ([27]).

(66) Les positions de force cumulées d'Engie et de Luminus sur le marché belge de la production et de la vente en gros d'électricité sont renforcées par la diversification de leurs portefeuilles de production. Les deux entreprises exploitent notamment des centrales nucléaires situées en Belgique ([28]), ce qui leur donne accès à une source d'électricité de base stable, flexible et, grâce à son faible coût marginal, compétitive. Elles exploitent également toutes les deux des centrales hydroélectriques et des centrales au gaz en Belgique, qui assurent une production flexible d'électricité dans les périodes de pics de la demande.

([25]) Article L111-69 du Code de l'énergie modifié par la loi 2019-486 relative à la croissance et à la transformation des entreprises, dite «loi Pacte» (pour «plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises»).

([26]) Voir le tableau 8 de l'annexe II de la demande.

([27]) Voir le tableau 8 de l'annexe II de la demande.

([28]) Engie et Luminus bénéficient toutes les deux de droits de tirage sur certaines centrales nucléaires françaises. L'actionnaire de contrôle de Luminus (EDF) exploite un parc de 56 réacteurs nucléaires en France. La production d'électricité nucléaire française peut être importée en Belgique via les interconnexions entre les deux pays.

(67) En outre, l'indice HHI, mentionné au considérant 46, fait ressortir des niveaux élevés de concentration et montre, en ce qui concerne les parts de marché, que les concurrents peinent à s'imposer face à la domination des acteurs historiques. En réalité, c'est seulement la fermeture programmée de réacteurs nucléaires en Belgique, et non l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché ou l'expansion de celui-ci, qui devrait faire diminuer de manière substantielle la concentration.

(68) La situation des entités adjudicatrices que sont Norther, les autres filiales de Nethys et Ørsted est toutefois différente. Norther n'exploite actuellement qu'un parc éolien. La production d'électricité issue de l'énergie éolienne n'est pas flexible et dépend des conditions météorologiques. Ørsted n'est pas encore présente sur le marché belge de la production et de la vente en gros d'électricité. Même au cours des dix prochaines années, ces deux entreprises ne devraient pas devenir des acteurs majeurs en Belgique ([29]). Toutes deux sont confrontées à la concurrence des deux poids lourds du marché que sont Engie et Luminus. Il en résulte que les activités de Norther et d'Ørsted sur le marché de la production et de la vente en gros d'électricité en Belgique devraient être considérées comme directement exposées à la concurrence.

(69) Si la dérogation prévue aux articles 34 et 35 de la directive 2014/25/UE a jusqu'à présent été accordée ou refusée en fonction des circonstances en ce qui concerne l'activité sur le marché en cause dans son ensemble, la situation évaluée revêt des caractéristiques qui rendraient une telle approche incompatible avec l'objectif poursuivi par ladite directive, à savoir garantir le respect, par les opérateurs de réseau dominés par l'État, des libertés du marché intérieur en matière de passation de marchés sans peser inutilement sur les activités directement exposées à la concurrence.

(70) Les secteurs économiques couverts par la directive 2014/25/UE se caractérisent par la présence d'anciens monopoles d'État, encore contrôlés ou influencés par les autorités publiques, qui peuvent être soumis à des degrés divers de concurrence et dont les parts de marché, bien qu'en déclin, restent souvent importantes. L'influence des pouvoirs publics sur les entités adjudicatrices entraîne le risque que, si la directive sur les marchés publics est considérée comme non applicable, les fournisseurs nationaux soient favorisés dans la passation de marchés publics de l'entité adjudicatrice concernée. La situation est toutefois différente en l'espèce, puisque certains des demandeurs sont des entités adjudicatrices qui représentent une petite part de marché et sont parfois simplement des concurrents potentiels ou de nouveaux entrants sur le marché en cause. Il apparaît que, si l'activité de certains demandeurs peut, pour cette raison, être considérée comme directement exposée à la concurrence, notamment de la part des entités adjudicatrices établies qui sont des opérateurs historiques détenant d'importantes parts de marché, une dérogation ne saurait être accordée à tous les demandeurs, ni à l'activité prise dans son ensemble sur le marché de la production et de la vente en gros d'électricité en Belgique et exercée par toutes les entités qui y sont actives. Cela étant, le fait de refuser la dérogation aux demandeurs dont les activités sont directement exposées à la concurrence parce que les activités d'autres grands acteurs du marché, elles, ne le seraient pas, irait à l'encontre de l'objectif poursuivi par l'article 34 de la directive 2014/25/UE. La Commission estime par conséquent qu'il est approprié, compte tenu des caractéristiques du marché en l'espèce, d'accorder la dérogation uniquement à certains demandeurs.

4. **CONCLUSION**

(71) Puisque les conditions de dérogation énoncées à l'article 34 de la directive 2014/25/UE ne sont pas remplies, ladite directive devrait continuer de s'appliquer aux marchés destinés à permettre que la production d'électricité renouvelable subventionnée par des primes fixes et légalement définies puisse s'exercer en Belgique.

(72) À la lumière des éléments examinés aux considérants 40 à 70, il y a lieu de considérer que la condition d'exposition directe à la concurrence énoncée à l'article 34, paragraphe 1, de la directive 2014/25/UE n'est pas remplie pour ce qui est des activités d'Engie et de Luminus relatives au marché général belge de la production et de la vente en gros d'électricité.

(73) La directive 2014/25/UE devrait donc continuer de s'appliquer lorsqu'Engie et Luminus attribuent des marchés destinés à permettre ces activités, ou lorsqu'elles organisent des concours, tels que définis à l'article 2, point 17), de la directive 2014/25/UE, en vue de l'exercice de telles activités dans cette zone géographique.

([29]) Voir le tableau 8 de l'annexe II de la demande.

(74) À la lumière des éléments examinés aux considérants 40 à 70, il y a lieu de considérer que la condition d'exposition directe à la concurrence énoncée à l'article 34, paragraphe 1, de la directive 2014/25/UE devrait être considérée comme remplie pour ce qui est des activités de Norther, des autres filiales de Nethys et d'Ørsted relatives au marché général belge de la production et de la vente en gros d'électricité.

(75) Au contraire, la directive 2014/25/UE ne devrait pas s'appliquer lorsque Norther, les autres filiales de Nethys et Ørsted attribuent des marchés destinés à permettre ces activités, ou lorsqu'elles organisent des concours, tels que définis à l'article 2, point 17), de la directive 2014/25/UE, en vue de l'exercice de telles activités dans cette zone géographique.

(76) La présente décision est sans préjudice de l'application des règles de l'Union concernant la concurrence et d'autres dispositions du droit de l'Union. En particulier, les critères et la méthode utilisés pour évaluer l'exposition directe à la concurrence au titre de l'article 34 de la directive 2014/25/UE ne sont pas nécessairement identiques à ceux utilisés pour effectuer une évaluation au titre de l'article 101 ou 102 du traité ou au règlement (CE) n° 139/2004 du Conseil ([30]), ainsi que l'a confirmé le Tribunal de l'Union européenne ([31]),

A ADOPTÉ LA PRÉSENTE DÉCISION:

Article premier

La directive 2014/25/UE continue de s'appliquer à l'attribution, par des entités adjudicatrices, de marchés destinés à permettre l'exercice en Belgique des activités de production et de vente en gros d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables qui bénéficient de primes fixes légalement définies.

Article 2

Sans préjudice de l'article 1er, la directive 2014/25/UE ne s'applique pas à l'attribution, par Norther, les autres filiales de Nethys et Ørsted, de marchés destinés à permettre l'exercice des activités de production et de vente en gros d'électricité en Belgique. La directive 2014/25/UE continue de s'appliquer à l'attribution, par d'autres entités adjudicatrices, de marchés destinés à permettre l'exercice des activités de production et de vente en gros d'électricité en Belgique.

Article 3

Le Royaume de Belgique est destinataire de la présente décision.

Fait à Bruxelles, le 6 mars 2025.

Par la Commission
Stéphane SÉJOURNÉ
Vice-président exécutif

([30]) Règlement (CE) n° 139/2004 du Conseil du 20 janvier 2004 relatif au contrôle des concentrations entre entreprises («le règlement CE sur les concentrations») (JO L 24 du 29.1.2004, p. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2004/139/oj).

([31]) Arrêt du tribunal du 27 avril 2016, Österreichische Post AG/Commission, T–463/14, ECLI:EU:T:2016:243, point 28. Voir également le considérant 44 de la directive 2014/25/UE.