



Modèles d'affaires pour les parcs éoliens en fin de contrat d'achat : poursuite d'exploitation, repowering ou démantèlement ?

Date de la conférence : 15 novembre 2023

Auteure :
Lucie Lochon, OFATE • lucie.lochon.extern@bmwk.bund.de

Soutenu par :



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages





Introduction

Cette synthèse présente les principaux éléments de la conférence « Modèles d'affaires pour les parcs éoliens en fin de contrat d'achat : poursuite d'exploitation, repowering ou démantèlement ? » (voir le [programme](#) de la conférence) organisée par l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE) le 15 novembre 2023 à Berlin.

Cette conférence a, dans un premier temps, présenté les volumes, perspectives et cadres réglementaires de l'éolien en fin de contrat d'achat, en Europe, en France et en Allemagne ([chapitre I.1](#)). Les échanges ont ensuite été consacrés au sujet du démantèlement des éoliennes en fin de vie ([chapitre I.2](#)). Les potentiels, prérequis et perspectives du repowering ont été abordés par la suite ([chapitre I.3](#)). La journée de conférence a été conclue par des interventions relatives aux opportunités économiques, risques et perspectives de la poursuite d'exploitation ([chapitre I.4](#)). La table ronde a été l'occasion de s'interroger sur les opportunités de la poursuite d'exploitation, en particulier le rôle des contrats d'achat (*Power Purchase Agreement*, PPA) et leurs risques ([chapitre II](#)).

Les présentations (en anglais) des intervenants à cette conférence sont téléchargeables sur le [site internet de l'OFATE](#). Les enregistrements audios de ces interventions et de la table ronde sont consultables après connexion dans l'espace réservé aux membres. En outre, vous trouverez dans le présent document, après chaque court résumé d'intervention, les liens vers les présentations correspondantes.



Sommaire

Introduction	2
I. Exposés des intervenants	4
I.1. Éolien terrestre en fin de contrat d'achat : volumes, perspectives et cadres réglementaires	4
I.1.1. Panorama de l'éolien terrestre en fin de contrat d'achat en Europe : volumes, modèles économiques, perspectives	4
I.1.2. Éolien terrestre en fin de contrat d'achat en France : cadre réglementaire et perspectives	4
I.1.3. Chaque mégawatt compte : état et perspectives du développement de l'éolien terrestre en Allemagne	5
I.2. Démantèlement des éoliennes en fin de vie : cadres réglementaires, coûts et enjeux	6
I.2.1. Le démantèlement des éoliennes en France : cadre réglementaire, état des lieux et enjeux	6
I.2.2. Le démantèlement des éoliennes en Allemagne : cadre réglementaire, état des lieux et enjeux	7
I.2.3. Développement du marché de la revente de pièces détachées d'éoliennes terrestres – retour d'expérience	7
I.2.4. Comment estimer le coût du démantèlement lors de l'élaboration du projet ?	8
I.3. Repowering : potentiels, prérequis et perspectives	8
I.3.1. Repowering en Europe : aperçu des modèles d'affaires et des cadres juridiques	8
I.3.2. Retour d'expérience sur le repowering en France : prérequis, défis et perspectives	9
I.3.3. Retour d'expérience sur le repowering en Allemagne : prérequis, défis et perspectives	10
I.4. Poursuite d'exploitation : opportunités économiques, risques et perspectives	10
I.4.1. L'accompagnement des banques dans la poursuite d'exploitation et le repowering : besoins financiers associés et critères d'analyse	10
I.4.2. Poursuite d'exploitation pour les projets éoliens terrestres : retour d'expérience sur les PPAs	11
I.4.3. Perspectives pour la poursuite d'exploitation des éoliennes terrestres dans le cadre des PPAs : enjeux et défis de la réforme européenne du marché de l'électricité	11
II. Table ronde : Quelles sont les opportunités de la poursuite d'exploitation ? Quels rôles jouent les PPAs et comment anticiper les risques qui y sont liés ?	12
Disclaimer	14



I. Exposés des intervenants

I.1. Éolien terrestre en fin de contrat d'achat : volumes, perspectives et cadres réglementaires

I.1.1. Panorama de l'éolien terrestre en fin de contrat d'achat en Europe : volumes, modèles économiques, perspectives

Sebastian Helmes, avocat au sein du cabinet EY Deutschland, a tout d'abord dressé un panorama de l'éolien terrestre en fin de contrat d'achat en Europe. D'après les données de l'association WindEurope, les éoliennes terrestres de plus de 20 ans représentaient une capacité installée de 14 GW en 2022 et devraient atteindre 37 GW en 2030¹. En Europe, les turbines les plus anciennes se situent au Danemark, en Espagne et au Portugal avec un âge moyen de douze ans. En termes de capacité installée, c'est toutefois le parc éolien allemand qui est le plus ancien. Il a rappelé que, fin juin 2023, sur 59 GW de capacité installée, un peu moins d'un tiers (17 GW) a plus de 15 ans, soit 14 000 turbines et 8 200 turbines ont plus de 20 ans. M. Helmes est ensuite revenu sur les trois options qui s'offrent lorsque le parc éolien arrive en fin de contrat d'achat, en présentant leurs avantages et inconvénients respectifs. La **poursuite d'exploitation** est, selon lui, une solution assez simple, qui ne nécessite pas de nouvelle autorisation ni de nouveau raccordement. Toutefois, il a souligné que le risque technique était assez élevé et que cela ne permettait pas d'augmenter la capacité installée, contrairement au **repowering** qui présente des avantages évidents, selon lui. Il nécessite moins d'éoliennes pour une même capacité installée mais demande des coûts et investissements plus élevés et peut faire face à des obstacles réglementaires. Enfin, le **démantèlement** n'est pas, selon lui, une solution alternative ou un *business case*. Il s'agit plutôt d'une obligation lorsque les autres options sont exclues, sauf dans le cas de la réutilisation des pièces détachées. M. Helmes a insisté sur le fait que cette troisième option fait l'objet d'une attention croissante mais relativement récente et que le recyclage reste complexe pour plusieurs raisons. Il est également revenu sur le cadre réglementaire européen relatif au repowering. Il a souligné que les mesures européennes visent principalement à accélérer le repowering mais que la responsabilité de la mise en œuvre incombe aux États membres². Pour conclure, il a insisté sur le fait que le nombre d'installations arrivant en fin de contrat d'achat va fortement augmenter au cours des prochaines années et que la prise de décision en faveur d'une poursuite d'exploitation, d'un repowering ou d'un démantèlement se fait selon plusieurs facteurs, économiques, techniques et réglementaires.



[Lien vers la présentation](#)



[Lien vers l'enregistrement audio](#)

I.1.2. Éolien terrestre en fin de contrat d'achat en France : cadre réglementaire et perspectives

Tiphany Genin, chargée de mission pour l'éolien terrestre et Simon Molina, adjoint à la cheffe de bureau de la production électrique et des énergies renouvelables terrestres, tous deux au sein de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) du ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique (MEFSIN) se sont penchés sur le sujet de l'éolien terrestre en fin de contrat d'achat en France. Ils ont tout d'abord rappelé que les

¹ WindEurope 2022, *Repowering Europe's wind farms is a win-win-win* [Le repowering des parcs éoliens en Europe est une opération triplement gagnante] ([lien](#), en anglais).

² COM(2023) 669, Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au comité des régions – Plan d'action de l'UE en matière d'énergie éolienne ([lien](#)).



contrats de soutien étaient signés pour une durée de 15 ans, jusqu'en 2015, et sont désormais d'une durée de 20 ans. Tiphany Genin est revenue sur le principe du repowering, c'est-à-dire le renouvellement des éoliennes et de leurs équipements composant tout ou partie d'un parc. Elle a insisté sur la différence avec le revamping qui consiste en le renouvellement d'éléments non substantiels de l'éolienne pour prolonger la durée de vie. Contrairement au repowering, ce dernier ne donne pas droit à un dispositif de soutien supplémentaire en France. Le repowering permet non seulement des gains de puissance – de l'ordre de 50 % environ – mais aussi la réduction des coûts de production. Grâce aux nouvelles technologies, outre une augmentation significative de la durée de vie moyenne du parc, la hausse de la taille des installations permet une hausse de la puissance plus que proportionnelle, toujours selon l'intervenante. Elle a poursuivi en présentant le cadre réglementaire du repowering en France, régi par l'instruction du 11 juillet 2018³. Celle-ci distingue les modifications notables, c'est-à-dire de moindre importance et les modifications substantielles, qui entraînent des dangers ou inconvénients pour les intérêts protégés par le code de l'environnement. L'instruction détaille cinq cas. Le premier cas caractérise une modification notable comme le remplacement d'une éolienne par un modèle de dimension identique et au même endroit. Dans ce cas, le porteur de projet doit seulement faire un « porter à connaissance » auprès de l'autorité administrative compétente. Le cinquième cas concerne les situations dans lesquelles les seuils fixés dans l'instruction sont dépassés ou si un ou plusieurs mats sont ajoutés. Il peut s'agir par exemple d'augmentation du nombre d'éoliennes de hauteur de mât de plus de 50 mètres, ou d'une hausse de la capacité de plus de 20 MW pour les parcs dont les éoliennes ont une hauteur de mât comprise entre 12 et 50 mètres. Il s'agit alors d'une modification substantielle et le dépôt d'une demande d'autorisation est nécessaire. Les cas 2, 3 et 4 doivent faire l'objet d'un examen spécifique par l'autorité qui jugera du caractère substantiel ou non. Par ailleurs, depuis 2021, les installations qui sont concernées par un repowering peuvent participer à la procédure d'appels d'offres. Malgré cela, T. Genin et S. Molina ont noté que les volumes étaient relativement faibles, principalement en raison de la forte hausse des prix de l'électricité. Des discussions seraient actuellement menées avec la profession pour faciliter le repowering en visant notamment à modifier l'instruction. Les intervenants sont également revenus sur les autres options possibles en dehors du repowering : le démantèlement ou la poursuite d'exploitation. Dans ce dernier cas, l'exploitant a deux manières de revendre son électricité : soit via un PPA, sur une durée cohérente avec la durée d'exploitation du parc ; soit via la vente directe à un agrégateur sur les marchés. Du fait des prix spot élevés sur les marchés, la poursuite d'exploitation a le plus souvent été privilégiée au repowering. Enfin, ils ont présenté le nouveau cadre réglementaire encadrant les PPA introduit par l'article 86 de la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables⁴.



[Lien vers la présentation](#)



[Lien vers l'enregistrement audio](#)

1.1.3. Chaque mégawatt compte : état et perspectives du développement de l'éolien terrestre en Allemagne

Florian Wassenberg, chargé de mission éolien terrestre au sein du ministère fédéral allemand de l'Économie et de la Protection du Climat (*Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, BMWK*) est tout d'abord revenu sur les objectifs de la politique énergétique en Allemagne. Les énergies renouvelables devront représenter au moins 80 % de la consommation brute d'électricité en 2030, soit environ 600 TWh. Au 30 juin 2023, les EnR représentaient 52 % de la consommation brute d'électricité. La loi sur les énergies renouvelables (*Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG*) fixe des objectifs par secteur⁵. Ainsi, la capacité installée pour l'éolien terrestre devra être de 115 GW en 2030, soit un peu moins

³ Instruction du Gouvernement du 11 juillet 2018 relative à l'appréciation des projets de renouvellement des parcs éoliens terrestres ([lien](#)).

⁴ [Article 86](#), loi n°2013-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables. Pour plus d'informations, voir OFATE 2023, Mémo sur la loi d'accélération de la production d'énergies renouvelables ([lien vers le document](#), en allemand).

⁵ [§4 EEG](#) (en allemand). Pour plus d'informations sur la EEG, voir OFATE 2023, Mémo actualisé sur le paquet législatif de printemps en Allemagne ([lien vers le document](#)).



du double de la capacité installée actuelle. Selon l'intervenant, l'éolien, terrestre et en mer, représente le principal vecteur de puissance pour le mix électrique, avec 17,4 % pour l'éolien terrestre et 4,3 % pour l'éolien en mer. Si comme le solaire, l'éolien connaît une forte expansion, Florian Wassenberg a insisté sur la nécessité d'accélérer encore plus le rythme. Il a pour cela rappelé les mesures prises par le gouvernement fédéral afin d'atteindre les objectifs fixés par la EEG : hausse des volumes dans les appels d'offres⁶, inscription dans la loi de l'intérêt public majeur des EnR⁷ ou encore hausse du prix plafond par l'Agence fédérale des réseaux (*Bundesnetzagentur*, BNetzA) en raison de la hausse des prix⁸. En outre, la loi sur la mise à disposition des surfaces nécessaires pour l'éolien (*Windenergieflächenbedarfsgesetz*) fixe un objectif de 2 % en moyenne du territoire fédéral réservé au déploiement de l'éolien d'ici 2032. Afin d'accélérer les procédures d'autorisation, des modifications ont été apportées à la loi sur la protection de la nature (*Bundesnaturschutzgesetz*, BNatSchG). L'intervenant a également rappelé que le règlement d'urgence européen, contenant des nouveautés en matière de repowering et d'autorisation, a été mis en œuvre très rapidement en Allemagne. La loi de protection contre les nuisances environnementales (*Bundesimmissionsschutzgesetz*, BImSchG) est en cours de révision et devrait permettre d'accélérer également les procédures d'autorisation. Enfin, Florian Wassenberg a abordé le sujet de la fin de contrat d'achat pour les éoliennes terrestres, en rappelant que depuis 2021, un nombre significatif d'éoliennes sortaient des mécanismes de soutien. Si près de 7,8 GW avaient atteint la fin de leur contrat d'achat en 2023, les données prévoient près de 20 GW d'ici 2030. Aujourd'hui, environ la moitié des éoliennes antérieures à 2000 sont encore en service⁹ et près de trois quarts pour les éoliennes installées entre 2000 et 2022. Outre la poursuite d'exploitation, le repowering fait partie des options que le gouvernement fédéral entend privilégier et faciliter grâce à de nouvelles mesures.



[Lien vers la présentation](#)



[Lien vers l'enregistrement audio](#)

1.2. Démantèlement des éoliennes en fin de vie : cadres réglementaires, coûts et enjeux

1.2.1. Le démantèlement des éoliennes en France : cadre réglementaire, état des lieux et enjeux

Elisabeth Givelet, avocate au sein du cabinet Brun-Cessac a tout d'abord rappelé que, si le démantèlement intervient en fin de vie d'un projet (ou dans le cas d'une modification notable), il se prépare en amont et la responsabilité incombe à l'exploitant¹⁰. Elle a dressé la liste de toutes les étapes englobant le démantèlement d'une éolienne, dont le cadre est régi par le code de l'environnement : démantèlement des installations de production, excavation de tout ou partie des fondations et remise en état des terrains en l'état (sauf avis contraire du propriétaire), réutilisation, recyclage et valorisation ou à défaut élimination des déchets issus du démantèlement, intervention d'une entreprise certifiée dans le domaine des sites et sols pollués pour attester de la mise en œuvre effective des opérations¹¹. La mise à disposition de garanties financières par l'exploitant pour assurer les opérations de démantèlement fait partie des conditions pour la mise en service des éoliennes¹². Elisabeth Givelet a souligné que l'arrêté du 22 juin 2020 avait renforcé l'obligation des

⁶ §28 EEG (en allemand).

⁷ §2 EEG (en allemand).

⁸ BNetzA 2024, *Festlegung Höchstwert* [Définition du prix plafond] ([lien](#), en allemand).

⁹ En Allemagne, la durée du contrat d'achat est de 20 ans depuis l'introduction de la loi EEG en 2000. Pour les éoliennes antérieures à 2000, une date de mise en service fictive a été fixée à avril 2000.

¹⁰ [Article L515-46](#) du code de l'environnement.

¹¹ [Article R515-106](#) du code de l'environnement.

¹² [Article R 515-101](#) du code de l'environnement.



garanties financières en exigeant une actualisation tous les cinq ans¹³. Elle a par ailleurs rappelé les différentes formes prises par ces garanties. Elle a enfin rappelé les obligations de recyclage fixées par la loi en France. Par exemple, à partir du 1^{er} janvier 2024, 95 % de la masse totale d'un parc devra être réutilisable ou recyclable¹⁴. Des objectifs spécifiques pour les rotors ont également été fixés.



[Lien vers la présentation](#)



[Lien vers l'enregistrement audio](#)

1.2.2. Le démantèlement des éoliennes en Allemagne : cadre réglementaire, état des lieux et enjeux

Simon Meyer, avocat associé au sein du cabinet KPMG Law a tout d'abord insisté sur le fait qu'il n'existait pas de procédure standardisée relative au démantèlement en Allemagne et que le démantèlement pouvait être régi par diverses législations, telles que la loi fédérale sur la protection contre les nuisances environnementales (*Bundesimmissionschutzgesetz*, BImSchG), le code de l'urbanisme (*Baugesetzbuch*, BauGB), la loi fédérale sur la protection des sols (*Bundes-Bodenschutzgesetz*, BBodSchG) ou encore les dispositions relatives à la gestion des déchets. Selon lui, le manque de standardisation dans les informations fournies par les fabricants, le trop grand nombre d'autorités compétentes ou encore la diversité des approches quant aux garanties financières posent problème. Afin de remédier à cela, il a dressé un panorama des solutions juridiques pouvant être prises, comme par exemple la centralisation des questions du démantèlement et du recyclage des installations en une seule autorité, la mise en œuvre de réglementations contraignantes relatives au partage d'informations entre les autorités, la définition plus précise du principe de démantèlement ou encore un modèle unifié pour les garanties financières. Concernant les solutions et défis techniques, il a notamment insisté sur la nécessité de standardisation des informations fournies par les fabricants et a appelé à se pencher sur la responsabilité élargie du producteur, tout cela en prenant en compte le cadre européen.



[Lien vers la présentation](#)



[Lien vers l'enregistrement audio](#)

1.2.3. Développement du marché de la revente de pièces détachées d'éoliennes terrestres – retour d'expérience

Sébastien Duchesne, directeur de Mywindparts, a présenté le développement du marché de la revente de pièces détachées pour les éoliennes terrestres. La seconde main ainsi que la réparation des pièces sont des marchés en plein essor, du fait de la crise des coûts des matières premières et des prix de l'énergie, selon lui. D'après les données internes, le marché global de la pièce de rechange pour l'éolien est estimé à près de 2,8 milliards d'euros. Actuellement, la plupart des pièces de rechange proviennent à 90 % de pièces neuves et à 10 % du reconditionnement. D'ici 2030, d'après l'intervenant, le marché de la seconde main pour les éoliennes pourrait tripler. D'une part, il a présenté le volet « achats » de l'entreprise, qui consiste à acquérir des parcs éoliens démantelés, à acheter des machines pour les reconditionner et les réinstaller. Tout comme M. Meyer ([1.2.2.](#)), il a insisté sur la nécessité d'avoir le maximum d'informations techniques à disposition pour évaluer l'état de fonctionnement des machines et les valoriser au mieux par la suite. D'autre part, il a présenté le volet « revente ». Malgré un cadre législatif ayant évolué, il reste encore difficile aujourd'hui de réutiliser

¹³ Arrêté du 22 juin 2020 portant modification des prescriptions relatives aux installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent au sein d'une installation soumise à autorisation au titre de la rubrique 2980 de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement ([lien](#) vers l'arrêté).

¹⁴ [Article 20](#), Arrêté du 22 juin 2020.



des machines de seconde main. En France, selon S. Duchesne, ce n'est pourtant qu'avec des machines de seconde main que certains parcs peuvent continuer d'être exploités car les turbiniers ne fabriquent plus les petits gabarits. La revente de pièces de rechange permet également de faire face à l'obsolescence de certains produits et cela permet d'étendre la durée de vie des parcs. La revente s'inscrit également dans une démarche de responsabilité sociale des entreprises (RSE) puisque l'idée est de démanteler les parcs en local pour les réinstaller à proximité pour réindustrialiser le tissu économique local. Enfin, tout comme M. Meyer, il a expliqué que la filière du recyclage était encore trop peu développée aujourd'hui, en particulier pour le composite, principale composante des pales.



[Lien vers la présentation](#)



[Lien vers l'enregistrement audio](#)

1.2.4. Comment estimer le coût du démantèlement lors de l'élaboration du projet ?

David Gück, consultant chez Ramboll, s'est interrogé sur la manière d'estimer le coût du démantèlement dès la phase de l'élaboration du projet. Comme l'ont montré les intervenants précédents, la phase du démantèlement doit être anticipée lors de l'élaboration du projet. En règle générale, le permis de construire prévoit une obligation de démantèlement et de remise en état de la surface dans son état initial, via la constitution d'une garantie financière notamment définie au préalable. Les autorités des différents Länder ont leur propre approche pour déterminer les coûts de démantèlement a expliqué l'intervenant. Par exemple, le Brandebourg et le Schleswig-Holstein déterminent la garantie financière en fonction des coûts de construction ou des coûts de production. Les Länder de Hesse ou de Basse-Saxe la déterminent en fonction de la hauteur du moyeu, tandis que la Saxe-Anhalt prend en compte la puissance nominale de l'éolienne à hauteur de 36 000 €/MW. David Gück est ensuite revenu sur chacune des étapes du démantèlement ainsi que les coûts associés : 1) la préparation du chantier comprenant notamment la déconnexion de l'installation du réseau, 2) le démontage de la tour et du rotor dont 40 % des coûts sont liés à la grue, 3) la remise en état des fondations, 4) l'emplacement de la grue et l'accès à la route. D. Gück est enfin revenu sur les facteurs influençant les coûts de démantèlement, parmi lesquels la localisation, le nombre d'éoliennes concernées, la hauteur du moyeu (qui détermine la hauteur de la grue), le poids des matériaux, le type de mât, les revenus du recyclage ou encore l'inflation. Selon lui, les coûts de démantèlement pourraient atteindre entre 180 000 et 230 000 euros pour une éolienne d'une puissance de 5 MW en 2024, en prenant en compte l'inflation, contre environ 120 000 euros aujourd'hui.



[Lien vers la présentation](#)



[Lien vers l'enregistrement audio](#)

1.3. Repowering : potentiels, prérequis et perspectives

1.3.1. Repowering en Europe : aperçu des modèles d'affaires et des cadres juridiques

Fabian Toros et Nikolas Klausmann, associés au sein du cabinet Osborne Clarke, sont tout d'abord revenus sur la définition du repowering dans la législation européenne au sein de la directive sur les énergies renouvelables (*Renewable Energy Directive*, RED). Le repowering est l'une des solutions permettant d'atteindre les objectifs fixés par la RED de 42,5 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique globale de l'UE en 2030¹⁵. Dès 2018, le législateur avait introduit un guichet unique et une durée maximale de procédure afin de faciliter le repowering. Dans le contexte

¹⁵ Pour rappel, en Allemagne les énergies renouvelables devront représenter 80% de la consommation d'électricité en 2030 (EEG) et en France les EnR devront représenter 40% du mix énergétique global en 2030.



de la guerre en Ukraine, afin de faire face à la crise énergétique et d'assurer son indépendance énergétique vis-à-vis de la Russie, l'UE a adopté un règlement d'urgence établissant un cadre en vue d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables en novembre 2022¹⁶. Parmi les mesures, la procédure d'autorisation pour le repowering des projets est réduite à six mois et une limite de trois mois est fixée pour l'octroi de l'autorisation de raccordement si l'augmentation de la capacité dans le cadre d'un projet de repowering ne dépasse pas 15 %. L'entrée en vigueur de la nouvelle version de la RED vise également à fixer des délais raccourcis pour la procédure d'autorisation ainsi que des modifications relatives à l'étude d'impact environnemental. Les intervenants sont ensuite revenus sur le cadre réglementaire en vigueur en Allemagne pour le repowering, régi principalement par la BNatSchG, récemment révisée et la BImSchG, en cours de révision. En France, les procédures liées au repowering sont régies par le code de l'énergie, le code de l'environnement et les instructions du gouvernement. La loi relative à l'accélération pour la production d'énergies renouvelables introduit également une réglementation spéciale pour faciliter l'autorisation. En conclusion, Fabian Toros et Nikolas Klausmann ont identifié cinq points clés relatifs au repowering, parmi lesquels l'impulsion donnée par le législateur européen via le règlement d'urgence et la révision de la directive, les facilités mises en œuvre dans la législation en Allemagne et le rôle mineur, mais grandissant, du repowering en France.



[Lien vers la présentation](#)



[Lien vers l'enregistrement audio](#)

1.3.2. Retour d'expérience sur le repowering en France : prérequis, défis et perspectives

Laurie Gilbert, responsable repowering éolien au sein de Q Energy France, a tout d'abord présenté les avantages du repowering. Grâce au repowering, les propriétaires terriens peuvent continuer à bénéficier des retombées économiques. Pour les autorités locales, le repowering permet de remplir les objectifs fixés à différentes échelles en termes de développement des énergies renouvelables. Les propriétaires d'actifs, de leur côté, génèrent plus de revenus et voient les performances du parc augmenter. L'histoire du repowering en France est relativement récente, puisque la première autorisation de repowering date de 2015 et l'instruction encadrant le renouvellement date de 2018, a rappelé Laurie Gilbert. L'intervenante a également rappelé que près de 90 % des autorisations délivrées en 2023 concernent des renouvellements non-substantiels, faisant donc l'objet d'un examen au cas par cas par l'administration. Elle est enfin revenue sur les enjeux du repowering en France : la durée des procédures, les appréciations hétérogènes dans le cadre d'une modification non-substantielle notamment, le contexte économique défavorable aux projets de repowering actuellement ou encore le régime fiscal. Par ailleurs, elle a insisté sur le fait que, du fait des réglementations, la plupart des projets de repowering seraient limités à des modifications notables, non-substantielles. Selon l'intervenante, l'ADEME estime notamment que 10 à 15 % du parc éolien français pourrait ne pas être renouvelé en raison des contraintes.



[Lien vers la présentation](#)



[Lien vers l'enregistrement audio](#)

¹⁶ Règlement (UE) 2022/2577 du Conseil du 22 décembre 2022 établissant un cadre en vue d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables ([lien](#)).

1.3.3. Retour d'expérience sur le repowering en Allemagne : prérequis, défis et perspectives

Katja Gall, directrice repowering chez Enertrag, a présenté le potentiel du repowering en Allemagne. Sur près de 28 500 éoliennes en service, l'intervenante a indiqué qu'en 2022, environ 14 000 l'étaient depuis plus de 15 ans et 8 200 depuis plus de 20 ans. Selon elle, le repowering est de nouveau lancé en Allemagne, puisqu'en septembre 2023, le taux de repowering pour 2023 était de 34 % soit la valeur la plus élevée depuis 9 ans. Elle a rappelé les différents paramètres à prendre en considération lors d'un repowering tels que la législation relative au permis de construire et à l'intégration au réseau, les revenus, coûts et risques pour la société d'exploitation ou encore la disponibilité du terrain et les normes relatives au démantèlement. Afin d'illustrer concrètement les divers défis soulevés par un projet de repowering, Katja Gall a présenté le projet de l'arrondissement d'Uckermark, dont la mise en service des nouvelles installations est prévue en juin 2024. Elle est notamment revenue sur le processus de démantèlement des anciennes installations et le calendrier prévisionnel du projet, dont les nouvelles éoliennes devraient entrer en service en juin 2024. Selon elle, le repowering ne sera toutefois pas possible sur tous les sites en raison des contraintes de planification.



[Lien vers la présentation](#)

1.4. Poursuite d'exploitation : opportunités économiques, risques et perspectives

1.4.1. L'accompagnement des banques dans la poursuite d'exploitation et le repowering : besoins financiers associés et critères d'analyse

Pierre-Emmanuel Audran, directeur financement de projets à la CIC, est rapidement revenu sur les différences entre la France et l'Allemagne en termes de capacité installée. Avant d'aborder l'accompagnement des banques dans le cadre de projets de repowering et de poursuite d'exploitation, il a d'abord insisté sur la taille moyenne des turbines en Europe, d'environ 4 MW, par rapport à la France, d'environ 2,8 MW voire 1,5 MW pour les plus anciennes. Il a ensuite rappelé que, dans le cadre du financement de projet, le financement est apporté par l'*equity* (fonds propres) et les banques tandis que les revenus proviennent de l'*offtaker* et des agrégateurs et les coûts sont liés aux contrats de construction et de maintenance. Ainsi, les banques doivent s'assurer que le projet dispose de toutes les garanties nécessaires pour dégager des flux de trésorerie afin de rembourser la dette. Il a ainsi rappelé que ce sont les banques qui supportent une grande partie du risque sur le long terme. Plusieurs critères interviennent tels que l'état des machines, le profil des revenus ou encore la durée des baux. Le repowering nécessite une association étroite des banques au projet car le besoin en CAPEX est plus important. Toutefois, l'intervenant a précisé que les banques avaient aussi un rôle dans le cas du démantèlement. La poursuite d'exploitation ne nécessite, quant à elle, généralement pas nécessairement une forte capacité de financement. Cette solution ne serait, selon lui, qu'une période intermédiaire dans l'attente d'un repowering. Il a enfin tenu à rappeler le rôle d'accompagnement des banques dans le développement de l'éolien terrestre en général.



[Lien vers la présentation](#)



[Lien vers l'enregistrement audio](#)



1.4.2. Poursuite d'exploitation pour les projets éoliens terrestres : retour d'expérience sur les PPAs

Fabian Förster, senior manager au sein de RWE Supply & Trading, a expliqué qu'en Allemagne, il est très courant que les actifs en fin de soutien génèrent des garanties d'origine en plus de la rémunération pour l'électricité produite¹⁷. En règle générale, l'électricité et les garanties d'origine sont commercialisées de manière combinée. L'intervenant a rappelé que la flexibilité de la poursuite d'exploitation avait pour avantage d'avoir recours aux contrats courts. Selon lui, cela permet notamment de réduire le risque lié aux volumes produits. De plus, il a rappelé que les actifs mixtes (*mixed assets*) sont aussi typiques de la poursuite d'exploitation pour les éoliennes en fin de contrat d'achat¹⁸. F. Förster a insisté sur la nécessaire atténuation du risque de volume et de contrepartie dans le cadre de ce modèle d'affaire, afin que toutes les garanties soient assurées et que les risques soient minimisés. Il est ensuite revenu sur les prérequis en matière de maintenance et de gestion des réductions (*curtailment*) de la production, en particulier en Allemagne, et des disponibilités. Différents documents peuvent être utilisés pour prouver le bon fonctionnement des éoliennes, tels que des certificats, rapports d'exploitation, données sur la stabilité structurelle ou encore des examens de l'entretien et des réparations effectuées. Il a enfin expliqué que la structure actuelle des prix dans le cadre de PPAs était un avantage pour les exploitants mais un frein pour le repowering.



[Lien vers la présentation](#)



[Lien vers l'enregistrement audio](#)

1.4.3. Perspectives pour la poursuite d'exploitation des éoliennes terrestres dans le cadre des PPAs : enjeux et défis de la réforme européenne du marché de l'électricité

Julie Joulin, avocate au sein du cabinet Sterr-Kölln & Partner est revenue sur la réforme européenne du marché de l'électricité, présentée par la Commission européenne en mars 2023 et sur laquelle les États membres de l'UE sont parvenus à un accord le 17 octobre 2023. S'inscrivant dans un contexte de forte volatilité des prix de l'électricité suite à la reprise post-covid et de risque de pénuries dans l'approvisionnement des matières premières suite aux sanctions internationales contre la Russie, la réforme répondrait à trois objectifs : la protection des consommateurs, l'augmentation de la part des énergies renouvelables et la stabilité des prix. Au sein de l'Union européenne, le prix de l'électricité est déterminé selon le principe du *merit order* ou préséance économique : le prix est fixé au coût de production de la dernière centrale électrique nécessaire pour répondre à la demande. Selon l'intervenante, ce principe n'est pas remis en cause par la réforme. La proposition du Conseil vise par contre à généraliser les contrats de complément de rémunération (*Contract for Difference, CfD*) tels que développés en France. Ce serait donc le seul mode de soutien envisageable en tant qu'aide de l'État, hormis dans certains cas. Julie Joulin a enfin présenté les mesures relatives aux PPAs proposées par les États membres dans la réforme. Ces contrats permettraient, à court terme, de participer à la stabilité des prix sur le marché. L'intervenante est revenue sur les trois points principaux de la réforme concernant les PPAs : suppression de toutes les barrières injustifiées au développement des PPAs, mise en place de systèmes de garanties pour faciliter la conclusion de ces contrats et suppression des entraves aux PPAs transfrontaliers.



[Lien vers la présentation](#)



[Lien vers l'enregistrement audio](#)

¹⁷ Les installations subventionnées ne peuvent pas recevoir de garantie d'origine, cette option n'existe donc qu'après la fin du soutien.

¹⁸ Dans ce cas, certaines éoliennes continuent de bénéficier du soutien tandis que les autres éoliennes ne le recevront plus.



II. Table ronde : Quelles sont les opportunités de la poursuite d'exploitation ? Quels rôles jouent les PPAs et comment anticiper les risques qui y sont liés ?

Participants :

- Nicolas Meot, Chargé de mission valorisation et marchés, Compagnie Nationale du Rhône
- Ruth Brand-Schock, Responsable du secteur Énergies renouvelables, Fédération allemande des industries de l'énergie et de l'eau (BDEW)
- Pierre Chevalier, Responsable gestion des risques liés aux prix de l'énergie, DB Energie

Lors de la table ronde qui s'est ensuivie, trois acteurs français et allemands ont échangé sur les opportunités de la poursuite d'exploitation pour l'éolien terrestre et notamment le rôle des PPAs ainsi que les risques liés à ces contrats.

Nicolas Meot, chargé de mission valorisations et marchés au sein de la Compagnie Nationale du Rhône (CNR), confirme que la hausse des prix de l'électricité a modifié les arbitrages pour les actifs en fin de soutien public. À l'aide d'analyses techniques et économiques et en fonction du prix de vente de l'électricité, la CNR décide de poursuivre l'exploitation ou d'engager un repowering. La commercialisation de l'électricité peut se faire grâce à plusieurs types de contrats. Nicolas Meot note la prédominance des contrats courts, entre un et trois ans et précise que l'avantage des PPAs est de pouvoir suivre le marché et de permettre une prime à l'électricité verte. Selon lui, la taille du parc n'influe pas la décision en fin de contrat d'achat. Les arbitrages sont faits en fonction de l'analyse de durée de vie. De plus, les délais d'instruction pour le repowering étant relativement longs, la conclusion de PPAs et la poursuite d'exploitation de l'ancien parc est, selon lui, une solution idéale.

Il constate que l'essor des PPAs en 2023 s'est fait principalement sans cadre législatif précis et que l'on ne dispose pas, pour le moment, d'un recul suffisant sur la mise en œuvre de l'autorisation administrative dont les producteurs doivent disposer pour conclure des PPAs depuis l'entrée en vigueur de la loi d'accélération relative à la production des énergies renouvelables¹⁹. Selon lui, il ne s'agit donc ni d'une aide réglementaire, ni d'une entrave. Il a aussi évoqué le fonds de garantie pour les PPAs mis en place par le gouvernement français²⁰. Si les acheteurs ne présentent jusque-là pas de risques pour les banques, ce fonds pourrait s'avérer utile dès lors que la structure des acheteurs va s'élargir.

Il est revenu sur les différences entre les PPAs et les CfD en France. Dans le cadre des compléments de rémunération, les garanties d'origine sont récupérées par l'État qui les revend sur la bourse directement, tandis que dans le cadre des PPAs, la garantie d'origine est comprise avec le contrat. Enfin, il estime qu'à l'avenir, les prix de l'électricité ne retrouveront pas le niveau d'avant-guerre et que de nombreux projets de repowering seront retardés en raison de contraintes techniques.

Ruth Brand-Schock, responsable du secteur Énergies renouvelables au sein de la Fédération allemande des industries de l'énergie et de l'eau (Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft, BDEW) constate elle aussi le développement croissant des PPAs de court terme en Allemagne. Cela s'explique notamment par des considérations techniques, puisqu'après 20 ans, les éoliennes peuvent faire face à des coûts de maintenance importants. Bien que certaines éoliennes atteignent une durée de vie d'environ 30 ans, l'augmentation de la taille et la puissance croissante des installations de plus en plus récentes entraînent progressivement une augmentation des risques de maintenance. Les PPAs de long terme ne sont donc pas une solution privilégiée pour les éoliennes en fin de contrat d'achat. Selon elle, la poursuite d'exploitation par le biais de PPAs n'est pas un frein à l'atteinte des objectifs de développement des énergies renouvelables.

¹⁹ [Article 86](#), loi n°2013-175 du 10 mars 2013 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables.

²⁰ Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique 2022, Mise en œuvre d'un fonds garantissant les contrats d'approvisionnement de long terme pour des industriels lorsqu'ils sont adossés à des installations renouvelables ([communiqué de presse](#)).



Elle s'est aussi exprimée sur la réforme européenne du marché de l'électricité que le BDEW soutient et perçoit comme une grande opportunité, en particulier la généralisation du complément de rémunération de type CfD. Elle soutient également les mesures en faveur des PPAs contenues dans la réforme (suppression des barrières, systèmes de garanties et développement des PPAs transfrontaliers) et estime que celles-ci permettront de couvrir les risques pour que plus petits acheteurs soient protégés. Alors que les PME sont un groupe très important en Allemagne, celles-ci ne concluent pas de PPAs, du fait de manque de sécurité pour les plus petites structures. Cette réforme permettrait notamment de diversifier la structure des acheteurs. Elle estime qu'à l'avenir la part des PPAs va continuer de croître.

Pierre Chevalier, responsable gestion des risques liés aux prix de l'énergie auprès de la DB Energie, est revenu sur le rôle de son groupe dans la poursuite d'exploitation des éoliennes. Il a rappelé que la Deutsche Bahn mène une stratégie en matière d'énergies renouvelables et se concentre principalement sur la conclusion de PPAs. Les contrats conclus sont principalement de courts termes, entre un et cinq ans, avec une prédominance des contrats d'une durée d'un à deux ans. La conclusion de contrats avec différentes structures et technologies (onshore, offshore, PV) et répartis géographiquement permet de mieux répartir les risques qui y sont liés.

Si les éoliennes peuvent avoir une production annuelle de 30 GWh, Pierre Chevalier précise que les trains, à eux seuls, consomment 32 GWh par jour. En 2022, la part d'électricité renouvelable au sein de la DB est de 61 %, dont la plus grande partie de l'approvisionnement est conclue par PPAs. Ne pouvant dévoiler ces données commerciales, Pierre Chevalier précise toutefois que cela représente un nombre à trois chiffres exprimés en MW. À l'horizon 2025, la Deutsche Bahn vise à atteindre 100 % d'énergies renouvelables pour les installations stationnaires. Pour l'énergie de traction, l'objectif est de 80 % en 2030 et 100 % à l'horizon 2038.



[Lien vers l'enregistrement audio de la table ronde](#)



Disclaimer

Le présent texte a été rédigé par l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE). La rédaction a été effectuée avec le plus grand soin. L'OFATE décline toute responsabilité quant à l'exactitude et l'exhaustivité des informations contenues dans ce document.

Tous les éléments de texte et les éléments graphiques sont soumis à la loi sur le droit d'auteur et/ou d'autres droits de protection. Ces éléments ne peuvent être reproduits, en partie ou entièrement, que suite à l'autorisation écrite de l'auteur ou de l'éditeur. Ceci vaut en particulier pour la reproduction, l'édition, la traduction, le traitement, l'enregistrement et la lecture au sein de banques de données ou autres médias et systèmes électroniques.

L'OFATE n'a aucun contrôle sur les sites vers lesquels les liens qui se trouvent dans ce document peuvent vous mener. Un lien vers un site externe ne peut engager la responsabilité de l'OFATE concernant le contenu du site, son utilisation ou ses effets.

Dans le présent texte, le masculin générique est employé pour désigner des personnes afin de faciliter la lecture. Cette forme fait expressément référence aux personnes de tous les sexes.