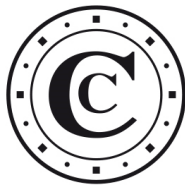


Cour des comptes



DEUXIEME CHAMBRE

TROISIEME SECTION

S2023-0909

OBSERVATIONS DÉFINITIVES

(Article R. 143-11 du code des juridictions financières)

LES SOUTIENS A L'EOLIEN TERRESTRE ET MARITIME

Exercices 2017 et suivants

Le présent document, qui a fait l'objet d'une contradiction avec les destinataires concernés,
a été délibéré par la Cour des comptes, le 9 MARS 2023.

TABLE DES MATIÈRES

SYNTHÈSE.....	5
LISTE DES RECOMMANDATIONS	10
INTRODUCTION.....	11
1 DES RESULTATS EN DEÇA DES OBJECTIFS QUANTITATIFS AMIBITIEUX, EN RAISON D'UN CADRE REGLEMENTAIRE INADAPTE ET D'UNE PLANIFICATION INOPERANTE	15
1.1 Des objectifs ambitieux mais un niveau de réalisation inférieur aux engagements sur les ENR.....	15
1.1.1 Des objectifs inscrits aux niveaux européen et national	15
1.1.1.1 Des engagements européens centrés sur la décarbonation	15
1.1.1.2 Des objectifs nationaux ambitieux de diversification du mix électrique.....	16
1.1.2 Un niveau de réalisation inférieur aux engagements sur les ENR.....	18
1.1.2.1 Des objectifs européens non atteints, ce qui engendre des coûts et expose la France à des sanctions	18
1.1.2.2 Des objectifs nationaux non atteints.....	18
1.2 Une réglementation qui freine le développement de l'éolien.....	20
1.2.1 Un potentiel foncier limité par de nombreuses servitudes réglementaires	20
1.2.1.1 La distance minimale des habitations : une contrainte pour les nouvelles installations et le renouvellement des anciennes	20
1.2.1.2 Les servitudes militaires, aéronautiques et météorologiques : des limites techniques à l'implantation et à la hauteur des éoliennes.....	20
1.2.1.3 Un parc d'éoliennes de trop petite taille.....	21
1.2.1.4 La nécessité de lever des servitudes pour libérer du foncier	21
1.2.2 Une procédure d'autorisation peu performante.....	22
1.2.2.1 Un constat partagé sur la lourdeur des procédures	22
1.2.2.2 La procédure française marquée par une instabilité réglementaire	23
1.2.2.3 Un taux de recours contentieux anormalement élevé	23
1.2.2.4 La nécessité pour les services instructeurs d'accompagner davantage les porteurs de projet en amont du dépôt des dossiers	23
1.2.2.5 L'institution d'une autorisation environnementale ayant peu d'effets sur les délais	24
1.2.2.6 La complexité de l'instruction sur l'insertion paysagère et la biodiversité	26
1.2.2.7 Les questions posées par le « renouvellement » des parcs.....	29
1.2.2.8 Pour l'éolien maritime, une procédure soumise à de multiples autorisations.....	30
1.3 La planification de l'éolien terrestre et maritime insuffisamment performante	32
1.3.1 Les enjeux de la planification.....	32
1.3.2 L'éolien terrestre :	33
1.3.2.1 L'échec des expériences passées de zonage : les ZDE et les SRE	33

1.3.2.2	Les SRADDET : un outil qui ne planifie pas les zones d'implantations éoliennes.....	33
1.3.2.3	La nécessité d'une planification a conduit les services de l'Etat à engager un exercice de cartographie.....	34
1.3.2.4	Les enjeux du nouveau dispositif de planification prévu par la loi AER du 10 mars 2023 avec l'instauration des zones d'accélération.....	35
1.3.3	L'éolien maritime : un processus de planification non performant	36
1.3.3.1	Une politique de planification spatiale maritime jusqu'à présent inefficace	36
1.3.3.2	La nécessité de réformer le processus de désignation des zones pour parvenir à un objectif annuel de 2 GW de capacités éoliennes offshore	37
1.3.4	Les défis de la maîtrise d'ouvrage et du pilotage, notamment pour l'éolien en mer.....	38
1.4	L'attention à porter au retour économique et fiscal vers les territoires.....	38
1.4.1	La compensation des externalités négatives pour l'éolien en mer et la recherche d'un retour au profit des territoires d'implantation pour l'éolien terrestre	38
1.4.2	Des fonds dont une gestion et des critères rigoureux conditionnent l'efficacité.....	39
1.4.3	Les retombées fiscales par les impôts locaux et l'IFER.....	40
2	DES DISPOSITIFS DE SOUTIEN A MIEUX ADAPTER A L'EVOLUTION DE L'ECONOMIE DES PARCS.....	43
2.1	L'éolien terrestre : une généralisation tardive des procédures de mise en concurrence	44
2.1.1	Une limitation récente du périmètre d'éligibilité au guichet ouvert, une modulation insuffisante des tarifs.....	44
2.1.2	Des procédures de mise en concurrence marquées par la faiblesse de l'offre.....	46
2.1.2.1	Des volumes d'offres encore insuffisants pour atteindre les objectifs PPE.....	46
2.1.2.2	Des tarifs de référence inférieurs aux tarifs du guichet ouvert mais une dégradation depuis 2021 de la compétitivité des offres.....	48
2.1.2.3	Des clauses de compétitivité à l'utilité contestable	49
2.1.2.4	La difficulté d'appliquer un traitement différencié aux parcs en renouvellement	50
2.1.2.5	Des procédures qui restent à améliorer et à fiabiliser.....	51
2.2	L'éolien en mer : une amélioration progressive des conditions tarifaires et des procédures d'attribution	52
2.2.1	Des niveaux de soutien en forte baisse pour l'éolien posé.....	53
2.2.2	Des expérimentations potentiellement coûteuses pour l'éolien flottant	54
2.2.3	Une accélération nécessaire du rythme de lancement des procédures d'appels d'offres	55
2.2.4	Le soutien au raccordement au réseau : des charges croissantes à venir.....	57
2.3	Des dispositifs adaptés aux évolutions des prix de l'électricité mais des incertitudes sur la trajectoire financière	58
2.3.1	Une inversion des flux financiers dans un contexte inédit d'augmentation des prix de l'électricité.....	59

2.3.2 Des incertitudes sur l'évolution des charges, renforcées par la hausse récente des prix de l'énergie	61
2.4 Un niveau de soutien qui justifie une vigilance accrue	62
2.4.1 Des estimations des coûts de production disparates mais en baisse	62
2.4.2 Des soutiens soumis aux règles des aides d'État.....	64
2.4.3 Plusieurs facteurs pouvant conduire à des aides surdimensionnées.....	65
2.4.4 Une connaissance insuffisante de l'économie des parcs par l'administration	69
2.4.5 Une absence de production et de contrôle des comptes des parcs éoliens.....	71
2.4.6 Des obligations de transparence peu remplies	72
2.4.7 Résultat de l'analyse des comptes d'un échantillon de parcs éoliens terrestres	74
2.4.8 La renégociation des tarifs de l'éolien en mer	76
2.5 Les effets de l'inflation et de la hausse des prix de l'énergie.....	78
2.5.1 L'effet d'aubaine des résiliations anticipées	78
2.5.2 Le plafonnement des avoirs : une anomalie corrigée par voie législative	79
2.5.3 L'indexation des contrats anciens et le risque de non réalisation des parcs nouveaux	80
GLOSSAIRE.....	82
ANNEXES.....	85

SYNTHÈSE

Compte tenu de la contribution attendue des énergies renouvelables à la réduction des émissions de gaz à effet de serre au sein de l'Union européenne et des perspectives d'augmentation de la consommation d'électricité, l'État a fixé des objectifs de développement de la production d'électricité d'origine éolienne, d'abord terrestre, puis maritime.

La Cour a analysé les conditions de mise en œuvre et les résultats de cette politique publique depuis 2017, dans la continuité de ses rapports de 2014 et de 2018 dont les recommandations n'avaient été que partiellement suivies d'effet. Elle a examiné le cadre réglementaire existant ainsi que les aides financières à la production. Le présent rapport prend en compte certaines réponses apportées très récemment par la loi du 10 mars 2023 dite d'accélération des énergies renouvelables (AER).

Des objectifs ambitieux non atteints

En France, les lois de programmation énergétique et les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) ont décliné et détaillé les objectifs européens, en planifiant ensemble, à juste titre, les différentes sources d'énergie.

Bien que plusieurs fois reportés dans le temps par les PPE successives, les objectifs relatifs à la production d'électricité d'origine éolienne n'ont pas été atteints. À la fin de 2022, les capacités éoliennes développées en France représentaient au total 20,9 GW, soit environ 80 % de l'objectif visé pour 2023 dans la PPE2, et avaient assuré 8,3 % de la production électrique nationale. Seul pays européen à ne pas avoir atteint les objectifs de la directive de 2018, la France doit acheter des « droits statistiques » pour des sommes importantes et encourt en outre des sanctions financières.

Cette difficulté à atteindre les objectifs fixés a pour cause principale les obstacles qui entravent le développement de l'éolien, auxquels la loi AER cherche à remédier.

Des obstacles réglementaires au développement de l'éolien

Les servitudes réglementaires, qui visent à interdire ou limiter les interférences avec les radars et les zones de survol des avions civils et militaires, limitent le foncier disponible et la hauteur des éoliennes. Seulement 20% du territoire est ainsi disponible pour l'éolien. Les efforts de libération du foncier entrepris par la direction générale de l'aviation civile et par le ministère des armées doivent être poursuivis en cohérence avec les objectifs de déploiement de l'éolien terrestre. La loi du 11 juillet 2023 y contribue en donnant une base juridique à certaines solutions techniques.

Le délai moyen pour obtenir une autorisation de construire un parc, purgée des recours est de sept ans pour l'éolien terrestre et de dix ans pour l'éolien maritime, soit parfois près du double des pays voisins selon le gouvernement. Tant l'initiative RepowerUE de la Commission européenne que la loi AER du 10 mars 2023 font de la simplification des procédures une priorité.

La procédure d'autorisation, soumise à une forte instabilité réglementaire, reflet de l'attitude fluctuante de l'Etat vis-à-vis de l'éolien, se caractérise par une fréquence élevée de

recours. Leurs délais de traitement ont été réduits de deux ans par les mesures de régulation prises ces dernières années.

Cette procédure donne trop peu d'importance à la phase précédant le dépôt des dossiers de demande d'autorisation. Pourtant, les questions complexes de l'insertion paysagère des parcs et de leur impact sur la biodiversité mériteraient un investissement plus conséquent des services instructeurs durant cette phase. Les administrations centrales doivent poursuivre leurs efforts pour rendre la plus objective possible l'instruction sur les questions paysagères et pour clarifier les conditions de recours aux dérogations des espèces protégées.

La mise en place en 2017 d'une autorisation environnementale qui embarque une douzaine d'autres autorisations réglementaires, facilite les démarches mais n'a pas d'impact sur les délais, alors qu'elle était supposée les réduire à neuf mois : l'obtention de cette autorisation demande encore 22 mois en moyenne pour l'éolien terrestre. Il en résulte un stock de dossiers en instruction ou en attente de décision représentant près de la moitié des capacités éoliennes installées. Outre l'accompagnement des porteurs de projet en phase amont, la suppression du caractère suspensif des demandes complémentaires lors de l'instruction sont de nature à réduire les délais.

Une planification spatiale à concrétiser et une structuration du pilotage à adapter aux défis de l'éolien en mer

La première condition pour créer une capacité de production est de disposer du lieu d'implantation. Le système français de planification de l'espace pour l'éolien terrestre et maritime se caractérise par des lacunes préjudiciables. Les différents dispositifs (zones de développement de l'éolien et schémas régionaux de l'éolien) mis en œuvre par l'Etat et les collectivités locales ont échoué à cartographier les zones propices à l'éolien terrestre. De ce fait, la responsabilité de choisir l'implantation des parcs a été laissée à l'initiative des développeurs privés.

C'est désormais dans le cadre des schémas d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) que doit s'élaborer la planification régionale de l'éolien, mais ils ne contiennent aucune identification géographique des parcs éoliens à implanter. L'Etat a tenté de reprendre la main en confiant aux préfets de région le soin d'élaborer des cartes. Construites en additionnant les contraintes, ce qui revient à placer au dernier rang l'objectif de production, elles aboutissent à des espaces très restreints, voire inexistantes dans certaines régions. La loi AER instaure des « zones d'accélération » mais leur délai d'élaboration n'en garantit pas la cohérence avec les objectifs de la PPE.

Pour l'éolien maritime, implanté sur le domaine public où il appartient à l'Etat de choisir les lieux d'implantation, la planification est mieux maîtrisée, mais sa déclinaison prend un temps excessif, ce qui empêche de lancer les appels d'offres à un rythme compatible avec les objectifs de la politique énergétique. Les espaces destinés à l'éolien maritime sont décrits dans des documents stratégiques de façade qui ne définissent pas des zones claires et précises. La loi AER prévoit une planification spatiale à court, moyen et long terme dans les documents stratégiques de façade. Toutefois, la procédure peu agile qui fait intervenir les administrations centrales de façon séquentielle compromet les chances de réaliser 50 parcs en 2050.

Parce que l'acceptabilité sociale de l'éolien conditionne son développement, la question de la compensation des externalités négatives ne peut être éludée, en particulier pour l'éolien maritime au regard des zones de pêche. Elle implique de veiller aux retombées fiscales et

économiques sur les territoires. Les premières comprennent les impôts locaux, dont plusieurs sont en cours de suppression ainsi que l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER), dont le produit pour l'éolien a été de 109 M€ en 2019. Pour les secondes, un chapitre de la loi AER vise à les accroître, par la participation des collectivités territoriales au capital des parcs et par des fonds locaux, dont il importe de définir avec rigueur les critères d'attribution.

La définition et le pilotage des soutiens à l'éolien ont une dimension interministérielle, particulièrement pour l'éolien en mer. De plus, la création de 50 parcs a la nature d'un grand projet industriel, mais l'organisation actuelle de quelques services de l'Etat en « mode projet » est en décalage avec cette ambition. L'Etat doit structurer une organisation à la hauteur des enjeux et être en mesure de réunir les multiples compétences nécessaires, de capitaliser l'expérience, de prendre en compte la dimension internationale, d'associer les collectivités territoriales et de contrôler l'ensemble du dispositif.

Des appels d'offres pour l'éolien terrestre qui ne bénéficient pas toujours d'une concurrence suffisante

Les soutiens aux producteurs éoliens prennent la forme de contrats qui garantissent un certain niveau de rémunération. Jusqu'en 2016, celui-ci était directement fixé par l'État pour toute la durée du contrat (système de l'obligation d'achat). Depuis, il repose sur un complément de rémunération en fonction du prix auquel le producteur vend sa production sur le marché.

L'évolution des modalités d'attribution des soutiens a été plus lente que celle du mode de rémunération. Pour l'éolien terrestre, le système du « guichet ouvert », accessible à toute installation éligible, est longtemps resté le modèle dominant au détriment d'une mise en concurrence par appel d'offres. Offrant, jusqu'à très récemment, des conditions tarifaires (72 à 74 €/MWh) supérieures à celles résultant des appels d'offres, le guichet ouvert a incité les producteurs, pour être éligibles, à réduire la taille de leurs installations. De 2017 à 2022, il a drainé la majorité des capacités et donc limité le nombre de candidats aux appels d'offres. En outre, du fait de l'absence de suivi des projets en cours d'autorisation, le rythme des appels d'offres n'est pas optimisé et, dans certains cas, les volumes présentés par les candidats ont été inférieurs aux volumes appelés. Ce manque d'attractivité des appels d'offres a contribué, avec le rythme trop lent de délivrance des autorisations environnementales, à freiner la progression de la production éolienne, l'empêchant d'atteindre les objectifs fixés par la PPE.

La limitation du champ du guichet aux très petites structures et aux projets citoyens, intervenue en avril 2022, permet enfin la généralisation des procédures d'appels d'offres nécessaire à l'accélération du développement de la filière terrestre. Celui de la filière éolienne en mer repose également sur l'accélération des procédures, par exemple en regroupant les appels d'offres, pour garantir des attributions à un rythme plus soutenu.

Une diminution du niveau des soutiens mais des incertitudes liées au contexte économique

La période contrôlée par la Cour (années 2017 et suivantes) se caractérise par une diminution progressive du niveau des soutiens résultant des appels offres. Cette évolution est particulièrement sensible pour l'éolien en mer posé grâce notamment à la baisse des coûts de production et à une évolution du partage des risques favorable aux producteurs qui leur permet de proposer des offres plus compétitives. Le dernier appel d'offres (Normandie), dont les dossiers ont été finalisés en 2022, a été attribué à un tarif de 44,9 €/MWh alors que les

précédents appels d'offres, instruits plusieurs années auparavant, avaient atteint des montants supérieurs à 200 €/MWh avant d'être renégociés par l'Etat.

Cette tendance est, à court terme, remise en cause par l'évolution du contexte économique, notamment l'augmentation du coût des matières premières et des taux d'intérêt. Les derniers appels d'offres terrestres se caractérisent par une augmentation du niveau de soutien demandé (76,4 €/MWh en 2023 alors que les prix étaient descendus à 59,7 €/MWh en 2020). Pour inciter les producteurs à poursuivre le développement de leur projet, l'État a également dû prendre en 2022 des mesures de soutien complémentaires, en termes d'indexation des tarifs notamment, dont l'impact sur l'économie des parcs concernés devra être évalué. Il est n'est pas possible de déterminer si cette inversion de tendance, liée à la reprise de l'inflation, sera durable.

Une adaptation des dispositifs de soutien qui a permis de limiter les rémunérations élevées liées à la hausse des coûts de l'électricité

Le budget de l'État prend en charge la différence entre la valeur de la production vendue sur le marché et le tarif de référence issu des arrêtés tarifaires ou des offres des candidats aux appels d'offres. Ce mécanisme joue, sauf exception, dans les deux sens. Lorsque le prix de marché est supérieur au tarif de référence, la différence se traduit ainsi en recettes pour l'État. Il permet donc, en principe et sous réserve que le tarif d'achat ait été fixé au niveau adéquat, de garantir aux producteurs un niveau de rémunération suffisant tout en empêchant les surprofits et les rentes indues en cas d'augmentation importante des prix de marché.

La période récente l'illustre : jusqu'en 2020, le développement de l'éolien s'est traduit par des charges croissantes atteignant près de 2 Md€ en 2020. Depuis, la forte augmentation des prix de l'électricité a conduit en 2021 à un effondrement des dépenses supportées par l'État au titre des mécanismes de soutien (0,2 Md€ en 2021). La CRE prévoit même des charges prévisionnelles négatives, donc des recettes pour l'État, pour 2022 et 2023.

Cependant, certains parcs ont pu échapper à l'obligation de reverser le produit des ventes réalisé au-delà du tarif de soutien. D'une part, des résiliations de contrat anticipées ont permis à certains parcs de profiter de prix de marchés supérieurs au tarif garanti. D'autre part, une clause de plafonnement des avoirs a pu limiter le volume des compléments de rémunération négatifs à verser à l'État. Des modifications de la réglementation ont mis fin à ces effets d'aubaine en 2022 et 2023. Pour autant, le manque à gagner pour l'Etat qui en a résulté s'élèverait à 767 M€ pour le seul 1^{er} trimestre 2022.

Au regard des enjeux budgétaires, il est indispensable que les dispositifs de captation de la rente en cas de prix de marché élevés soient consolidés afin de supprimer définitivement tout risque de réitération des comportements opportunistes et des effets d'aubaine observés en 2022.

Des soutiens qui justifieraient un réexamen périodique

Les soutiens financiers à la production éolienne ont la nature d'une aide d'Etat qui doit respecter les règles nationales et européennes. Celles-ci interdisent de verser des aides qui conduiraient à dépasser une rentabilité raisonnable, dont il n'existe toutefois pas de définition normative.

Une distinction doit être faite entre la rentabilité globale du projet et celle pour les actionnaires qui ont apporté les capitaux propres. Du fait d'un financement des parcs aux trois-quarts par des emprunts dont les taux étaient faibles ces dernières années, une rentabilité projet

modérée a pu se traduire par une rentabilité élevée pour les apporteurs de capitaux. Ainsi, la rentabilité prévisionnelle entre 4,2 % et 6,9 % acceptée en 2017 par la commission européenne pour le guichet ouvert pourrait entraîner, si les parcs étaient financés aux trois quarts par des emprunts à 2,5 %, une rentabilité pour les actionnaires entre 9,3 % et 20,1 %.

Outre la concurrence insuffisante lors des appels d'offres, deux facteurs ont pu engendrer des niveaux d'aide supérieurs aux besoins réels : d'une part, la baisse continue du prix des éoliennes durant la période contrôlée - jusqu'à l'inversion récente - alors que le tarif du guichet ouvert restait inchangé ; d'autre part, la trop faible modulation de l'aide en fonction de l'exposition des parcs au vent, qui donne un avantage aux plus ventés et par ailleurs réduit le nombre de sites exploitables.

Malgré les recommandations des rapports précédents de la Cour, l'économie des parcs éoliens reste mal connue : depuis l'étude réalisée par la CRE en 2014, ni cette dernière, ni la DGEC, ni EDF OA, ni l'Ademe n'ont conduit d'analyses sur des données réelles et comptables provenant d'un échantillon suffisant de parcs.

Aucun contrôle de l'administration sur les comptes des parcs éoliens aidés n'est intervenu durant la période contrôlée. La DGEC, la CRE et EDF OA doivent donc se rapprocher afin de se donner les moyens, conformément aux directives européennes et au code de l'énergie : de recueillir et d'analyser les comptes et la rentabilité des parcs ; de proposer des révisions des tarifs et des cahiers des charges ; le cas échéant d'agir pour mettre fin aux rentabilités excessives.

En outre, les obligations de publication des aides accordées ne sont que très partiellement remplies. Elles devraient au demeurant être renforcées pour que le montant des soutiens reçus chaque année par chaque parc, l'identité des bénéficiaires et les changements de propriété soient accessibles aux citoyens.

La renégociation des tarifs des six parcs éoliens en mer attribués en 2012 et 2014, qui s'est déroulée en 2018, a donné lieu de part et d'autre à des concessions dont au profit des exploitants, la gratuité de l'implantation sur le domaine public et la prise en charge par la collectivité des coûts de raccordement au réseau de transport. Il reste que l'importance de l'enjeu financier nécessite une surveillance de l'économie de ces parcs organisée dans la durée. A cet égard, les appels d'offre pour l'éolien en mer devraient dans tous les cas prévoir un tarif de référence au-delà duquel les recettes reviennent à l'Etat. Une telle précaution est indispensable pour éviter des rentes indues, dans l'hypothèse où les prix de vente de l'électricité resteraient durablement élevés. Cela devrait également conduire à exclure une rémunération uniquement aux prix du marché sans soutien de l'Etat, apparemment avantageuse pour la collectivité mais en réalité source de rentes privées et de pertes de recettes pour l'Etat.

En conclusion, l'adaptation des parcs éoliens à l'économie réelle suppose de se donner les moyens de contrôle nécessaires et de généraliser le partage voire le plafonnement de la rentabilité au-delà d'un certain niveau.

LISTE DES RECOMMANDATIONS

Recommandation n° 1 (DGPR, 2023) : Dans le cadre de l'instruction des demandes d'autorisation environnementale sur les projets éoliens, supprimer le caractère suspensif des demandes complémentaires d'informations dans la computation des délais réglementaires applicables.

Recommandation n° 2 (DGPR/DGALN, 2023) : Vérifier la cohérence de l'application des procédures de dérogations aux espèces protégées par les DREAL et en assurer un suivi national régulier

Recommandation n° 3 (DGEC, 2023) : Pour le renouvellement des parcs éoliens installés avant 2011, permettre de déroger à la règle de 500 mètres des habitations.

Recommandation n° 4 (SGPE, DGEC, CRE, 2023) : Structurer la maîtrise d'ouvrage et le pilotage du déploiement des parcs éoliens en mer

Recommandation n° 5 (DGEC, CRE, 2023) : Organiser un contrôle pluriannuel des coûts et de la rentabilité des parcs

Recommandation n° 6 (DGEC, CRE, 2023) : Dans le cahier des charges des appels d'offres sur l'éolien, généraliser les clauses de partage de rentabilité.

INTRODUCTION

Bien que l'énergie cinétique du vent soit diffuse, instable et capricieuse, sa récupération par l'homme non seulement pour naviguer, mais pour irriguer, presser, broyer, meuler, scier... remonte à l'antiquité. A la fin du 19^e siècle, l'idée de transformer l'énergie mécanique éolienne en électricité s'est imposée.

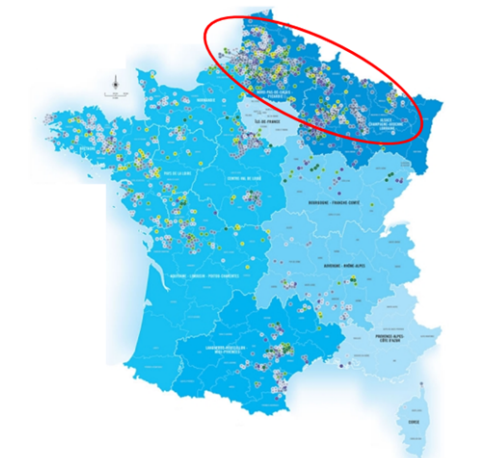
Des éoliennes produisant de l'électricité ont fonctionné tout au long du 20^{ème} siècle, mais leur essor date de la crise pétrolière des années 1970. En France, leur développement a débuté dans les années 1990. Alors que cette électricité avait un coût très supérieur à celle issue d'énergies fossiles, les soutiens publics ont solvabilisé son développement et enclenché une baisse continue des prix de revient, proches désormais de ceux des autres filières ; joints à la perspective de stocker le courant sous forme d'hydrogène ou autrement, ils font de l'éolien un enjeu d'avenir.

En France, au 31 décembre 2022¹, les 2 260 parcs raccordés au réseau, presque tous terrestres et presque tous en métropole, représentaient environ 9 000 mâts et une puissance totale de 20,9 GW, dont 0,5 GW en mer. Sur terre, la moitié des parcs ont une capacité comprise entre 8 MW et 12 MW, soit trois à cinq machines de taille moyenne.

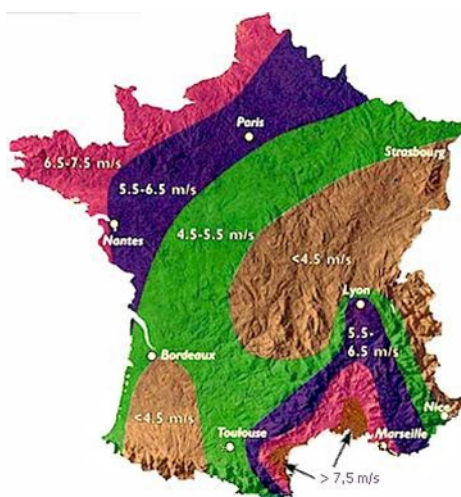
La répartition des parcs n'est pas uniforme : 45 % des parcs et 50 % de la puissance installée se trouvent dans les régions Hauts-de-France et Grand-Est, qui ne représentent que 16 % du territoire métropolitain, alors que d'autres régions ont également un potentiel de production éolienne important.

¹ [Statinfo - eolien \(developpement-durable.gouv.fr\)](https://www.statinfo.eolien.developpement-durable.gouv.fr)

Carte n° 1 : Répartition des éoliennes terrestres sur le territoire métropolitain



Carte n° 2 : Régime des vents en France métropolitaine



Source : groupe de travail national sur l'éolien (MTECT)

En 2022, l'ensemble a produit 37,5 TWh² - ce qui a placé la France au troisième rang en Europe pour ce qui concerne la production d'électricité d'origine éolienne, derrière l'Allemagne, 125 TWh, et l'Espagne, 62 TWh - et 8,3 % de la production électrique nationale³, ce qui correspond à une durée annuelle de production moyenne à plein régime (dite facteur de

² [Source : RTE, Bilan électrique 2022, synthèse](#)

³ Rappelons ici que pour une capacité donnée, la production effective d'électricité varie selon les filières : le facteur de charge, rapport entre la production effective et la production maximale théorique, est d'environ 10 % pour le photovoltaïque, 20 % pour l'éolien terrestre et 30 % à 40 % pour l'éolien maritime, 70 % à 80 % pour le nucléaire. Rapportés au total d'heures dans une année (8 760), ces taux donnent le nombre d'heures de production à pleine puissance. Pour 1 MW de capacité, la production mesurée en MWh varie donc selon un facteur de 1 à 4.

charge) d'environ 2 000 heures⁴. La ressource en vent fluctue : il est dans notre pays plus rare en été, plus fréquent de novembre à mars, période qui correspond à la plus forte consommation électrique dans notre pays.

Les soutiens à l'éolien bénéficient aux entreprises⁵ propriétaires des parcs. Elles prospectent les sites potentiels, effectuent des études, demandent les autorisations réglementaires, louent le terrain et construisent les parcs, le raccordement étant assuré par les exploitants des réseaux électriques, principalement Enedis sur terre et le Réseau de transport d'électricité (RTE) en mer.

Les soutiens ont pour support des contrats entre ces entreprises et un opérateur délégué par l'Etat – dans le cas général EDF-Obligation d'achat (EDF OA), qui garantissent pour vingt ans un prix d'achat. Le coût des soutiens pour l'Etat, figurant dans son budget parmi les charges de service public de l'énergie, résulte de la différence entre ce prix d'achat et le prix de marché auquel l'électricité a été vendue. Ce coût devient un bénéfice pour l'Etat lorsque le prix du marché passe au-dessus du prix garanti, comme en 2022. Pour signer un contrat, les entreprises doivent avoir vu leur proposition de prix garanti retenue lors d'un appel d'offres, mais jusqu'à 2022, a perduré le « guichet ouvert », où l'attribution était automatique, à un prix fixé par la puissance publique.

Le montant des soutiens financiers de l'Etat à l'éolien en France sur la période 2017-2022 peut être résumé par le tableau ci-dessous.

Tableau n° 1 : Principaux soutiens financiers à l'éolien (en M€)

		2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total période
Soutiens à la production	Charges de service public éolien	1 104	1 194	1 593	1 949	200	-9 052 ⁶	-3 013
	Raccordement de l'éolien en mer	7	19	29	170	289	409	924
	Etudes dérisquage ⁷ (Etat)	0,1	0,5	4,0	5,5	11,5	50 ⁸	29,4
Soutiens industriels	Progr. Investissements d'avenir PIA 1-2-3	385,2 ⁹						385,2
	<i>Dont éolien flottant pilote</i>	<i>300¹⁰</i>						<i>300,0</i>

Source : Cour des comptes à partir de données fournies ou publiées par le MTECT, RTE, la DGEC et la DGE

La gestion des soutiens mobilise de nombreux acteurs administratifs (cf annexe 1) ; les trois principaux sont :

⁴ Il s'agit d'une moyenne, certains parcs atteignent 3 000 heures ; en mer, il se situe en général entre 3 500 et 4 000.

⁵ Par exemple : EDF Renouvelables, Engie, Boralex, WPD, Valeco, Voltalia, EDP renewables, BayWa r.e.

⁶ Donnée provisoire

⁷ Montant pour l'ensemble des filières ENR

⁸ Estimation

⁹ Dont 210,4 M€ d'avances remboursables

¹⁰ Dont 163,8 M€ d'avances remboursables

- La direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) au ministère de la transition énergétique (MTE), qui obtient l'autorisation de la commission européenne sur les régimes d'aide, publie les arrêtés tarifaires et les cahiers des charges et arrête la liste des lauréats des appels d'offres ;
- La commission de régulation de l'énergie (CRE), qui donne un avis sur les cahiers des charges et les projets d'arrêtés tarifaires, instruit les offres présentées aux appels d'offres et propose la liste de lauréats ;
- EDF Obligation d'achat (EDF OA), qui achète l'électricité en obligation d'achat et la revend, verse les compléments de rémunération (ou les encaisse quand ils sont négatifs) et reçoit du MTE la compensation de la différence entre le prix d'achat et le prix de vente de l'électricité ainsi que la valeur des compléments versés.

Le présent rapport traite des soutiens de l'Etat à l'éolien terrestre et maritime, pour les années 2017 et suivantes. Il prolonge et approfondit plusieurs travaux précédents de la Cour, qui avait publié en juillet 2013 un rapport thématique sur la politique de développement des énergies renouvelables, puis, en avril 2018, à la demande du Sénat, un rapport sur le soutien aux énergies renouvelables¹¹. Beaucoup de leurs constats demeurent valables et plusieurs de leurs recommandations n'avaient pas été suivies d'effet au moment de l'enquête (cf annexe 2).

En 2021, la Cour des comptes avait inscrit ce thème à son programme dans un contexte économique et géopolitique fort différent de celui de 2022, marqué par la hausse des prix de l'énergie et des incertitudes sur la capacité de l'appareil de production d'électricité à répondre à la demande. Au moment où une version provisoire du rapport était soumise à la contradiction des entités contrôlées, un projet de loi relatif à l'accélération des énergies renouvelables (dit AER) a été présenté, débattu et voté¹². Les 116 articles de la loi publiée abordent la planification des implantations, les procédures d'autorisation, l'accès au foncier et les retombées économiques. Le présent rapport mentionne nombre des dispositions qui concernent l'éolien mais c'est seulement dans la durée que leurs effets pourront être évalués.

Le présent document est structuré en deux parties. Constatant que les objectifs quantitatifs de développement de l'éolien n'ont pas été atteints, la première examine les freins qui, malgré les efforts des pouvoirs publics pour les lever, expliquent ce retard ; la seconde partie analyse les soutiens à la production, notamment leur impact budgétaire et s'interroge sur leur adaptation à l'économie réelle des parcs.

¹¹ <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/la-politique-de-developpement-des-energies-renouvelables> et <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/le-soutien-aux-energies-renouvelables>

¹² Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables

1 DES RESULTATS EN DEÇA DES OBJECTIFS QUANTITATIFS AMBITIEUX, EN RAISON D'UN CADRE REGLEMENTAIRE INADAPTE ET D'UNE PLANIFICATION INOPERANTE

1.1 Des objectifs ambitieux mais un niveau de réalisation inférieur aux engagements sur les ENR

1.1.1 Des objectifs inscrits aux niveaux européen et national

1.1.1.1 Des engagements européens centrés sur la décarbonation

Dans le contexte de la prise de conscience des risques climatiques engendrés par les énergies fossiles carbonées, l'Union européenne a défini l'objectif d'accroissement de la part des énergies renouvelables dans la consommation intérieure brute d'énergie. Des directives successives¹³ les ont fixés à 12% en 2010, 20% en 2020 et 32% en 2030.

L'objectif pour 2020 était en outre décliné de façon contraignante pour chaque état membre, avec une cible française de 23%. La production y étant très largement décarbonée, elle correspond à un objectif de diversification des sources. La part propre à l'éolien n'est pas précisée dans les textes européens. La Commission prône une neutralité technologique qui vise à développer en priorité les énergies renouvelables les plus efficaces économiquement.

Les directives de 2009 et de 2018 imposent aux états membres des plans nationaux visant à formuler des stratégies globales de lutte contre le changement climatique. D'autres mesures européennes ont un impact sur l'énergie éolienne. Ainsi, le système européen d'échange des quotas d'émission, en renchérissant le coût des énergies fossiles, améliore indirectement la compétitivité des parcs éoliens.

Présenté en 2019, le *Pacte vert pour l'Europe* vise à faire de notre continent le premier à atteindre la neutralité climatique¹⁴, au plus tard en 2050. Une proposition de modification de la directive sur les énergies renouvelables rehausse l'objectif de part d'énergie renouvelable dans la consommation finale brute d'énergie en 2030 et devrait à nouveau déterminer des contributions nationales. La Commission a formulé un objectif spécifique pour l'éolien en mer : au moins 60 GW installés en 2030 et 300 GW en 2050, par rapport à 12 GW en 2020. Elle estime que les énergies marines renouvelables (dont l'énergie océanique) devraient occuper 3 % des eaux européennes en 2050. Jusqu'à 800 Md€ d'investissement pourraient être nécessaires pour atteindre ces objectifs.

Alors que prévalait auparavant l'objectif de décarbonation, la guerre en Ukraine a fait ressurgir celui de l'indépendance énergétique et donc de la production. La Commission a

¹³ Il s'agit respectivement des directives du Parlement européen et du Conseil n°2001/77/CE du 27 septembre 2001, n°2009/28/CE du 23 avril 2009 et n°2018/2001/UE du 11 décembre 2018

¹⁴ Objectif prévu par le règlement 2021/1119/UE du Parlement européen et du Conseil du 30 juin 2021 établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique.

annoncé un plan, *RepowerEU*, visant à rendre l'Europe indépendante des combustibles fossiles russes avant 2030, notamment en accélérant le déploiement des énergies renouvelables. La Commission a proposé de porter leur part dans la consommation finale brute d'énergie à 45 % en 2030, (contre 22,1 % en 2020) grâce à des capacités de 1 236 GW (contre 1 067 dans le *Pacte vert*), dont 600 GW nouveaux de solaire.

1.1.1.2 Des objectifs nationaux ambitieux de diversification du mix électrique

1.1.1.2.1 Depuis deux décennies, des ambitions éoliennes toujours plus élevées

Bien que moins concernée que les autres pays européens par l'objectif de décarbonation, puisque sa production est majoritairement issue du nucléaire et de l'hydraulique, la France a formulé des objectifs ambitieux de diversification de son mix électrique et d'accroissement de la part des nouvelles énergies renouvelables. Ils figurent dans les instruments de planification énergétique qu'ont été la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI) puis la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

En 2003, la première PPI¹⁵ formule l'objectif indicatif de 2 à 6 GW éoliens en 2007, dont 0,5 à 1,5 GW en mer. En 2005, la loi dite POPE¹⁶ établit, de façon informative, l'objectif de couvrir 21 % de la consommation intérieure d'électricité totale en 2010 par une production intérieure d'électricité d'origine renouvelable. Elle a été accompagnée de la seconde PPI¹⁷, qui affichait l'objectif de 13,5 GW éolien en 2010, dont 1 en mer, et 17 GW en 2015, dont 4 en mer. Dans le cadre du Grenelle de l'environnement, la troisième PPI¹⁸ fixait en 2009 l'objectif de 11,5 GW installés en 2012, dont 1 en mer, et 25 GW en 2020, dont 6 en mer. En parallèle, la loi Grenelle II¹⁹ annonçait en 2010 l'objectif d'installer 500 nouvelles éoliennes par an.

La loi dite LTECV²⁰ a ajouté l'objectif de porter en 2030 la part des renouvelables à 32% de la consommation finale brute d'énergie et à 40% de la production d'électricité, la consommation énergétique finale devant baisser de moitié entre 2012 et 2050. La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) instaurée par la LTECV décline pour chaque filière les capacités visées. Couvrant une période de dix ans, sauf la première (2016-2023), elle doit être révisée tous les cinq ans. Une première révision anticipée a mené à la publication de la PPE 2 pour la période 2019-2028.

¹⁵ Arrêté du 7 mars 2003 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité.

¹⁶ Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique.

¹⁷ Arrêté du 7 juillet 2006 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité.

¹⁸ Arrêté du 15.12.2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité.

¹⁹ Loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement.

²⁰ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique et pour la croissance verte.

<i>Objectifs éoliens des programmes pluriannuels de l'énergie en France métropolitaine</i>	
<i>La PPE 1 (2016-2023) prévoit :</i>	
-	<i>15 GW d'éolien terrestre installés en 2018 et entre 21,8 GW (option basse) et 26 GW (option haute) en 2023,</i>
-	<i>0,5 GW d'éolien en mer posé installés en 2018 et 3 GW en 2023,</i>
-	<i>Entre 0,5 et 6 GW d'éolien en mer posé attribués en 2023,</i>
-	<i>0,1 GW énergies marines, dont l'éolien flottant, installé en 2023 et entre 0,2 et 2 GW d'énergies marines attribués en 2023.</i>
<i>La PPE 2 (2019-2028) prévoit :</i>	
-	<i>24,1 GW d'éolien terrestre installés en 2023 et entre 33,2 GW (option basse) et 34,7 GW (option haute) en 2028,</i>
-	<i>2,4 GW d'éolien en mer posé installés en 2023 et entre 5,2 GW (option basse) et 6,2 GW (option haute) en 2028.</i>

Source : Cour des comptes

La PPE doit être compatible avec la stratégie nationale bas carbone (SNBC), également instituée par la LTECV, qui établit des budgets quinquennaux d'émissions de gaz à effet de serre. Ces deux piliers de la transition énergétique verront leurs objectifs fixés par la loi de programmation sur l'énergie et le climat (LPEC)²¹ à partir de leur troisième édition respective, ce qui répondra au constat que le manque de coordination entre les deux objectifs nuisait à leur crédibilité, tel que formulé par la Cour en 2018 dans son rapport sur les énergies renouvelables.

1.1.1.2.2 Des ambitions nouvelles centrées sur l'éolien en mer

La loi climat et résilience a modifié en août 2021 l'article L.100-4 du code de l'énergie pour porter à 1 GW au moins par an, le rythme d'attribution des capacités de production en mer à l'issue de procédures de mise en concurrence à l'horizon 2024.

Le 10 février 2022 à Belfort, le Président de la République a formulé l'objectif d'un déploiement massif de l'éolien en mer, avec 40 GW répartis en 50 parcs en 2050. Pour l'éolien terrestre, l'objectif annoncé de doubler les capacités d'ici à 2050 correspond à environ 37,6 GW, soit seulement 2,6 GW de plus que l'option haute de la PPE pour 2028. L'objectif pour les capacités en mer va donc de pair avec la réduction de celui relatif aux capacités terrestres, qui se situe en deçà des montants retenus par les scénarios de RTE (43 GW) et de l'ADEME (58 GW) pour atteindre la neutralité carbone.

Le 14 mars suivant, à Port la Nouvelle (Aude), dans le contexte du lancement par le Premier ministre de deux parcs éoliens flottants en Méditerranée, un « pacte éolien » entre l'Etat et la filière prévoit que l'Etat s'engage à accorder au moins 2 GW d'éolien en mer par an à partir de 2025 et se fixe des objectifs de 20 GW attribués en 2030 pour des capacités en service de 18 GW en 2035 et 40 GW en 2050 ; la filière s'engage également à développer l'emploi, l'investissement et la chaîne d'approvisionnement en France.

²¹ Instituée par la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, la LPEC doit être adoptée avant le 1^{er} juillet 2023.

1.1.2 Un niveau de réalisation inférieur aux engagements sur les ENR

1.1.2.1 Des objectifs européens non atteints, ce qui engendre des coûts et expose la France à des sanctions

La France n'a pas atteint la cible fixée par la directive 2009/28/CE : la consommation finale d'énergies renouvelables (électriques et chaleur) s'est élevée en 2020 à 307 TWh. Sa part de 19,1 % dans le total, en hausse de 10 % par rapport à 2005, se situe en dessous de l'objectif de 23 %. Il faut noter que la France avait accepté des objectifs d'implantation des ENR plus ambitieux que ceux de la plupart des autres pays, alors même que son mix électrique est fortement décarboné et que le retard dans l'atteinte de ses objectifs n'est pas imputable au seul mix électrique, et notamment pas au seul secteur éolien, mais aussi à la trop faible baisse de la consommation globale d'énergie, chauffage et transports inclus.

Cet échec l'oblige à rechercher un « transfert statistique » prévu par la directive, en payant un état membre qui a dépassé ses objectifs afin d'obtenir les 64 TWh manquants pour atteindre la cible 2020. Un seul cas de transfert statistique a eu lieu à ce jour, entre le Luxembourg et la Lituanie, au prix de 15€/MWh.

A ce niveau, la France devrait payer 960 M€ pour la seule année 2020, et acheter des statistiques pour les années ultérieures jusqu'à atteindre son objectif, faute de quoi elle s'expose à des astreintes financières et à des difficultés pour accéder à certains fonds européens²².

1.1.2.2 Des objectifs nationaux non atteints

La décarbonation de l'économie suppose un transfert massif des usages des énergies fossiles vers l'électricité, dont la voiture électrique est une illustration parmi d'autres. Il en résultera un fort accroissement du besoin en électricité, même si des objectifs ambitieux de sobriété sont par ailleurs atteints. Les scénarios à long terme, notamment ceux de RTE « futurs énergétiques 2050 », mettent en évidence le besoin d'accroître la production électrique, qui rend indispensable le déploiement d'énergies renouvelables.

Leur part dans la consommation finale brute d'électricité s'est établie à 24,8 % en 2020, pour un objectif 2030 inscrit dans la LTECV de 40 %. Comme le notait déjà la Cour en 2018, une nette accélération du déploiement des énergies renouvelables électriques sera nécessaire pour l'atteindre : sur la base de la consommation nationale de 503 TWh en 2030 retenue par RTE²³ et des objectifs de la PPE et de la SNBC, il faudra augmenter la production de 75 TWh par rapport à 2020, là où la croissance de 2010 à 2020 a été seulement de 48 TWh.

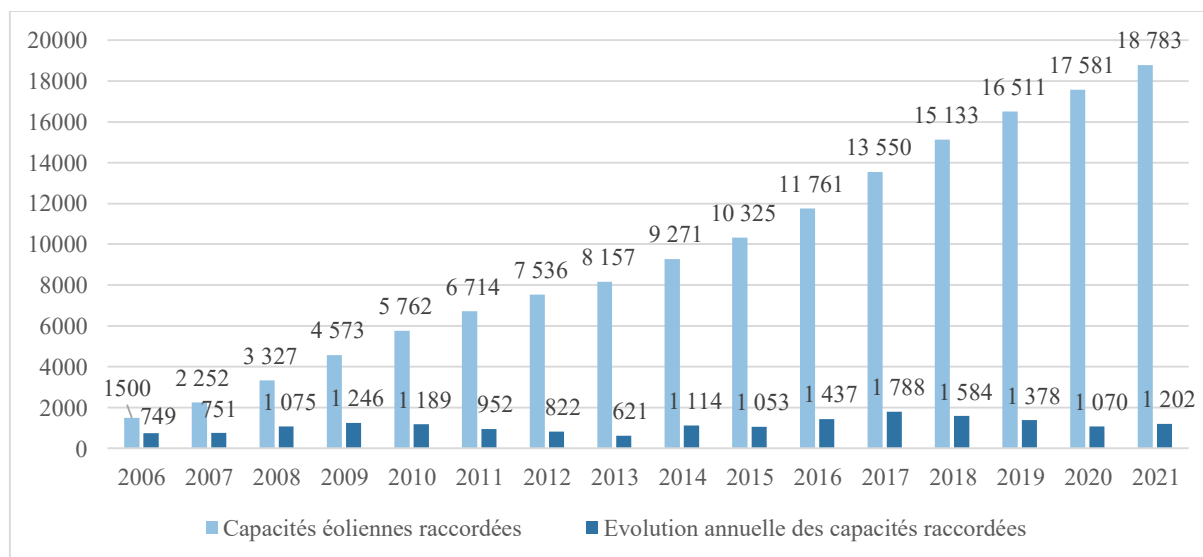
S'agissant de la contribution de l'éolien à ces objectifs, le parc français était constitué à la fin de 2022 de 20,4 GW éolien terrestre, contre 1,5 GW en 2006 et 11,7 GW au 31 décembre 2016, soit une augmentation nette de 8,7 GW au cours de la période de contrôle (2017-2022).

²² Le respect de l'objectif d'électricité renouvelable a la nature d'une condition favorisante au sens du règlement 2021/1060/EU du Parlement européen et du Conseil du 24 juin 2021, pour le FEDER et le Fond de cohésion (Annexe IV), soit 9,1 Md€ pour la France sur 2021-2027.

²³ [Bilan prévisionnel 2030](#), édition 2021 (excluant le solde extérieur)

L'augmentation annuelle moyenne des capacités durant celle-ci (1,45 GW nets) est plus élevée que celle de la période 2007-2016 (1 GW net), en dépit de l'impact défavorable de la crise sanitaire sur les mises en service en 2020 et 2021.

Graphique n° 1 : Évolution des capacités éoliennes raccordées entre 2007 et 2021, en MW



Source : ORE, RTE, Enedis, SER, Panorama de l'électricité renouvelable 2021, mise en forme Cour des comptes.

Malgré cette croissance régulière, la trajectoire actuelle est peu compatible avec les ambitions des PPE. Si la progression moyenne de la dernière période se maintient, l'option basse de la PPE 1 sera atteinte à la fin de 2023 mais il manquera environ 1,5 GW pour réaliser l'objectif de 24,1 GW en 2028 de la PPE 2. Pour atteindre la cible la plus basse fixée par la PPE 2 de 33,2 GW en 2030, il faudra ensuite installer 1,8 GW par an.

S'agissant de l'éolien maritime, mis à part des dispositifs pilotes, un seul parc en mer est en service en France, celui de Saint-Nazaire (480 MW) depuis novembre 2022. Les objectifs des trois PPI et la cible 2018 de la PPE 1 ne sont donc pas atteints. L'objectif de 3 GW de la PPE 1 pour 2023 ne devrait être rempli qu'à 50%. La PPE 2 l'a abaissé à 2,4 GW, mais sa réalisation est peu probable. De même, la cible issue de la PPE 1 de 100 MW d'éolien flottant raccordés en 2023 ne sera atteinte que l'année suivante.

A une échéance plus lointaine, le calendrier actuel des parcs attribués prévoit 3,52 GW raccordés d'ici 2027²⁴, soit 1,7 GW de moins que les 5,2 GW de l'option basse de la PPE 2 pour 2028, qui ne sera pas atteinte : le processus d'attribution de capacités entre 6,25 GW à 6,75 GW est en cours, mais pour des mises en service prévues entre 2029 et 2034²⁵.

²⁴ Composés des parcs posés suivants : 480 MW à Saint-Nazaire, 496 MW à Yves-Noirmoutier, 496 MW à Saint-Brieuc, 450 MW à Courseulles, 498 MW à Fécamp et 496 MW à Dieppe Le Tréport (appels d'offres en 2011 et 2012), 600 MW à Dunkerque (appel d'offres en 2016).

²⁵ Composés des parcs posés suivants : 480 MW à Saint-Nazaire, 496 MW à Yves-Noirmoutier, 496 MW à Saint-Brieuc, 450 MW à Courseulles, 498 MW à Fécamp et 496 MW à Dieppe Le Tréport (appels d'offres en 2011 et 2012), 600 MW à Dunkerque (appel d'offres en 2016).

1.2 Une réglementation qui freine le développement de l'éolien

Les freins réglementaires nombreux portent sur deux verrous essentiels : l'existence de servitudes qui limitent l'accès au foncier disponible pour l'implantation de parcs éoliens terrestres d'une part et une procédure d'autorisation de l'éolien terrestre et maritime peu performante d'autre part. La loi n°2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables (dite loi AER), vise à lever ces obstacles au déploiement des projets d'énergies renouvelables notamment éoliens.

1.2.1 Un potentiel foncier limité par de nombreuses servitudes réglementaires

En l'état du droit, l'encadrement de l'accès à l'espace, notamment terrestre compromet la réalisation des volumes ambitieux prévus par la programmation de la politique énergétique.

1.2.1.1 La distance minimale des habitations : une contrainte pour les nouvelles installations et le renouvellement des anciennes

Jusqu'à la loi Grenelle II qui a soumis l'éolien terrestre au régime des installations classées et à l'obligation de respecter un éloignement de 500 mètres avec les habitations²⁶, les parcs éoliens terrestres n'étaient pas régis par une règle de distanciation particulière avec les habitations. Dans une région comme la Bretagne, la règle des 500 mètres constitue un défi pour le renouvellement des premiers parcs mis en service entre 2000 et 2011. Dans le département du Finistère, par exemple, 83 % des éoliennes sont en deçà de 500 mètres des habitations et 55 % dans l'ensemble de la région Bretagne. Cette situation n'étant pas la seule en France, d'autres régions sont exposées à un risque de diminution brutale de la capacité installée lors de l'arrivée en fin de vie des parcs actuels. En cohérence avec les objectifs de la politique énergétique, la réglementation devrait prévoir la possibilité, pour les seules installations déjà existantes avant 2011 et situées à une distance raisonnable des habitations, de déroger à la règle des 500 mètres, sous réserve d'une limitation de la dimension des équipements réimplantés (hauteur et puissance).

1.2.1.2 Les servitudes militaires, aéronautiques et météorologiques : des limites techniques à l'implantation et à la hauteur des éoliennes

La réglementation figurant dans les arrêtés du 26 août 2011 relatifs aux installations des parcs éoliens²⁷ et dans divers codes²⁸ impose le respect de servitudes pour les projets situés à

²⁶ Article L.553-1 du code de l'environnement.

²⁷ Arrêtés du 26 août 2011 relatifs aux installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent soumises à déclaration et à autorisation

²⁸ Code des transports, code de la défense, code des postes et des communications électroniques notamment

proximité des radars, des aérodromes et des zones d'entraînement de l'aviation militaire (cf annexe n°5).

Les éoliennes pouvant provoquer plusieurs types d'interférences avec les radars, la réglementation prévoit des distances d'éloignement différentes selon la catégorie de radars et selon qu'il s'agit de radars de Météo France, de la navigation maritime et fluviale, de l'aviation civile ou des armées. Outre la distance avec les radars, la réglementation prévoit des servitudes destinées à limiter les impacts des parcs éoliens sur les aérodromes civils et militaires.

La réglementation prévoit également des servitudes liées aux zones d'entraînement de l'aviation militaire. Le ministère des armées dispose de zones de survol pour l'entraînement à très basse altitude qui couvrent environ 20 % du territoire national. Certaines de ces zones sont protégées par une limitation de la hauteur des éoliennes fixée à 150 mètres maximum ; pour les autres, les autorisations sont accordées au cas par cas. Une partie importante du territoire est ainsi concernée par l'encadrement militaire des règles d'implantation des éoliennes.

1.2.1.3 Un parc d'éoliennes de trop petite taille

Les servitudes militaires et aéronautiques se traduisent non seulement par une limitation du foncier disponible pour l'implantation des éoliennes terrestres mais également des contraintes sur la hauteur et donc la puissance des parcs. Une étude effectuée en 2018 par l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE) constate que les machines françaises sont moins puissantes en France (2,4 MW contre 3 MW en Allemagne) et moins hautes (135 mètres contre 173 mètres en Allemagne en 2017). Ces constats sont confirmés par l'étude réalisée en 2021 par l'organisation éolienne européenne WindEurope²⁹. Les autres pays européens (sauf la Grèce) ont installé des machines de puissance supérieure. Les machines étant moins hautes et de plus petit diamètre de rotor, elles sont moins puissantes et impactent également la répartition des parcs sur le territoire car il est difficile de compenser le sous-équipement dans les zones moins ventées qui nécessitent des machines plus hautes pour aller chercher les vents d'altitude.

1.2.1.4 La nécessité de lever des servitudes pour libérer du foncier

Le ministère de la transition énergétique relève qu'« aujourd'hui à peine 20 % du territoire est accessible aux éoliennes ». Lors du conseil de défense écologique du 8 décembre 2020, il a été annoncé qu'entre 2021 et 2025, serait engagé le déclassement de balises de radionavigation qui « libérera jusqu'à 14 000 à 18 000 km² aujourd'hui interdits à l'éolien ».

En 2023, les résultats ne sont pas à la hauteur de ces objectifs malgré les efforts déjà entrepris (cf annexe n°5). La DGAC a engagé un travail important de libération d'espace. Elle a remplacé certains moyens conventionnels d'aide radio à la navigation³⁰ par des moyens d'un autre type³¹ qui permettent d'autoriser l'implantation d'éoliennes à une distance d'éloignement

²⁹ Cf « Wind energy in Europe 2021 statistics and the outlook for 2022-2026 » WindEurope.

³⁰ Appelés VOR conventionnel. Le V.O.R. (VHF Omnidirectional Range) est un système de radionavigation qui permet de déterminer la position d'un aéronef par rapport à une balise au sol

³¹ Appelés VOR Doppler

de 10 km au lieu de 15 km. De plus, elle s'est engagée à retirer du service à brève échéance certaines aides radio à la navigation qui ne seront plus utilisées à l'avenir en support de la navigation aérienne civile.

Le ministère des armées s'est engagé dans une démarche d'ouverture d'espaces qui reste assez limitée. Une partie des servitudes militaires a fait l'objet d'une libération partielle en 2019. Cette surface correspond à 9 031 km² désormais disponible aux projets éoliens. Le ministère des armées précise qu'il semble difficile d'aller plus loin sans risques pour la sécurité aérienne. Le ministère propose une approche au cas par cas pour les développeurs éoliens afin d'étudier la possibilité de « blanchir » des zones géographiques correspondant à leur projet mais, à ce stade, cette proposition n'a donné lieu qu'à de faibles sollicitations de la part des développeurs.

Les volumes prévus par la politique énergétique imposent de libérer davantage de foncier, ce qui implique la fixation d'objectifs de libération d'espaces fonciers par la DGAC et le ministère des armées en recourant notamment aux radars de compensation. Cette solution est désormais ouverte par la loi AER du 10 mars 2023 (article 67).

1.2.2 Une procédure d'autorisation peu performante

1.2.2.1 Un constat partagé sur la lourdeur des procédures

Dans sa proposition de révision de la directive sur les énergies renouvelables qui accompagne le projet Repower UE, la Commission européenne relève que « *les procédures administratives trop complexes et excessivement longues constituent un obstacle majeur au déploiement des énergies renouvelables.* ». Le plan RepowerEU propose plusieurs mesures nouvelles (parmi lesquelles la création de « zones de prédilection » (« renewables go-to areas ») dans lesquelles les projets devront être autorisés dans le délai d'un an et exemptés de l'obligation de réaliser une évaluation environnementale.

La lourdeur des procédures est également relevée par le gouvernement qui, dans l'exposé des motifs de la loi AER du 10 mars 2023 indique que le retard français n'est pas lié au manque de projets mais à la lourdeur des procédures administratives et contentieuses, précisant qu'« *il faut en moyenne (...) 7 ans pour un parc éolien et 10 ans pour un parc éolien en mer. Nos partenaires européens vont souvent deux fois plus vite que nous.* ». Cette loi comporte des dispositions qui révisent la procédure d'autorisation environnementale et la conduite de l'enquête publique (cf infra) ainsi que des modifications de la procédure contentieuse. Le gouvernement a également pris une circulaire datée du 16 septembre 2022³² adressée aux préfets qui comporte des mesures visant notamment à accélérer le traitement des dossiers.

³² Instruction du Gouvernement du 16 septembre 2022 relative à l'organisation de la répartition et du délestage de la consommation de gaz naturel et de l'électricité dans la perspective du passage de l'hiver 2022-2023 et à l'accélération du développement des projets d'énergie renouvelable

1.2.2.2 La procédure française marquée par une instabilité réglementaire

Depuis l'instauration des premières règles il y a vingt ans, la réglementation a évolué sans cesse avec des réformes intervenues chaque année qui reflètent l'attitude fluctuante de l'État vis-à-vis de l'éolien. Cette instabilité normative traduit également le difficile compromis entre la nécessaire prise en compte de contraintes découlant d'autres politiques publiques et le renforcement des énergies renouvelables dans la production électrique. Les règles fixées entre 2003 et 2011 ont contraint le développement de l'éolien mais un autre mouvement normatif tout aussi intense s'exerce dans le sens d'une facilitation de l'implantation des parcs depuis 2013 (cf annexe n° 6).

S'agissant plus spécifiquement de l'éolien terrestre, celui-ci est soumis au régime des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE). La création de la rubrique ICPE 2980 pour les éoliennes terrestres³³ s'est accompagnée de deux arrêtés ministériels de prescriptions générales, les soumettant au régime de la déclaration et de l'autorisation³⁴. Ces arrêtés de 2011 ont été modifiés à plusieurs reprises³⁵.

1.2.2.3 Un taux de recours contentieux anormalement élevé

Tous les projets *offshore* et une grande majorité des projets terrestres ont fait l'objet de recours. Ce niveau de recours constitue un frein au développement des projets éoliens compte-tenu des délais de traitement des contentieux. Les porteurs de projet attendent en effet, dans la grande majorité des cas, la purge des recours pour démarrer la construction des parcs concernés, ce qui peut conduire à des délais particulièrement longs (par exemple six ans pour le parc de Saint-Brieuc). De nombreuses mesures de régulation ont été prises qui ont permis de réduire de deux années environ la durée de traitement des contentieux (cf annexe n° 7). En outre, afin de faciliter la régularisation des autorisations environnementales, la loi AER du 10 mars 2023 prévoit l'obligation pour le juge administratif de régulariser l'autorisation environnementale en cours d'instance lorsque cela sera possible.

1.2.2.4 La nécessité pour les services instructeurs d'accompagner davantage les porteurs de projet en amont du dépôt des dossiers

La procédure d'autorisation des parcs éoliens terrestres, régie par le régime des ICPE depuis 2011 soumet les éoliennes à un régime de déclaration pour les installations d'une hauteur comprise entre 12 et 50 mètres et pour une puissance inférieure à 20 MW ou d'autorisation pour les installations qui comprennent au moins un aérogénérateur d'une hauteur supérieure à 50 mètres ou les installations qui comprennent des aérogénérateurs dont le mât est compris entre 12 et 50 mètres pour une puissance installée supérieure à 20 MW. La présente enquête se concentre sur le régime des autorisations.

³³ Créée par le décret n° 2011-984 du 23 août 2011

³⁴ L'un est relatif aux éoliennes soumises à autorisation (celle dont on traite dans le présent rapport) et l'autre aux petites éoliennes de moins de 50 mètres.

³⁵ Modifications en 2014, en 2020 et en 2021.

La procédure d'autorisation environnementale se déroule en trois phases (cf annexe n°8) : une phase d'examen de la demande déposée auprès du préfet du département faisant intervenir de nombreux services de l'État, une phase de consultation du public et une phase de décision. Durant ces trois phases, de nombreuses instances sont consultées.

Mais la phase en amont du dépôt des dossiers est insuffisamment valorisée même si depuis 2017, le porteur de projet et les services de l'État peuvent échanger des informations et si en 2021, a été introduite une consultation obligatoire des élus locaux . La loi AER du 10 mars 2023 prévoit en outre la désignation d'un référent préfectoral chargé notamment de faciliter les échanges en amont entre les porteurs de projet et les services instructeurs.

Pour autant, le cadrage préalable reste facultatif dans son principe et peu organisé dans ses modalités alors que cette phase amont concentre des enjeux importants. C'est durant cette période de plus d'une année que sont réalisées les études préalables, constituant l'étude d'impact destinée à évaluer les impacts paysagers et sur la biodiversité. Les services instructeurs pourraient alors en faciliter la réalisation en précisant le périmètre. A ce stade, leur investissement reste facultatif³⁶. La loi AER du 10 mars 2023 ne prévoit le caractère contraignant d'une mobilisation des parties prenantes que dans certaines conditions³⁷ et sans mention explicite d'une participation des services de l'Etat.

1.2.2.5 L'institution d'une autorisation environnementale ayant peu d'effets sur les délais

Le régime des ICPE auquel sont assujetties les éoliennes sous autorisation renvoie pour l'examen de l'autorisation environnementale aux règles de plusieurs codes³⁸. Ces réglementations diverses prévoient un dispositif d'autorisation qui leur est spécifique. Depuis le 1er mars 2017, l'autorisation environnementale rassemble une douzaine d'autorisations afin de simplifier les procédures. Le porteur de projet peut ainsi obtenir son autorisation, après constitution d'une seule demande adressée au préfet. Cette procédure instaure un point d'entrée unique (le service installations classées de la direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement ou DREAL) mais ne fait pas disparaître le fait que les projets restent soumis aux dispositions précitées.

Le regroupement des autorisations au sein de l'autorisation environnementale a un impact favorable sur les recours. Auparavant, chaque catégorie d'autorisation pouvait faire l'objet de recours séparé, avec les délais induits par cette multiplication des contentieux, ce qui n'est plus le cas désormais. En revanche, elle n'a aucun impact sur les délais de procédure.

³⁶ Dans la circulaire sur l'accélération des énergies renouvelables du 16 septembre 2022, le gouvernement demande aux préfets de mettre l'accent sur la période amont au dépôt des projets en permettant aux porteurs de projets de travailler sur leur dossier avec les services compétents.

³⁷ Il est ainsi prévu la mobilisation du porteur de projet, des communes et les EPCI à travers la mise en place d'un comité de projet dans les conditions suivantes : le projet doit être situé en dehors d'une zone d'accélération et doit être d'une puissance installée supérieure ou égale à un seuil qui sera défini par décret.

³⁸ Code de l'environnement, code de l'énergie, code forestier, code de l'urbanisme, code de la défense, code de l'aviation civile, code du patrimoine, code des transports et code des postes et télécommunications.

La procédure d'instruction des demandes d'autorisation est longue pour l'éolien terrestre, 22 mois en moyenne (cf annexe n° 8). Les délais d'instruction courent au-delà des délais réglementaires et s'allongent durant la période sous revue.

L'objectif affiché par le gouvernement en 2017 lors de la réforme de l'autorisation environnementale³⁹ était non seulement de simplifier la procédure mais également d'en réduire le délai d'instruction à neuf mois. Cet objectif n'a pas été atteint.

L'enquête révèle également la pratique des services instructeurs qui systématisent les demandes complémentaires adressées aux porteurs de projet, ce qui rallonge le délai d'examen des demandes, fixé à 4 mois, prorogable jusqu'à 4 mois supplémentaires⁴⁰. La réglementation prévoit en effet la possibilité pour le service instructeur d'adresser au porteur de projet des demandes complémentaires d'informations et de documents, ces dernières ayant pour effet de suspendre les délais d'instruction.

La DGPR motive le recours systématique aux demandes complémentaires par le fait que ces dossiers sont « particulièrement complexes à instruire sur les plans de la préservation de la biodiversité, de l'insertion paysagère, de la limitation des nuisances et de l'impact possible sur les radars de l'armée ou de Météo France ». Elle met en avant la nécessité d'une coordination d'un grand nombre de services contributeurs à l'analyse technique du projet ainsi que « la sensibilité des collectivités locales, des riverains », et un « suivi politique particulier » des dossiers éoliens». Elle ajoute que les inspecteurs des installations classées considèrent les dossiers éoliens comme parmi les plus complexes à instruire.

Afin d'inciter les porteurs de projet à déposer des dossiers mieux documentés et les services instructeurs à davantage investir la phase amont au dépôt des dossiers et ainsi encadrer la phase d'instruction dans le respect des délais réglementaires, il est recommandé de supprimer le caractère suspensif des demandes complémentaires afin que seuls les délais prévus par la réglementation soient désormais appliqués.

Cette nécessité de limiter l'instruction aux délais réglementaires présente un enjeu important dans le contexte d'un raccourcissement des délais par la loi AER du 10 mars 2023. La loi fixe en effet dans les zones d'accélération pour l'implantation d'installations terrestres de production d'énergies renouvelables (cf *infra*) une durée maximale de la phase d'examen de trois mois (avec possibilité de la porter à quatre mois).

Recommandation n° 1. (DGPR, 2023) : Dans le cadre de l'instruction des demandes d'autorisation environnementale sur les projets éoliens, supprimer le caractère suspensif des demandes complémentaires d'informations dans la computation des délais réglementaires applicables.

Un grand nombre de dossiers sont toujours en cours d'instruction au sein des préfectures de département (cf annexe n°8) : selon les chiffres de la DGPR, 481 demandes d'autorisation

³⁹ Cf communiqué de presse du conseil des ministres du 25 janvier 2017 sur l'ordonnance de 2017

⁴⁰ Cf article R.181-17 du code de l'environnement qui prévoit que la durée de 4 mois peut être prolongée d'au plus 4 mois lorsque le préfet l'estime nécessaire, pour des motifs dont il informe le demandeur.

pour une puissance de 10,5 GW⁴¹, soit de l'ordre de la moitié de la capacité éolienne actuellement installée.

La procédure mise en place par le gouvernement par l'instruction du 16 septembre 2022 relative à l'accélération du développement des projets d'énergies renouvelables vise à mieux connaître les dossiers en cours d'instruction⁴². Mais cette procédure est insuffisante pour assurer une information transparente sur les flux en cours d'instruction. Si la DGPR dispose de cette information, ce n'est pas le cas de la DGEC et de la CRE qui ne connaissent ni le nombre de dossiers en cours d'instruction ni le nombre de projets autorisés. Cette information est pourtant importante pour le pilotage de la politique énergétique.

Désormais, la loi AER du 10 mars 2023 prévoit des indicateurs communs de suivi définis par voie réglementaire, rendus publics et déclinés à l'échelle de chaque département de la région concernée et incluant notamment le nombre de projets en cours d'instruction et d'autorisations refusées, les motifs de refus et les délais moyens d'instruction. Il serait utile que ces indicateurs soient également exprimés en capacité installée afin de comparer les résultats obtenus avec les objectifs fixés au niveau régional. Cette information permettrait également de suivre la cohérence entre le volume appelé lors des appels d'offres et le rythme de délivrance des autorisations environnementales.

1.2.2.6 La complexité de l'instruction sur l'insertion paysagère et la biodiversité

La complexité de l'instruction, qui en explique en partie les délais, tient au fait que les projets d'implantation éolienne doivent être appréciés à l'aune de leur impact sur le voisinage (éloignement, bruit), la sécurité et les risques, les interférences avec les servitudes aéronautiques civiles et militaires, l'implantation dans des sites protégés par le code du patrimoine et le code de l'environnement, l'insertion paysagère du projet et ses impacts sur la biodiversité. Ces deux derniers points concentrent les difficultés et fondent les motifs principaux des contentieux à l'encontre des autorisations environnementales. La DGPR, en lien avec la DGALN et les DREAL, a réalisé une consolidation des données recensées pour les dossiers instruits entre juin 2020 et juin 2021 qui le confirme (cf annexe n°9).

La question de l'insertion paysagère des projets cristallise les oppositions locales et motive près de 70 % des recours. La loi AER du 10 mars 2023 (article 2) introduit la notion d'effets de saturation visuelle parmi les éléments dont l'autorisation environnement doit tenir compte. La notion de paysage donne lieu à une appréhension floue, souvent subjective car non définie de façon précise dans le code de l'environnement.

L'instruction des aspects paysagers des projets est réalisée par la DREAL avec le concours de plusieurs services. Ces avis, lorsqu'ils se contredisent, peuvent amener le juge à s'appuyer sur l'existence de positions contradictoires des services de l'État pour fonder sa décision, d'où l'importance d'une coordination préalable.

⁴¹ Les régions qui connaissent le plus grand nombre de dossiers associés à des puissances importantes sont le Grand-Est (3,1 GW), les Hauts-de-France (2,8 GW) et la région Nouvelle-Aquitaine (1,6 GW).

⁴² Une procédure d'information du ministre est en effet organisée via la DGEC pour faire remonter de façon trimestrielle la liste des projets éoliens de plus de 5 MW en cours d'instruction et une analyse des projets en instruction depuis plus de douze mois ainsi que les actions entreprises pour diminuer le temps d'instruction

Des initiatives de l'administration centrale visent à objectiver davantage l'instruction portant sur les éléments paysagers. Un guide sur l'impact paysager a ainsi été élaboré ainsi qu'une analyse de la jurisprudence sur la question paysagère et un guide sur l'urbanisme et l'éolien qui propose des modalités d'intégration de l'insertion paysagère des projets éoliens dans les documents d'urbanisme. Ces efforts doivent être poursuivis.

S'agissant de l'impact des projets sur la biodiversité, ceux-ci sont appréciés sur la base de l'étude d'impact effectuée par le porteur de projet. En application des directives européennes « habitats faune-flore » et oiseaux⁴³ transposées dans le code de l'environnement, l'étude d'impact est analysée par les services instructeurs au regard des impacts sur la biodiversité notamment sur les habitats et les espèces protégées (avifaune et chiroptères).

L'instruction apprécie ces effets et le choix du site au regard du principe « éviter/réduire/compenser » les impacts. Si des espèces protégées ou des espèces d'intérêt patrimonial sont identifiées dans la zone d'étude et si l'atteinte aux espèces protégées est suffisamment caractérisée, les porteurs de projet doivent obtenir une dérogation à l'interdiction d'atteinte aux espèces protégées. Selon les informations données par la DGPR, un nombre croissant d'autorisations sont attaquées sur la dérogation des espèces protégées et sont *in fine* annulées .

- Le recours croissant aux dérogations espèces protégées

La DGPR a communiqué les chiffres collectés par l'Office français de la biodiversité (OFB) qui a synthétisé les conclusions des rapports d'activité du conseil national de protection de la nature (CNPN) relatives aux « dérogations espèces protégées » (DEP). Ces chiffres traduisent effectivement une augmentation du nombre de projets ENR ayant fait l'objet d'avis relatifs aux dérogations espèces protégées en 2018 et en 2019⁴⁴. Ce nombre a ensuite diminué en 2020 et 2021, tout en restant au-delà des valeurs avant 2017.

Selon la direction générale de l'aménagement, du logement et de la nature (DGALN) environ 20 % des parcs autorisés sur la période 2016/2018 ont fait l'objet d'une dérogation « espèces protégées ». Elle ajoute qu'il est vraisemblable qu'au vu du renforcement de la jurisprudence, et du fait que le développement éolien concerne désormais davantage de sites à enjeux de biodiversité, ce pourcentage « augmente très sensiblement ».

Il est regrettable qu'il n'y ait pas de suivi plus précis de la part de l'administration centrale pour ce qui représente un élément important dans l'instruction des projets éoliens, à l'origine de nombreux recours.

Par ailleurs, il serait également utile, que la DGPR intègre à son analyse une évaluation des modalités d'instruction des dossiers ayant donné lieu à une dérogation afin de connaître les pratiques des DREAL.

⁴³ Directives 92/43/CEE du 21 mai 1992 dite « habitats faune-flore » et 2009/147/CE du 30 novembre 2009 dite « oiseaux »

⁴⁴ 28 en 2016, 28 en 2017, 44 en 2018, 49 en 2019, 36 en 2020 et 32 en 2021.

Recommandation n° 2. (DGPR/DGALN, 2023) : Vérifier la cohérence de l'application des procédures de dérogations aux espèces protégées par les DREAL et en assurer un suivi national régulier

➤ La nécessité de sécuriser juridiquement les dérogations

La protection des espèces animales est régie par le code de l'environnement (articles L.411-1 et suivants du code de l'environnement). Les prescriptions sont précisées pour chaque groupe biologique par un arrêté ministériel fixant la liste des espèces protégées, le territoire d'application de cette protection et les modalités précises de celle-ci, les niveaux de protection pouvant varier fortement au sein d'un même groupe biologique.

Si l'étude d'impact conclut à l'absence de risque de mortalité de nature à remettre en cause le maintien ou la restauration en bon état de conservation de la population locale d'une ou de plusieurs espèces protégées – c'est-à-dire que la mortalité accidentelle prévisible ne remet pas en cause la permanence des cycles biologiques des populations concernées – il n'y a pas nécessité de solliciter l'octroi d'une dérogation.

Si l'étude d'impact met en évidence sur un site donné un risque important de mortalité sur une ou plusieurs espèces, il convient alors en application du principe d'évitement, de rechercher un nouveau site d'implantation. Si cela est impossible et si les mesures de réduction d'impact ne sont pas susceptibles de réduire efficacement et sensiblement ce risque, il est nécessaire de prévoir des mesures de compensation de la mortalité à inscrire dans une demande de dérogation à l'interdiction de destruction d'espèces protégées.

L'article L.411-2 du code de l'environnement prévoit en effet la possibilité de déroger aux interdictions de destruction des espèces et habitats si trois conditions sont réunies :

- s'il n'existe pas d'autre solution satisfaisante ;
- si la dérogation ne nuit pas au maintien, dans un état de conservation favorable, des populations des espèces concernées dans leur aire de répartition naturelle ;
- si la dérogation vise la protection d'un intérêt, l'octroi d'une dérogation étant notamment prévu dans l'intérêt de la santé et de la sécurité publiques ou pour d'autres raisons impératives d'intérêt public majeur (RIIPM).

Dans son guide de 2014 relatif aux dérogations sur les espèces protégées, la DGPR invite les services instructeurs à distinguer les situations de mortalités accidentelles considérées comme des perturbations non intentionnelles, qui ne justifient pas le recours aux dérogations, de la situation des mortalités ayant un effet sur la préservation des espèces et le maintien de la biodiversité considérée comme une perturbation intentionnelle et justifiant une dérogation, celle-ci devant être motivée notamment au regard de l'existence d'une RIIPM.

S'agissant des dérogations motivées par les perturbations intentionnelles, il est constaté le caractère fluctuant de la jurisprudence sur la notion de RIIPM, le juge reconnaissant dans certains cas celle-ci et la refusant dans d'autres sans que les critères permettant d'en fonder la justification soient stabilisés.

L'enjeu de la sécurisation de la notion de RIIPM se pose autant pour l'éolien terrestre que maritime et concerne l'ensemble des pays de l'Union européenne. Pour sécuriser le droit en la matière, la Commission a proposé dans sa recommandation RepowerEU (cf *supra*) que soit intégrée dans le droit européen une présomption de RIIPM pour les dossiers éoliens. La loi

AER du 10 mars 2023 (article 19) prévoit que les projets d'énergies renouvelables et leurs ouvrages de raccordement sont réputés répondre à une raison impérative d'intérêt public majeur dès lors qu'ils satisfont à des conditions qui seront définies par décret en Conseil d'Etat et qui tiendront compte du type de source d'énergie renouvelable, de la puissance prévisionnelle totale de l'installation projetée et de la contribution globale attendue des installations de puissance similaire à la réalisation des objectifs de la PPE.

1.2.2.7 Les questions posées par le « renouvellement » des parcs

Le renouvellement ou « repowering » concerne les parcs qui arrivent en fin de vie et s'engagent dans une démarche de poursuite d'activité. Aujourd'hui, le parc français n'a pas encore atteint le pic de « renouvellement » qui devrait se situer autour de 2025 selon l'ADEME qui précise qu'il sera probablement décalé de quelques années du fait des prix élevés sur le marché de gros de l'électricité. Afin de faciliter une instruction plus rapide des dossiers de renouvellement, la loi AER du 10 mars 2023 prévoit qu'en cas de rééquipement d'une installation de production d'énergies renouvelables, ses incidences potentielles sur l'environnement sont appréciées sur la seule modification ou extension par rapport au projet initial.

Le dispositif réglementaire en vigueur⁴⁵ prévoit que l'exploitant d'une ICPE soumise à autorisation déclare au préfet toute modification apportée à l'installation, à son mode d'utilisation ou à son voisinage entraînant un changement notable des éléments du dossier d'autorisation. Le préfet doit alors établir si la modification est substantielle⁴⁶ et, si une nouvelle procédure d'autorisation s'avère donc nécessaire.

Par instruction du 11 juillet 2018 relative à l'appréciation des projets de renouvellement des parcs éoliens terrestres, l'État a clarifié les éléments d'appréciation du caractère substantiel de la modification d'un projet dans le cas du renouvellement d'un parc éolien : les modifications non substantielles mais notables, nécessitent un porter à connaissance adressé au préfet et les modifications substantielles supposent une nouvelle autorisation (cf annexe n°10). Les retours des services sur cette instruction sont positifs. Elle permet de donner de la lisibilité aux porteurs de projet sur l'issue de leur dossier, de clarifier les attentes de l'administration, de proportionner le contenu des dossiers en fonction de l'importance du projet et du contexte local et d'homogénéiser le traitement des demandes.

Le dispositif introduit par la circulaire du 18 juillet 2018 présente cependant trois inconvénients. Il n'intègre pas clairement dans son périmètre, la situation des parcs éoliens implantés à moins de 500 mètres des habitations dont le renouvellement pourrait se faire à l'identique dans le cadre d'un porter-à-connaissance. Aucune des dispositions actuelles qu'elle soit législative⁴⁷, réglementaire⁴⁸ ou interprétative⁴⁹ n'exempte le renouvellement à l'identique

⁴⁵ Articles L.181-14 et R.181-46 du code de l'environnement

⁴⁶ c'est-à-dire si elle « est de nature à entraîner des dangers ou inconvénients significatifs pour les intérêts mentionnés à l'article L181-3 du code de l'environnement »

⁴⁷ article L181-14 du code de l'environnement

⁴⁸ article R181-46 du même code et article 3 paragraphe III de l'arrêté du 26 août 2011 relatif aux parcs éoliens soumis à autorisation

⁴⁹ instruction du 11 juillet 2018 relative à l'appréciation des projets de renouvellement des parcs

des parcs implantés à moins de 500 mètres des habitations, du respect de la règle de distanciation prévue par la loi (article L515-44 du code de l'environnement).

Recommandation n° 3. (DGEC, 2023) : Pour le renouvellement des parcs éoliens installés avant 2011, permettre de déroger à la règle de 500 mètres des habitations.

De plus, le dispositif laisse aux services instructeurs une latitude pour les renouvellements relatifs à l'augmentation des éoliennes comprise entre 10 et 50 %. Cette amplitude importante gagnerait à être davantage cadrée par l'administration centrale.

En outre, le risque que l'autorisation ne soit pas accordée dans le cas d'une modification substantielle pourrait inciter les exploitants à ne recourir qu'à des modifications notables mais non substantielles, limitant alors le potentiel d'optimisation de la puissance installée. Une étude réalisée en juillet 2020, par l'ADEME sur les stratégies possibles en fin d'exploitation pour les parcs éoliens terrestres, confirme cette difficulté : dans l'échantillon des parcs examinés par l'ADEME, entre 25 et 40 % des capacités étudiées, soit 2 à 4 GW pourraient, à l'occasion de leur renouvellement, ne pas bénéficier des gains technologiques réalisés par ce secteur. De plus, le renouvellement à l'identique ou à des niveaux inférieurs présente une autre difficulté : les éoliennes françaises installées dans les premiers parcs sont de petite taille et ne sont plus disponibles sur le marché⁵⁰.

1.2.2.8 Pour l'éolien maritime, une procédure soumise à de multiples autorisations

La procédure d'autorisation pour l'éolien maritime se caractérise par son caractère complexe lié à l'exigence de nombreuses autorisations, génératrices de longs délais et à l'évolution rapide des technologies en mer.

Sur la complexité liée à l'exigence de multiples autorisations.

Les projets éoliens en mer ne sont pas soumis au régime des ICPE. Ils sont situés dans le domaine public maritime ou en zone économique exclusive (ZEE)⁵¹. La loi AER (article 56) prévoit que désormais, les projets éoliens offshore doivent s'établir prioritairement dans la ZEE.

Jusqu'à la réforme engagée par la loi AER du 20 mars 2023, le régime applicable aux parcs éoliens maritimes distinguait ceux situés dans le domaine public maritime (DPM) nécessitant une autorisation environnementale et une convention de concession d'utilisation du domaine public maritime et les projets situés en ZEE soumis à une autorisation unique délivrée par le préfet maritime. Pour les projets à cheval sur le DPM et la ZEE, le droit applicable jusqu'à la loi AER, ne prévoyait pas de dispositions particulières, exposant ainsi les porteurs de projet à engager les démarches prévues pour les deux régimes juridiques distincts.

La loi AER (article 61) unifie le régime applicable. Elle dispose en effet que l'autorisation environnementale vaut autorisation unique en ZEE et intègre également l'arrêté

⁵⁰ La disponibilité des machines dont le modèle est inférieur à 100 mètres n'est plus garantie selon les retours confirmés auprès d'un des turbiniers rencontrés au cours de l'enquête

⁵¹ Au-delà de 12 miles et jusqu'à 200 miles, l'espace maritime est constitué par la zone économique exclusive.

d'approbation de la convention de concession d'utilisation du domaine public maritime pour les parcs situés dans le domaine public maritime. Il en résulte une simplification du régime des autorisations pour l'éolien maritime situé en ZEE et dans le domaine public maritime qui sera donc soumis au dispositif de l'autorisation environnementale qui, en outre, inclut dans son périmètre l'arrêté approuvant la convention d'occupation du domaine public. Outre la simplification de procédure qui résulte de ces nouvelles dispositions, le nouveau régime devrait permettre de réduire le nombre de contentieux relatifs à un même parc. Actuellement, les recours concernent, pour chaque parc, à la fois l'autorisation environnementale et la convention d'occupation du domaine public.

Sur la complexité liée à l'évolution rapide des technologies en mer.

Jusqu'à la loi du 10 août 2018 pour un État au service d'une société de confiance dite loi ESSOC, le titulaire d'une autorisation pour un parc éolien en mer (DPM et ZEE) devait déposer une nouvelle autorisation dès lors que son procédé technologique avait changé entre le moment où il avait été désigné et celui où il engageait les travaux. Dans la mesure où les procédures sont longues (une dizaine d'années) et que les lauréats attendent la purge des contentieux pour engager leurs travaux, ils devaient arbitrer entre la conservation de technologies moins performantes ou l'engagement d'une nouvelle procédure d'autorisation. La loi ESSOC du 10 août 2018 a créé le « permis enveloppe ». Désormais, les diverses autorisations fixent et tiennent compte des caractéristiques variables dans lesquelles les projets pourront évoluer. Le lauréat pourra ainsi faire évoluer les technologies sans avoir à demander une modification des autorisations obtenues initialement. Ce nouveau cadre juridique permet de gagner 2 à 3 ans d'instruction et surtout de réduire le délai de purge des recours contentieux du fait de l'absence de nouveaux actes administratifs susceptibles de recours pour chaque modification du projet.

Sur la prise en charge par l'État des études préalables au full permitting : une solution sans incidence prévisible sur la procédure.

Plusieurs modes d'organisation de la procédure et de répartition des étapes entre l'État et le lauréat existent au niveau européen (cf annexe n° 11). Le modèle le plus intégré consistant pour l'État à prendre à son compte l'ensemble de la procédure (modèle dit du « *full permitting* »), laissant à la charge du lauréat la construction et l'exploitation du parc ; à l'inverse, un modèle laisse l'État désigner les zones, à charge ensuite pour le lauréat de réaliser les études dans le cadre de l'étude d'impact, de conduire l'enquête publique, demander l'autorisation d'exploiter le parc et de gérer les contentieux. Le modèle français est celui de la semi-centralisation, à l'instar de l'Allemagne. Depuis la loi ESSOC, l'État est le maître d'ouvrage des études de « dérisquage » permettant aux candidats de disposer des données sur les caractéristiques techniques de la zone d'implantation.

La CRE préconise dans ses délibérations que la France rejoigne le modèle du *full permitting*. La DGEC n'y est pas favorable, au moins à court terme. Elle estime que les étapes préalables à l'obtention d'une autorisation seraient strictement identiques si cette autorisation devait être obtenue par l'État, les études environnementales ayant la même durée de réalisation. De même, les délais de recours ne seraient pas modifiés.

Si le *full permitting* ne permet pas un raccourcissement des délais, il présente néanmoins l'avantage d'avoir probablement un effet à la baisse sur le prix, le risque étant pris en charge par l'État (dérisquage de la zone, obtention de l'autorisation et purge des recours).

Sur les délais de procédure

Les délais de développement des projets se situent actuellement entre huit et dix ans. Ces délais concernent le débat public, la réalisation de l'étude d'impact, l'obtention de l'autorisation, les recours et la construction. S'agissant spécifiquement de la durée de l'instruction, elle est de douze à quinze mois pour l'autorisation environnementale et de deux à deux ans et demi pour la convention d'occupation du domaine public maritime. Ces délais restent longs malgré les évolutions législatives et réglementaires récentes. La réglementation actuelle applicable à la ZEE ne précise pas le délai d'instruction de l'autorisation unique⁵².

1.3 La planification de l'éolien terrestre et maritime insuffisamment performante

Le système français de régulation de l'espace disponible pour l'éolien terrestre et maritime se caractérise par une absence préjudiciable de pilotage. Les différents dispositifs mis en œuvre par l'État et les collectivités locales ayant échoué à cartographier les zones propices à l'implantation de l'éolien terrestre, le choix est dès lors laissé à l'initiative des développeurs privés. La planification spatiale de l'éolien maritime est plus maîtrisée. Néanmoins, la désignation des zones maritimes destinées à l'éolien s'effectue davantage dans une logique par projet que dans le cadre d'une planification de long terme.

1.3.1 Les enjeux de la planification

La planification de l'espace propice au développement de l'éolien revêt trois types d'enjeux. Elle permet de sécuriser les volumes définis par la politique énergétique en s'assurant que l'espace sera cohérent avec ces derniers. Elle peut également contribuer à faciliter l'acceptabilité sociale des projets. Elle peut enfin faciliter l'instruction des demandes d'autorisation environnementale, le sujet de l'implantation territoriale ayant été appréhendé « à froid » (et non dans le climat parfois tendu des projets) dans le cadre d'une démarche concertée. L'Allemagne (cf annexe n°12) est le pays qui se rapproche le plus de ce modèle de planification articulant, pour l'éolien terrestre, une planification des volumes avec une planification spatiale prise en charge à chaque échelon administratif. La France s'est essayée à ce type de planification dans des expériences qui se sont jusqu'à présent soldées par un échec. La loi AER du 10 mars 2023 a instauré un nouveau dispositif de zones d'accélération des énergies renouvelables.

⁵² Pour la ZEE, il n'y a pas de délai. Toutefois, le silence gardé pendant 4 mois par le préfet maritime à compter de la fin de la procédure de consultation du public vaut rejet (article 10 du décret n° 2013-611 du 10 juillet 2013).

1.3.2 L'éolien terrestre : la nécessité d' une planification cohérente avec les objectifs de développement

1.3.2.1 L'échec des expériences passées de zonage : les ZDE et les SRE

Les expériences passées de zonage pour l'éolien terrestre (cf annexe n°13) se sont traduites par un échec des deux dispositifs mis en place : les zones de développement éolien (ZDE) en 2010, supprimées en 2013 et les schémas régionaux de l'éolien (SRE) créés en 2003 à titre facultatif et rendus obligatoires en 2013. Ces SRE, lorsqu'ils ont été déférés devant le juge administratif par les associations défavorables à l'éolien, ont été annulés.

Si *de jure* des SRE ont été annulés et que *de facto*, les régions ne les ont pas repris dans le cadre des nouveaux schémas de planification régionale mis en place par la loi NOTRe de 2015 (les schémas d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires ou SRADDET), le code de l'environnement et le code de l'énergie maintiennent pourtant ces schémas dans le périmètre de l'instruction des autorisations. C'est sur le fondement de ces dispositions que la DGPR a invité les services instructeurs à tenir compte de ces SRE, dans un guide relatif à l'élaboration des études d'impact des projets de parcs éoliens terrestres daté d'octobre 2020. Cette référence persistante aux SRE contribue à rendre la planification territoriale illisible. Dans la mesure où l'État a, en outre, repris en 2021 l'exercice de cartographie des zones propices à l'éolien (cf *infra*), le maintien de ces différentes strates réglementaires de planification (SRE, SRADDET) s'avère source de confusion. La suppression des mentions aux SRE dans le code de l'environnement et le code de l'énergie devrait être effectuée.

1.3.2.2 Les SRADDET : un outil qui ne planifie pas les zones d'implantations éoliennes

La loi NOTRe du 7 août 2015 prévoit que pour la métropole, hors Ile de France et Corse, la planification régionale relative au climat, à l'air et à l'énergie est intégrée dans le nouveau SRADDET. La réglementation instaure une obligation pour les SRADDET de prévoir des objectifs quantitatifs pour l'énergie éolienne et seulement la faculté de prévoir un zonage géographique de l'énergie éolienne⁵³. De fait, cette dernière compétence relative à la planification spatiale n'a jamais été mise en œuvre.

Les objectifs quantitatifs figurant dans les SRADDET actuels sont cohérents avec la PPE, leur niveau étant presque au niveau de l'option basse de la PPE. Le cumul des objectifs des SRADDET s'élève à 32,8 GW pour 2030 contre 33,2 GW pour la PPE (objectif 2028). La loi du 22 août 2021 dite climat et résilience a renforcé la prise en compte par les SRADDET des objectifs quantitatifs en prévoyant l'articulation de ces derniers avec les objectifs quantitatifs de la PPE dans le cadre du futur volet régional de celle-ci⁵⁴. Cependant, la

⁵³ cf article R.4251-5 du code général des collectivités territoriales,.

⁵⁴ La loi climat et résilience a inscrit la mise en place de la PPE régionale à l'article L.141-5-1 du code de l'énergie et a prévu la mise en place d'un comité régional de l'énergie, coprésidé par le président du conseil

consultation de l'ensemble des SRADDET révèle qu'aucun de ces schémas n'identifie les zones géographiques d'accueil des volumes projetés. La région Haut-de-France a même décidé d'instaurer un moratoire sur l'éolien jusqu'en 2031⁵⁵.

Le fait que les SRADDET ne comportent pas de planification spatiale prive les documents d'urbanisme d'un cadrage régional pourtant prévu par la loi. Les SRADDET ont une valeur prescriptive à l'égard des schémas de cohérence territoriale (SCOT) et des plans locaux d'urbanisme (PLU) et leur sont opposables.

La loi prévoit également l'élaboration des plans climat air énergie territoriaux (PCAET) par les EPCI à fiscalité propre de plus de 20 000 habitants en articulation avec le SRADDET. L'absence de cadrage géographique régional prive aussi ces plans – qui sont des documents d'orientation stratégique et politique - d'une visibilité intéressante pour l'élaboration de projets éoliens sur le périmètre de l'intercommunalité.

L'absence de planification spatiale de l'éolien impacte enfin la planification du raccordement. Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REN) définissent pour chaque région des capacités de raccordement au réseau électrique réservées pour dix ans aux énergies renouvelables. La mise en cohérence du S3REN avec le SRADDET, prévue par la loi, est vidée de son sens dès lors que ce dernier n'offre pas au S3REN la visibilité spatiale à moyen et long terme dont il a besoin pour planifier les investissements nécessaires au réseau. La loi AER du 10 mars 2023 prévoit que la fixation de la capacité globale du S3REN devra reposer sur les SRADDET mais également sur les objectifs figurant dans le volet régional de la PPE, ce qui est de nature à faciliter la planification du raccordement.

1.3.2.3 La nécessité d'une planification a conduit les services de l'Etat à engager un exercice de cartographie

Les outils de planification se sont accumulés (ZDE, SRE, SRCAE, SRADDET), sans instaurer une réelle planification spatiale pour l'éolien terrestre. Dans une note de juin 2020 établie dans le cadre du groupe de travail national sur l'éolien, les représentants de la filière, la FEE et le SER, expriment « d'importantes réserves quant à la création d'un nouveau zonage, que le système mis en place soit contraignant ou non », interpellant l'administration sur les risques d'instabilité juridique qui pourrait accompagner les projets acceptés ou refusés dans le cadre d'une prise en compte d'un zonage.

Cet avis n'est pas partagé par les administrations. Le groupe de travail « pour un développement harmonieux de l'éolien » mis en place en décembre 2019 par le ministère de la transition écologique a considéré qu'une cartographie des enjeux était nécessaire pour identifier les zones propices à l'éolien. La ministre de la transition écologique a adressé aux préfets de région une instruction le 26 mai 2021 « relative à la planification territoriale et l'instruction des

régional et le préfet de région, chargé notamment de suivre la mise en œuvre des objectifs des SRADDET et de favoriser la concertation avec les collectivités territoriales sur les questions relatives à l'énergie au sein de la région.

⁵⁵ Le 6 février 2023 le tribunal administratif a partiellement annulé l'arrêté du 4 août 2020 du préfet du Nord qui avait approuvé le SradDET des Hauts-de-France. Ce schéma n'incluait pas un objectif de développement de l'énergie éolienne et ne justifiait pas suffisamment ce choix

projets éoliens ». Il leur est demandé avec l'appui des DREAL, de réaliser une cartographie des zones favorables à l'implantation des éoliennes..

L'instruction du 21 mai 2021 précise que n'étant pas prescriptive, la cartographie ne pourra servir de base pour refuser un projet en dehors d'une zone identifiée comme favorable. De la même manière, le fait qu'un projet soit situé dans une zone favorable ne conduira pas automatiquement à son autorisation. Elle suggère que cette cartographie pourrait être prise en compte par les Régions lors des prochaines mises à jour des SRADDET et ainsi s'articuler avec les documents d'urbanisme (PLU, SCOT). L'instruction ne fixe pas de règles méthodologies précises. Elle mentionne seulement que « *la superficie des zones favorables et leur potentiel éolien doivent être cohérents avec ce qui est nécessaire pour atteindre les objectifs de la PPE déclinés par région* ».

Des premiers retours de cet exercice de cartographie, il ressort que les surfaces identifiées comme favorables sont réduites et que les méthodologies sont diverses selon les régions notamment sur le traitement des enjeux environnementaux et sur la prise en compte des données sur l'aviation et les radars, ce qui rend délicat la comparaison des cartes. De plus, certaines DREAL sont allées au-delà des obligations réglementaires. Enfin, les premières cartes transmises au ministère chargé de la transition écologique font état de zones trop réduites pour atteindre les objectifs fixés par la PPE. Les cartes actuellement en cours d'élaboration sont établies à partir d'une addition de contraintes (servitudes aéronautiques, militaires, météorologiques, biodiversité, paysage etc) qui aboutit à la définition d'espaces très restreints voire, dans certaines régions, à une absence totale de zones propices au développement de l'éolien. Ainsi, par exemple, la carte de la Normandie (cf annexe n° 14) établit des zones possibles mais trop petites pour être visibles sur la carte. Contrairement à ce qui était demandé dans la circulaire c'est-à-dire la définition de superficies favorables cohérentes avec les objectifs de la PPE, l'addition des contraintes dans les cartographies aboutit à reléguer les objectifs de production éolienne de la PPE. La DGEC a décidé de reprendre l'exercice.

1.3.2.4 Les enjeux du nouveau dispositif de planification prévu par la loi AER du 10 mars 2023 avec l'instauration des zones d'accélération

Le modèle français, qui laisse le choix des sites à l'initiative des développeurs sans outil permettant d'avoir une visibilité à moyen et long terme sur le développement de l'éolien dans les territoires, ne paraît efficient ni pour le développement de cette énergie ni pour son acceptabilité sociale. Face à cette absence de régulation spatiale de l'éolien terrestre, le législateur a introduit dans la loi AER du 10 mars 2023 un nouveau dispositif de zones d'accélération des énergies renouvelables⁵⁶ dont l'enjeu consistera à dépasser la logique

⁵⁶ La loi AER du 10 mars 2023 prévoit un nouveau dispositif de planification par la définition de zones d'accélération des énergies renouvelables identifiées par les communes, après consultation de leur population et vote du conseil municipal et présentation à l'EPCI dont elles sont membres. Il est prévu que ces zones soient arrêtées par le référent préfectoral nommé par le préfet de département, qui transmet la cartographie des zones d'accélération au comité régional de l'énergie. Lorsque celui-ci conclut que les zones sont suffisantes pour l'atteinte des objectifs régionaux de la PPE, les référents préfectoraux de la région concernée arrêtent la cartographie des zones identifiées à l'échelle de chaque département après avoir recueilli l'avis conforme des communes du département. Si l'avis conclut que ces zones ne sont pas suffisantes pour l'atteinte des objectifs régionaux, les communes doivent alors identifier des zones complémentaires

d'addition des contraintes de la cartographie et la lourdeur des dispositifs anciens (ZDE et SRE). A cette fin, il est conseillé que les référents préfectoraux mobilisent les services déconcentrés de l'État et réalisent les compromis nécessaires pour la réalisation des objectifs quantitatifs fixés pour leur territoire. Les référents préfectoraux devraient ainsi rassembler toutes les administrations concernées et examiner la levée des contraintes et à cet effet, disposer d'un budget destiné au financement des mesures de compensation permettant de déplacer des radars afin de libérer du foncier.

1.3.3 L'éolien maritime : un processus de planification non performant

Contrairement à l'éolien terrestre, c'est l'État qui décide des zones où seront installés les parcs *offshore* au terme d'un processus préalable de consultation du public. La définition par l'État des espaces destinés à l'éolien maritime est soumise à des délais excessifs qui pèsent sur la capacité de l'administration à engager le processus des appels d'offres à un rythme compatible avec les objectifs ambitieux de la politique énergétique. Deux éléments expliquent la lenteur et la lourdeur de la procédure de choix des sites : d'une part, un zonage des espaces destinés à l'éolien posé et flottant fondé sur des documents stratégiques de façade (DSF) qui ne permettent pas de définir des zones à moyen et long terme et d'autre part, un processus itératif de définition des sites par projet consistant à préciser les zones retenues dans un long cheminement qui va du débat public jusqu'au dialogue concurrentiel avec les candidats.

1.3.3.1 Une politique de planification spatiale maritime jusqu'à présent inefficace

La PPE 2016-2023 n'était articulée avec aucun dispositif de planification spatiale à moyen et long terme des capacités éoliennes maritimes à installer. Elle ciblait un volume de capacités à installer sans donner d'indication sur les espaces géographiques concernés. L'actuelle PPE (2019-2028) ne projette que des quantités à installer sans mention géographique autre que les façades maritimes jusqu'à 2022 et sans indication géographique au-delà. Le renvoi aux façades maritimes a été renforcé par le fait que l'articulation entre la PPE et le zonage par façade maritime a été inscrit dans la loi en 2021⁵⁷.

Les documents stratégiques de façade (DSF) définissent des zones de vocation très larges reposant sur une logique de répartition des usages de la mer (pêche, tourisme, énergie) sans zonages géographiques fins. Ces « macrozones » ont un périmètre si large qu'il est difficile d'en déduire des volumes d'une part et des localisations d'autre part. En outre, ces documents ne traitent pas de la planification des raccordements des parcs éoliens en mer alors qu'il s'agit d'une donnée majeure à articuler avec l'identification des zones et des capacités à installer.

Si pour les premiers parcs, la zone était de surface réduite et précise, elle s'est élargie de façon conséquente par la suite (cf annexe n°14). Au vu des volumes figurant dans l'actuelle PPE mais surtout des objectifs annoncés pour la prochaine avec un rythme de programmation

⁵⁷ La loi du 22 août 2021 Climat et Résilience dispose que lorsque les objectifs quantitatifs de la PPE concernent le développement de parcs éoliens en mer, « ils peuvent également être exprimés par façade maritime ».

de 2 GW annuels, il était indispensable, à l'instar de nos voisins européens (cf annexe n°14) de définir des zones précises à moyen et long terme, et de sortir ainsi de la planification, projet par projet.

La loi AER du 10 mars 2023 prévoit désormais un dispositif de planification qui va dans ce sens. La loi⁵⁸ dispose en effet que le DSF établit sur une période de dix ans, pour chaque façade maritime, une cartographie des zones maritimes et terrestres prioritaires pour l'implantation d'éoliennes maritimes et de leurs ouvrages de raccordement, en ciblant prioritairement la ZEE et hors parcs nationaux, en prenant en compte les objectifs de la PPE. Il est également prévu la possibilité de réviser cette cartographie en dehors des périodes de révision. La cartographie doit définir des zones prioritaires pour le développement de l'éolien en mer à l'horizon 2050, qui pourront être précisées et modifiées lors de la révision de la cartographie. La loi prévoit que les premières cartographies doivent intervenir en 2024. Ce zonage, pratiqué dans les pays européens, avec un niveau de précision échelonné dans le temps (court, moyen et long terme) dont se dote le pays, permettra de donner la visibilité suffisante aux investisseurs et à RTE afin d'anticiper les investissements à venir.

1.3.3.2 La nécessité de réformer le processus de désignation des zones pour parvenir à un objectif annuel de 2 GW de capacités éoliennes offshore

La planification spatiale de l'éolien maritime n'est pas définie dans un plan stratégique à moyen et long terme de façon précise et échelonnée dans le temps, compte-tenu du caractère peu performant des DSF à ce stade. C'est d'un processus d'itération projet par projet qu'est issue l'identification des zones : il fait intervenir plusieurs acteurs de façon séquentielle (cf annexe n° 17), ce qui conduit in fine à la précision du zonage à l'issue de deux ans au minimum. Ce modèle n'est pas compatible avec le rythme à tenir si l'objectif de 40 GW est formalisé dans la prochaine PPE (au moins 2 GW voire 3 GW par an). Le gouvernement entend prendre des mesures pour réduire les délais de procédure. La loi AER du 10 mars 2023 (article 56) prévoit la possibilité de mutualiser les procédures de participation du public relatives à la révision des DSF et au lancement des appels d'offres pour les futurs parcs éoliens en mer.

Malgré les évolutions récentes⁵⁹, et avant la mise en œuvre des nouvelles dispositions de la loi AER, le processus de désignation des zones pour l'éolien maritime reste particulièrement lourd. Il est d'abord caractérisé par un processus très lent de détermination des zones retenues pour l'éolien avec la définition du zonage en trois étapes (DSF, débat public, dialogue concurrentiel). Il peut être par ailleurs bloquant dès lors qu'un retard intervient à un niveau de la chaîne. Ainsi, à l'heure actuelle, des retards conséquents sont pris par la DGEC, faute de moyens humains, pour gérer les marchés relatifs aux études de dérisquage dans un délai concordant avec les dates d'attribution des offres. Cela conduit les lauréats à attendre avant de pouvoir lancer leur dossier de demande d'autorisation au dépens du calendrier de réalisation des capacités à installer dans les délais prévus par la PPE.

⁵⁸ Article 56

⁵⁹ Ainsi, la loi ASAP de 2020 donne la possibilité au ministre chargé de l'énergie de lancer les débats publics par façade pour plusieurs procédures de mise en concurrence ainsi que de lancer la consultation sans attendre la fin du débat public, mais le dialogue concurrentiel ne peut démarrer avant la communication du bilan du débat public.

1.3.4 Les défis de la maîtrise d'ouvrage et du pilotage, notamment pour l'éolien en mer

Au regard de ce qui précède, l'organisation actuelle ne saurait répondre au défi de développement des 50 parcs d'ici à 2050.

Au Danemark, et dans une moindre mesure aux Pays-Bas, une structure unique dite « one-stop shop » assure à la fois la planification spatiale, les études du milieu, les appels d'offres et la délivrance de tout ou partie des autorisations administratives. La Cour ne propose pas une telle solution mais souligne la nécessité de doter un grand projet aux enjeux majeurs d'une gouvernance et d'une organisation opérationnelle efficaces, sous la forme d'une structure de projet disposant à la fois d'autorité et d'autonomie.

Elle aurait notamment pour missions de : planifier les zones d'implantation des 50 parcs ; mener les études préalables générales du milieu et tout ou partie des études d'impact ; apporter les informations et réponses utiles au bon déroulement du débat public, assurer des concertations interministérielles et le cas échéant préparer les arbitrages entre différents objectifs de politiques publiques.

Recommandation n° 4. (SGPE, DGEC, CRE, 2023) : Structurer la maîtrise d'ouvrage et le pilotage du déploiement des parcs éoliens en mer

1.4 L'attention à porter au retour économique et fiscal vers les territoires

Alors que l'acceptabilité sociale de l'éolien est déterminante pour son développement, il rencontre plus que d'autres énergies renouvelables, des oppositions. Les points qui suivent analysent un des facteurs d'acceptabilité, le retour économique et fiscal vers les territoires.

1.4.1 La compensation des externalités négatives pour l'éolien en mer et la recherche d'un retour au profit des territoires d'implantation pour l'éolien terrestre

Les pêcheurs en mer voient leurs zones de pêche potentiellement perturbées par l'implantation de parcs éoliens maritimes. La compensation de cette externalité négative peut contribuer à l'acceptabilité des projets et donc à la réalisation des objectifs de la PPE⁶⁰. Elle prend la forme de contributions significatives des parcs aux organisations professionnelles de la pêche. Néanmoins, elle se heurte en général à la difficulté de chiffrer les externalités et d'identifier les ayants droit.

⁶⁰ L'exemple de RTE, qui gère un fonds ayant pour objet d'indemniser des riverains des lignes à haute tension, peut ici être rappelé.

Pour ce qui concerne l'éolien terrestre, l'impact sur le paysage relève d'une appréciation subjective, qui illustre particulièrement cette difficulté de chiffrage, même s'il existe des méthodes⁶¹, qui sont peu utilisées en France.

Néanmoins, il paraît réaliste de privilégier les formes collectives de retombées économiques et fiscales pouvant représenter pour les territoires à la fois une compensation de nuisances et un intéressement à la richesse créée.

S'agissant des retombées économiques pour les territoires de la construction de parcs éoliens, elles sont limitées par le fait que les mâts et turbines, qui s'achètent auprès de grands acteurs industriels, représentent la grande majorité des coûts ; seules les fondations des parcs terrestres font exception. La maintenance peut se prêter à la création d'emplois de proximité. Le loyer versé par les parcs aux propriétaires du terrain se situe en général entre 2 000 €/MW et 3 000 €/MW et représentent dans le cas général une faible part, proche de 1 % à 2 %, du chiffre d'affaires des parcs.

Ces constats expliquent que la loi d'accélération des énergies renouvelables (AER) contienne un chapitre, intitulé : « mesures en faveur d'un partage territorial de la valeur des énergies renouvelables » dont la visée est d'accroître les retombées économiques.

Sa forme la plus directe est la participation au capital des parcs, des collectivités territoriales et des habitants qui en sont proches⁶², à laquelle la directive européenne, le code de l'énergie et les cahiers des charges ou arrêtés tarifaires donnent un cadre, notamment en autorisant une rémunération supplémentaire pour le financement collectif et la gouvernance partagée. Les articles 95 et 96 de la loi AER qui complètent respectivement le code de l'énergie et le code de la propriété des personnes publiques, visent à les développer, alors qu'ils ont été jusqu'à présent l'exception, n'ayant concerné que 11 % des parcs⁶³ candidats aux appels d'offres sur la période 2017-2021.

L'article 93 de cette loi, qui complète le code de l'énergie, prévoit le financement par les exploitants des parcs de projets portés par les collectivités territoriales et ayant pour objectif la transition énergétique, la sauvegarde ou de la protection de la biodiversité ou l'adaptation au changement climatique. La rénovation énergétique, l'efficacité énergétique, la mobilité la moins consommatrice et la moins polluante ou des mesures en faveur des ménages afin de lutter contre la précarité énergétique peuvent en faire partie. Des décrets en détermineront les modalités de mise en œuvre, à commencer par le montant. Il convient de noter que cette mesure revient à généraliser un dispositif qui figure d'ores et déjà dans certains cahiers des charges éoliens.

1.4.2 Des fonds dont une gestion et des critères rigoureux conditionnent l'efficacité

Le cahier des charges de l'appel d'offres en mer « AO4 » (Centre-Manche) oblige les candidats à allouer 10 M€ à un « fonds de développement territorial » destiné à financer des

⁶¹ L'étude de l'Ademe de mai 2022 sur l'impact très peu détectable des parcs éoliens sur les prix immobiliers en fournit un exemple ; elle mériterait néanmoins d'être affinée selon l'éloignement du parc ; l'évaluation contingente, qui estime la valeur monétaire que donnent les personnes interrogées aux impacts, peut aussi s'appliquer au cas de l'éolien

⁶² Des exemples sont décrits dans la publication de l'association Amorce et de l'Ademe de juin 2017 – *L'éolien, facteur de réussite de développement sur le territoire, 4 projets exemplaires.*

⁶³ Source : document de synthèse de l'AO CRE4 communiqué par la CRE).

« mesures de développement territorial ». Il s'agit en fait d'aides financières qui doivent bénéficier à des activités situées dans la région Normandie. Pour parer le risque de requalification en aide d'État, elles doivent être inférieures aux seuils « de minimis » ou viser des activités bénéficiant d'exemptions : éducation, recherche, culture, sport et même « plateformes d'information et de réseau visant à résoudre directement les problèmes de chômage et les conflits sociaux au sein de la région Normandie ». Ce fonds aux critères étendus coexiste avec un « fonds biodiversité » d'un montant plus important.

Le fonds biodiversité de l'appel d'offres marin « AO4 »

Le cahier des charges de l'appel d'offres « AO4 » d'éolien en mer publié dans sa forme rectifiée le 26 juillet 2022 contient une mesure qui s'ajoute à la précédente : il fixe un montant de dépenses – 75 M€ – que le candidat doit réaliser pour compenser les conséquences du futur parc sur la biodiversité. La fixation a priori du montant des compensations pose question, alors que c'est seulement à l'issue des études environnementales et de la définition des mesures d'évitement, réduction et compensation (ERC) qu'il peut être évalué avec pertinence.

Le cahier des charges anticipe le cas où il serait trop élevé, en prévoyant qu'il financera : d'une part les dépenses ERC définies par les études, d'autre part la contribution à un fonds visant à financer des actions en faveur de biodiversité sur la façade concernée.

Le point 7.5.5 précise que ce fonds sera « géré par une entité publique en lien avec le conseil scientifique de façade » et que les projets financés « permettront de contribuer à la préservation de la biodiversité potentiellement impactée », « d'améliorer la connaissance de cette biodiversité » et aussi de financer les frais de gestion de l'entité publique susmentionnée. Il est indiqué plus loin que le ministre chargé de l'énergie peut demander au producteur de mettre lui-même en place une organisation (sous la forme d'une société, d'un fonds, d'une association ou d'une fondation ou autre) pour assurer la gestion et le paiement des sommes, et précisé que l'État décidera des projets qui seront financés.

Ce fonds pour la biodiversité relève donc à la fois des mesures de compensation et des dépenses pouvant contribuer à l'acceptabilité du projet. Des dispositions analogues figurent dans le cahier des charges du 15 novembre 2018 du dialogue concurrentiel du parc de Dunkerque, avec 40 M€ pour des « dépenses directes résultant des mesures et suivi environnementaux » et sont envisagées pour les parcs flottants de Bretagne-Sud et de Méditerranée.

Il apparaît, au vu de ces exemples, qu'une vigilance doit accompagner la mise en œuvre de tels dispositifs : d'une part, leur exécution doit respecter les règles qui régissent les dépenses publiques ; d'autre part, des objectifs et un ciblage pertinents conditionnent leur efficacité. Dans le cas des fonds décrits ci-dessus, l'aire géographique est vaste et les champs thématiques paraissent trop peu précis. Le MTECT souligne qu'il s'agit de projets « strictement liés au parc éolien en mer ». Le respect de ce critère ainsi que des stratégies de développement territorial bien structurées seront nécessaires pour prévenir le risque d'un impact faible ou mal ciblé.

1.4.3 Les retombées fiscales par les impôts locaux et l'IFER

Les impôts payés par les parcs et affectés aux collectivités constituent une autre forme de retour économique au profit du territoire. Dans les années 1970 et 1980, ils ont contribué à l'acceptabilité du parc nucléaire.

Pour l'éolien terrestre, de tels impôts représentent 15 % à 24 % des dépenses d'exploitation des parcs⁶⁴ et, dans la plupart des comptes étudiés lors de cette enquête, entre 5 % et 7 % du chiffre d'affaires.

D'une part, ils comprennent les impôts que payent toutes les entreprises : cotisation foncière et cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CFE et CVAE), ainsi que la taxe foncière. Toutefois, la loi de finances pour 2021 a modifié les paramètres d'évaluation de la taxe foncière des entreprises, avec pour effet une baisse de moitié de son montant ; l'article 55 de la loi de finances pour 2023 prévoit la suppression progressive de la CVAE, compensée par l'affectation aux collectivités concernées d'une fraction de la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) nationale.

D'autre part, une taxation particulière s'applique à la production d'énergie, l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER, cf annexe n°18), créée en 2010 pour compenser la suppression de la taxe professionnelle. L'IFER s'applique aux éoliennes de plus de 100 KW. Son produit est affecté⁶⁵ pour 30 % aux départements, pour 50 % aux EPCI et pour 20 % aux communes. La taxation de l'éolien en mer, sous un nom différent mais selon la même logique de taxation des capacités, est affectée, pour les parcs en eaux territoriales, à 50 % de son produit aux communes littorales, 35 % aux comités des pêches, 10 % à l'Office français de la biodiversité et 5 % aux organismes de sauvetage en mer. Pour les parcs futurs en zone économique exclusive, la loi de finances pour 2023 a prévu une affectation au budget général. Le taux est de 7,82 €/KW pour l'éolien et de 18,605 €/KW pour l'éolien en mer.

Le rendement de l'IFER éolien a été de 108,8 M€ en 2019 et, lorsqu'ils seront tous en service⁶⁶, les 2,9 GW des parcs maritimes des appels d'offres de 2011 et 2013 représenteront un produit total de 54,2 M€ par an. Alors que disparaît une part importante des impositions locales des entreprises, l'IFER et les impôts locaux garantissent aux territoires des retombées économiques, d'un montant modeste de l'ordre de 3€/MWh.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

L'Union européenne a fixé des objectifs de développement des énergies renouvelables et le législateur a doté la politique énergétique française d'une planification qui prend en compte toutes les sources d'énergies. Les objectifs européens n'ont pas été atteints, ce qui expose la France à des sanctions financières ou à des « transferts statistiques » coûteux. Il en sera très probablement ainsi de ceux de la PPE 2 en vigueur. La France est en retrait par rapport à ses voisins, Italie exceptée.

Ce niveau de réalisation en deçà des objectifs s'explique en grande partie par l'existence d'une réglementation qui freine le développement de l'éolien en France. L'implantation des éoliennes est encadrée par des règles nombreuses qui limitent l'accès au foncier disponible. Les servitudes réglementaires militaires, aéronautiques et météorologiques pèsent également sur la hauteur et la puissance des parcs, faisant de la France un des pays où la taille des parcs est la plus réduite. En outre, la procédure d'autorisation s'avère peu performante avec des délais qui s'allongent malgré la réforme engagée en 2017. Par ailleurs,

⁶⁴ Selon l'étude CRE d'avril 2014 et l'étude Ademe/E-Cube de 2017 respectivement

⁶⁵ Répartition en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2019

⁶⁶ L'imposition étant due à partir de l'année suivant celle de mise en service

le processus d'implantation des éoliennes n'est pas piloté de manière volontariste, ce qui est incohérent avec les objectifs de la politique énergétique. L'absence de planification de l'éolien terrestre, conséquence de l'échec des expériences passées, se traduit par un choix de site à l'initiative des développeurs privés. S'agissant de l'éolien maritime, la définition par l'État des espaces destinés à l'éolien maritime est soumise à des délais excessifs et à l'absence de zonage précis dans les documents stratégiques de façade, ce qui met en péril les chances pour le pays de parvenir à l'objectif de réaliser 50 parcs d'ici 2050. En outre, le portage d'un tel objectif nécessite une gouvernance plus structurée et une concertation interministérielle sur l'éolien intensifiée. Sans nécessairement créer une nouvelle entité autonome, la gouvernance, le pilotage et la conduite interministériels de ce grand projet industriel doivent être améliorés.

A noter cependant que la loi d'accélération de la production des énergies renouvelables comporte des dispositifs visant à mieux articuler la planification de l'éolien terrestre et maritime avec les objectifs de la PPE.

Enfin, parce que l'acceptation par les populations vivant et travaillant à proximité des parcs est déterminante, leurs retombées économiques méritent attention. Certains cahiers des charges prévoient d'ores et déjà des fonds locaux et des fonds biodiversité dont une gestion et des critères rigoureux conditionnent l'efficacité.

2 DES DISPOSITIFS DE SOUTIEN A MIEUX ADAPTER A L'EVOLUTION DE L'ECONOMIE DES PARCS

Les mécanismes de soutien à la production se déclinent de différentes manières. On distingue généralement la forme du soutien (obligation d'achat/complément de rémunération) et les modalités d'attribution du soutien (guichet ouvert/appe l d'offres).

Les dispositifs de soutien à la production

L'obligation d'achat est un système entièrement régulé qui repose sur une rémunération fixée ex ante de la production électrique. Dans ce cadre, tout kilowattheure (kWh) injecté sur le réseau public est acheté à un tarif d'achat fixé à l'avance par un acheteur obligé⁶⁷ qui se charge de sa mise sur le marché. Le complément de rémunération repose sur la vente directe par le producteur de sa production sur le marché. L'écart entre la valeur de la vente et un tarif de référence constitue une prime ex post qui est versée au producteur lorsque le tarif de référence est supérieur au prix de la vente.

La demande de soutien peut être présentée en « guichet ouvert », accessible à toute installation éligible, ou sur la base d'une procédure de mise en concurrence (appel d'offres), pour les seuls lauréats. Dans le premier cas, le niveau de soutien résulte d'arrêts tarifaires fixés par les pouvoirs publics ; dans le second, il découle des offres présentées par les candidats (cf. annexe n° 19).

Depuis le début des années 2000 et jusqu'en 2016, l'obligation d'achat a été la norme (annexe 21). Ce mécanisme était associé, pour l'éolien terrestre, au guichet ouvert, et pour l'éolien en mer à des appels d'offres⁶⁸. Sous l'impulsion de la Commission européenne⁶⁹, les dispositifs de soutiens à l'éolien ont été réformés en 2016 avec un double objectif d'exposer les producteurs aux mécanismes de marché en généralisant le complément de rémunération⁷⁰, et de développer les procédures de mise en concurrence pour déterminer les niveaux de soutien⁷¹).

Le contexte économique a évolué récemment avec, à la fois, une augmentation du coût de la construction sous l'effet de l'inflation et une croissance forte des prix de l'électricité à partir de la mi-2021. Les mécanismes de soutien ont permis de limiter les profits exceptionnels résultant de la hausse des prix de l'électricité et de faire bénéficier l'État de nouvelles recettes budgétaires. Parallèlement, des mesures d'urgence ont eu pour objectif de contrebalancer l'impact de l'augmentation du coût des matières premières et du renchérissement de la dette.

⁶⁷ EDF, entreprises locales de distribution (ELD) ou organismes agréés pour la reprise de contrats d'obligation d'achat signés par EDF ou une ELD en métropole continentale (article [L. 314-6-1 du code de l'énergie](#))

⁶⁸ Pour l'éolien maritime posé, l'obligation d'achat prévue par les arrêtés tarifaires de 2006 et 2008 a été abandonnée à partir de 2014.

⁶⁹ Commission européenne, [communication](#) 2014/C 200/01 – Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 : JOUE n° C 200, 28 juin 2014.

⁷⁰ Obligation de recourir à des mécanismes de rémunération sur le marché avec prime pour les installations de puissance supérieure à 3 MW ou trois unités de production.

⁷¹ Obligation de passer par des appels d'offres, à compter du 1^{er} janvier 2017, pour les installations de puissance supérieure à 6 MW ou six unités de production.

2.1 L'éolien terrestre : une généralisation tardive des procédures de mise en concurrence

2.1.1 Une limitation récente du périmètre d'éligibilité au guichet ouvert, une modulation insuffisante des tarifs

La loi n° 2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) du 17 août 2015 et ses textes d'application marquent la fin du mécanisme de l'obligation d'achat au profit du complément de rémunération. Sur les modalités d'attribution des soutiens, l'État a été en revanche moins radical. Il a choisi en effet de ne pas soumettre tous les dispositifs de soutien à appel d'offres et de conserver une procédure de guichet ouvert pour les installations relevant d'un des deux arrêtés suivants (cf. annexe n° 22) :

- L'arrêté du 13 décembre 2016 organise un régime transitoire pour les installations ayant déposé un contrat de demande d'obligation d'achat au cours de l'année 2016 ; notifié à la Commission européenne avec un plafond de 1 500 MW, les demandes ont été acceptées jusqu'à 1 800 MW ;
- L'arrêté du [6 mai 2017](#) s'applique aux installations de six aérogénérateurs et de 3 MW maximum chacun, soit 18 MW. Ces critères correspondent au maximum autorisé par la Commission européenne.

L'arrêté du 6 mai 2017 a fait l'objet en 2022 de deux modifications importantes, l'une relative aux conditions d'éligibilité au guichet ouvert, l'autre visant à répondre aux effets de l'évolution de la conjoncture économique.

La première modification date d'avril 2022 et a conduit à la limitation du champ du guichet ouvert par l'introduction de deux nouvelles conditions alternatives d'éligibilité (projets citoyens ou projets pouvant justifier d'une contrainte de hauteur).

Les modifications des conditions d'accès au guichet ouvert (arrêté du 27 avril 2022)

L'arrêté du [27 avril 2022](#), pris en application d'un [décret](#) paru le même jour, a modifié les conditions d'accès au guichet ouvert à partir de juillet 2022 et introduit deux nouvelles conditions alternatives d'éligibilité.

La première concerne les porteurs de projet. Seules seront éligibles au dispositif les collectivités territoriales, les [communautés d'énergie renouvelable](#) (CER), les [sociétés coopératives](#) ou les sociétés par action dont « au moins 51 % des droits de vote et 51 % des fonds propres » sont détenus par au moins cinquante personnes physiques, une ou plusieurs collectivités ou par une communauté d'énergie renouvelable.

Le second prérequis concerne la hauteur des éoliennes. Seules les machines de 137 mètres ou moins seront acceptées, si elles peuvent justifier d'une contrainte de hauteur liée « à des servitudes aéronautiques civiles ou militaires ou à l'exploitation des radars ».

Ces nouvelles conditions répondent au double objectif de réduire encore le champ du guichet ouvert, et de renforcer la participation locale et citoyenne, et faciliter ainsi l'acceptabilité. En

revanche, l'arrêté du 27 avril 2022 ne modifie pas les conditions préexistantes de nombre (six éoliennes maximum) et de puissance (3 MW maximum par éolienne)⁷².

Le choix de garder jusqu'en 2022 un large périmètre d'éligibilité au guichet ouvert a eu notamment pour conséquence d'encourager les porteurs de projet à réduire la taille de leur projet et de priver les appels d'offres de candidats potentiels. Alors que la mise en concurrence devait être le principe et le guichet ouvert l'exception, on constate que les contrats sous guichet ouvert représentent toujours la majorité des soutiens au développement de l'éolien terrestre, comme le pointait déjà la Cour dans son rapport de 2018. Au 30 juin 2022, les contrats de complément de rémunération signés sur le fondement de l'arrêté du 6 mai 2017 représentaient 5 785 MW (chiffres EDF OA). A titre de comparaison, les appels d'offres passés depuis 2017 ont conduit à l'attribution de 4 454 MW.

D'autres facteurs ont contribué à l'attractivité du guichet ouvert au détriment des procédures d'appels d'offres. Tout d'abord, le guichet ouvert offrait jusqu'à très récemment des tarifs plus favorables⁷³ que ceux résultant des appels d'offres d'autant qu'ils n'ont jamais évolué depuis 2017 alors même que le coût de production des installations éoliennes diminuait progressivement (cf. *infra*).

Par ailleurs, les producteurs éligibles au guichet ouvert ont bénéficié, jusqu'en 2022 (article [R. 314-49](#) du code de l'énergie), du système du plafonnement des primes dont ils étaient redevables lorsque le prix du marché était supérieur au tarif de référence (cf. *infra*).

Enfin, l'arrêté tarifaire du 6 mai 2017 se caractérise par l'impact limité de la minoration du tarif (40 €/MWh) prévue par l'arrêté au-delà d'un certain niveau de production. D'après les informations transmises par EDF OA, la part de la production des parcs en complément de rémunération relevant de l'arrêté du 6 mai 2017 et excédant le plafond annuel de production était de 3,48 % en 2022.

La seconde modification de l'arrêté du 6 mai 2017 est intervenue fin 2022 en réponse à l'évolution du contexte économique se traduisant pour les producteurs notamment par l'augmentation du coût des matières premières et le renchérissement du coût des emprunts. L'[arrêté du 31 décembre 2022](#) permet notamment aux producteurs de vendre leur électricité sur les marchés en décalant l'activation de leur contrat de complément de rémunération. Il prévoit aussi une indexation supplémentaire des tarifs reposant sur les évolutions de prix d'importation de certaines matières premières, du transport maritime, du taux de la dette et du coût du travail. À la différence de la formule d'indexation existante et maintenue qui s'applique à partir de la mise en service de l'équipement, l'indexation supplémentaire s'applique entre la date d'obtention du complément de rémunération et la date d'effet du contrat ou, au plus tard, 12 mois avant la date limite pour l'achèvement des travaux.

⁷² Le périmètre du guichet ouvert devra encore être adapté pour satisfaire aux exigences des nouvelles lignes directrices qui limitent les exceptions au principe au mise en concurrence aux très petits parcs (puissance inférieure à 1 MW) ou aux projets détenus à 100 % par les petites entreprises ou par des communautés d'énergie renouvelables (projets inférieurs à 18 MW).

⁷³ L'arrêté de 13 décembre 2016 prévoit un tarif de base hors indexation de 82 €/MWh hors indexation sur 15 ans auquel s'ajoute une prime de gestion de 2,8 €/MWh. L'arrêté du 6 mai 2017 prévoit que le tarif de base hors indexation est situé dans une fourchette entre 72 et 74 €/MWh hors indexation sur 20 ans qui tient compte du diamètre du rotor. S'y ajoute une prime de gestion de 2,8 € / MWh.

Ces dispositions, qui ont reçu l'avis favorable de la CRE s'appliquent aux projets dont la demande complète de rémunération a été réalisée avant juillet 2022 et dont la mise en service est prévue avant le 31 décembre 2024. Leur objectif est double : (1) permettre aux producteurs de compenser la hausse du prix des matières premières, susceptible de freiner la mise en place des projets ; (2) les inciter à achever leur projet rapidement pour profiter des prix de marché élevés. Si la réalité des hausses de coûts auxquels sont confrontés les porteurs de projets n'est pas contestée, les conséquences budgétaires de ces nouvelles mesures de soutien n'ont pas été évaluées. Leur mise en œuvre devra s'accompagner d'une évaluation de l'amélioration des comptes d'exploitation des parcs afin d'identifier et corriger les éventuels effets d'aubaine.

Au-delà des mesures d'urgence, la CRE plaide pour un relèvement des tarifs du guichet ouvert, désormais inférieurs à ceux résultant des appels d'offres. Cette inversion de tendance illustre les difficultés pour dimensionner de façon optimale ce type de mécanisme de soutien. La limitation drastique du champ d'éligibilité du guichet ouvert, quoique tardive, permet de mettre fin à ses faiblesses intrinsèques, résultant de tarifs uniformes incapables de refléter la diversité des situations en termes de productible notamment. Elle permet parallèlement de faire enfin de l'appel d'offres le mode normal d'attribution des soutiens à la production.

2.1.2 Des procédures de mise en concurrence marquées par la faiblesse de l'offre

Pour les installations qui ne peuvent pas prétendre au guichet ouvert (cf. *supra*), des procédures d'appel d'offres ont été lancées à partir de 2017. Une première série d'appels d'offres, dite « CRE4 », a couvert huit périodes pour 4,1 GW. Une nouvelle série d'appels d'offres, dite « PPE2 », est en cours. Elle couvre dix périodes sur 2021-2026 pour 9,025 GW.

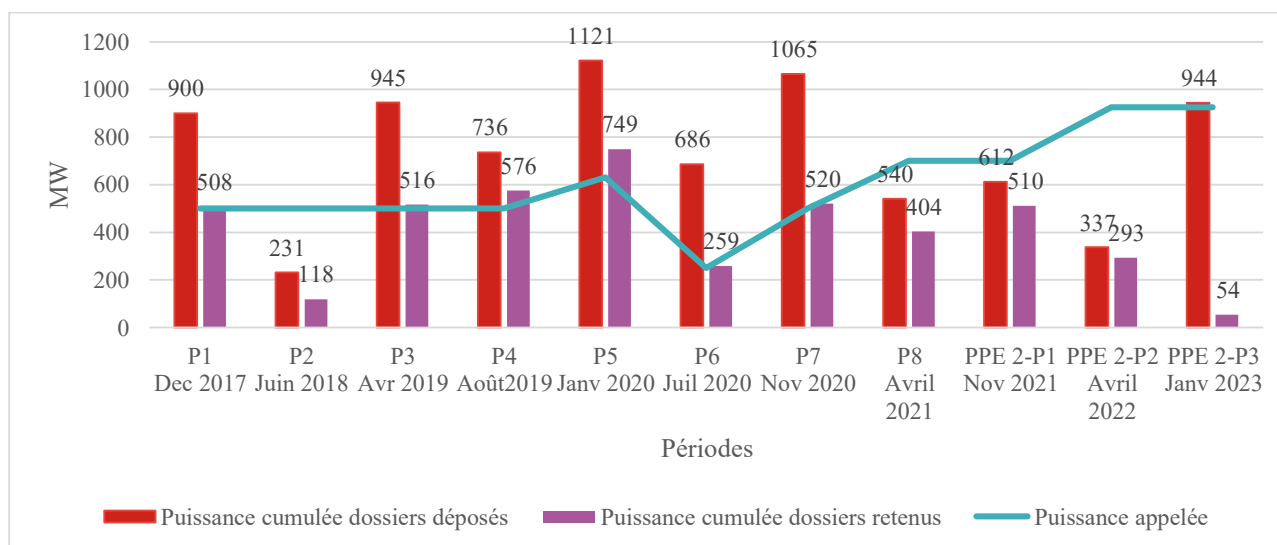
Les lauréats des appels d'offres CRE4 et PPE2 bénéficient d'un contrat de complément de rémunération sur vingt ans. Le tarif de référence est fixé par les offres des lauréats. Afin d'améliorer l'acceptabilité sociale des projets, il peut être majoré en contrepartie d'engagements pris par le lauréat sur la participation des citoyens et des collectivités au financement ou à la gouvernance des projets. L'annexe n° 22 décrit ces différents dispositifs de participation citoyenne, leurs conditions de mise en œuvre et leur impact budgétaire

Les développements ci-après portent sur les résultats des huit périodes de l'appel d'offres CRE4 et des deux premières périodes de l'appel d'offres PPE2⁷⁴.

2.1.2.1 Des volumes d'offres encore insuffisants pour atteindre les objectifs PPE

Le graphique ci-après présente l'évolution de la puissance appelée, de la puissance offerte par les différents candidats et de la puissance retenue.

⁷⁴ Les appels d'offres technologiquement neutres ne sont pas analysés dans le cadre du présent rapport car restés, jusque-là, assez limités. Un appel d'offres lancé en 2018 pour 203 MW avait conduit le ministère en charge de l'énergie à ne retenir que des offres portant sur des projets photovoltaïques. En revanche, la première période de l'appel d'offres PPE2 a conduit à l'attribution, le 8 décembre 2022, de 321 MW d'éolien terrestre sur un total de 500 MW appelés.

Graphique n° 2 : Évolution des volumes de puissance cumulée des offres déposées et retenues

Source : données [MTE](#) et CRE ; graphique Cour des comptes

Note 1 : l'abaissement de la cible sur la P6 résulte des difficultés liées à la situation sanitaire en 2020

Note 2 : les volumes retenus sont ceux attribués par le MTE, à l'exception de la P3 de l'appel d'offres PPE2 (volume des offres que la CRE propose de retenir).

Sur les onze périodes figurant dans le graphique ci-dessus, la puissance cumulée des dossiers déposés (8 117 MW) est supérieure à la puissance appelée (6 630 MW). Néanmoins, ce chiffre intègre les candidatures renouvelées qui ont représenté 21 % des dossiers déposés sur les huit périodes de l'appel d'offres CRE4. Par ailleurs, il masque une situation contrastée sur la période. Sur les onze périodes, la puissance cumulée des projets déposés a excédé la puissance appelée sur sept périodes et a été inférieure sur quatre périodes (P2 et P8 pour l'appel CRE4, P1 et P2 pour l'appel d'offres PPE2).

La faiblesse du volume offert pour 2^{ème} période de l'appel d'offres CRE4 (231 MW déposés/500 MW appelés) s'explique selon la CRE par un renforcement des exigences s'agissant de la fourniture de l'autorisation environnementale en cours de validité (auparavant, par dérogation, un arrêté d'ouverture d'enquête publique était suffisant).

La sous-souscription constatée entre avril 2021 et avril 2022 résulte de plusieurs facteurs, dont le rythme de délivrance trop lent des autorisations environnementales (cf. *supra*) et l'évolution soudaine du contexte économique (augmentation du coût de certains matériaux, renchérissement du coût de l'endettement). La dernière période marque un rebond en termes de souscription (944 MW déposés/925 MW appelés), résultant pour partie de la moindre attractivité des tarifs du guichet ouvert. Néanmoins, le volume de dossiers finalement retenus par la CRE n'est que de 54 MW, les offres non retenues ne respectant pas les prescriptions du cahier des charges ou étant supérieures au tarif de référence⁷⁵.

À l'instar des mesures d'urgence prises en décembre 2022 en faveur des installations relevant du guichet unique pour limiter l'impact de la hausse du coût des matières premières sur le volume et le rythme de développement des projets (cf. *supra*), des évolutions similaires

⁷⁵ Le ministère a relancé un nouvel appel d'offres qui a abouti à la désignation d'attributaires pour 1 156 MW en juin 2023, postérieurement à la fin de l'instruction de la Cour qui n'en n'a pas analysé les résultats.

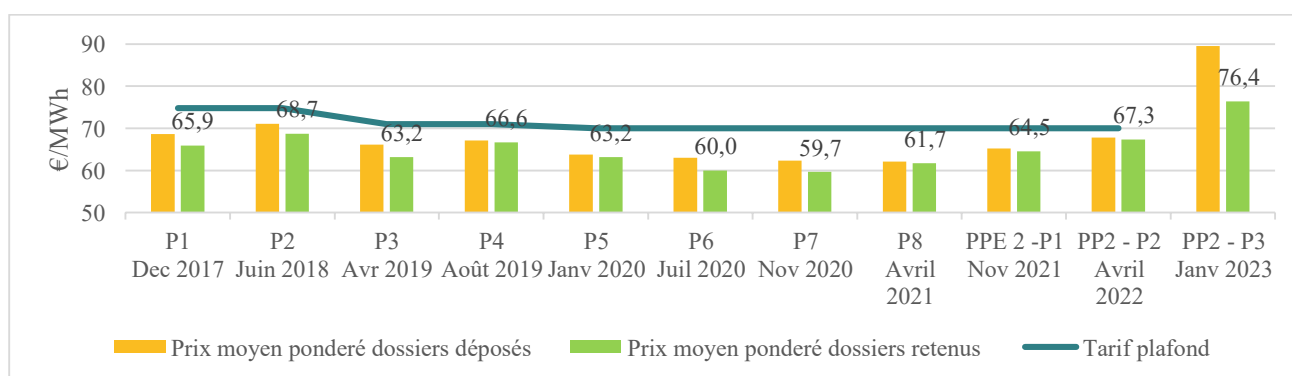
sont intervenues en faveur des installations lauréates des appels d'offres. Outre la possibilité de décaler temporairement la prise d'effet des contrats de rémunération pour vendre la production sur le marché, les modifications introduites dans les cahiers des charges prévoient la possibilité pour les lauréats d'augmenter jusqu'à + 140 % les capacités de puissance des projets mis en service avant le 31 décembre 2024 (sous réserve de ce que prévoit l'autorisation environnementale).

Il est trop tôt pour savoir si ces mesures contribueront à des taux de souscription élevés nécessaires pour accélérer le développement de la filière et d'atteindre les objectifs de la PPE. Avec un parc installé de 20,4 GW au 31 décembre 2022, il faudrait mettre en service au moins 3,5 GW en 2023 afin de respecter l'objectif de 24,1 GW fixé par la PPE. Or, la trajectoire annuelle d'augmentation du parc entre 2017 et 2022 accuse un retard de 1,5 GW/an en moyenne. De même, les volumes attribués en appel d'offres sur la même période sont inférieurs à 1 GW par an en moyenne et ne permettent donc pas d'envisager une accélération du développement de la filière à court terme.

2.1.2.2 Des tarifs de référence inférieurs aux tarifs du guichet ouvert mais une dégradation depuis 2021 de la compétitivité des offres

Le graphique ci-dessous retrace l'évolution du tarif plafond et des prix moyens pondérés proposés par les lauréats comme prix de référence pour le calcul du complément de rémunération. Le tarif plafond a légèrement évolué sur la période. Initialement fixé à 74,8 €/MWh, il a été abaissé à 71 €/MWh à la troisième période puis à 70 €/MWh à compter de la cinquième période (CRE4) et jusqu'en 2022. Il a été rendu confidentiel sur le dernier appel d'offres.

Graphique n° 3 : Évolution des prix moyens pondérés par la puissance (lauréats)



Source : données CRE et MTE ; graphique Cour des comptes

Note : le prix plafond n'est plus rendu public depuis la 3ème période de l'appel d'offre PPE2

Note : les prix tiennent compte le cas échéant des bonus sur l'investissement participatif (+ 3 €/MWh) ou le financement participatif (+1 €/MWh) demandés par certains candidats sur le période de l'appel d'offres CRE⁷⁶.

⁷⁶ L'appel d'offres PPE2 favorise la gouvernance partagée et le financement collectif par un bonus sur la notation et non plus sur le tarif.

Les résultats des appels successifs se sont traduits par une diminution progressive des tarifs de référence jusqu'à la septième période, à l'exception notable de la deuxième période. Les quatre dernières périodes, marquent une remontée des prix. La période la plus récente a atteint un niveau de prix inédit (76,4 €/MWh). La CRE relève que seuls quatre des 12 dossiers conformes offraient un tarif de référence inférieur au prix plafond.

2.1.2.3 Des clauses de compétitivité à l'utilité contestable

Dans le cadre des procédures de mise en concurrence, les pouvoirs publics doivent arbitrer entre obtenir le volume de puissance le plus important possible pour satisfaire les objectifs de développement des EnR et limiter les impacts sur les dépenses publiques en éliminant les offres les moins compétitives.

Les choix retenus révèlent des stratégies variables selon les périodes. À deux reprises au cours de l'appel d'offres CRE4, le ministre a privilégié le volume en ajoutant des lauréats supplémentaires à la liste proposée par la CRE, malgré l'impact de ce choix sur le tarif moyen pondéré (68,7 €/MWh au lieu de 66,9 €/MWh pour la deuxième période et 62,9 €/MWh au lieu de 62,2 €/MWh pour la cinquième période).

La logique des clauses de compétitivité introduites à partir de la quatrième période de l'appel d'offres CRE4 est inverse puisqu'elle privilégie l'élimination des offres les moins compétitives au détriment le cas échéant du volume attribué. Ces clauses sont actionnées de façon automatique lorsque la puissance cumulée des offres conformes représente moins que la puissance appelée. Elles conduisent à l'élimination des offres les moins bien notées dans la limite de 20 % de la puissance cumulée des offres conformes.

La clause de compétitivité a été actionnée pour la huitième période de l'appel d'offres CRE4 et pour les deux premières périodes de la PPE2. Au total, elle a conduit à l'élimination de 16 dossiers pour une puissance cumulée d'environ 258 MW.

La CRE juge positifs les effets de cette clause : ainsi, pour la huitième période, sans la clause de compétitivité, le prix moyen des offres conformes et retenues aurait été de 62,0 €/MWh au lieu de 60,8 €/MWh (hors financement collectif/gouvernance partagée), soit environ 23 M€ de moindres charges à compenser sur 20 ans. Pour l'appel d'offres PPE2, les écarts de prix entre les offres conformes et les offres retenues après application de la clause de compétitivité sont respectivement de 0,8 €/MWh et 0,5 €/MWh.

La mise en œuvre de cette clause a entraîné cependant plusieurs difficultés.

Dans ses rapports de synthèse sur la première et deuxième périodes de la série d'appels d'offres « PPE2 », la CRE a pointé la stratégie utilisée par un candidat consistant à présenter des dossiers à un niveau quasi équivalent au tarif plafond. Le cas relevé par la CRE montre que la règle de compétitivité peut être facilement rendue inopérante. Par ailleurs, les critères de déclenchement de la règle de compétitivité apparaissent discutables dans un contexte de sous-souscription : l'application des clauses de compétitivité a un effet couperet conduisant à éliminer des offres proposant des prix proches des offres retenues. La Cour relève du reste que la CRE a renoncé à mettre en œuvre la clause de compétitivité lors du dernier appel d'offres pour ne pas dégrader encore le faible volume de puissance attribuée (54 MW / 925 MW appelés).

Enfin, le fait de conditionner la mise en œuvre de la clause de compétitivité à un volume d'offres inférieur au volume appelé apparaît discutable. Ainsi, le prix moyen des dossiers déposés lors de la huitième période était inférieur à celui des périodes précédentes alors même que le taux de souscription y est bien moindre. Les nouvelles conditions introduites par l'appel d'offres PPE2, qui prévoient que plus le volume d'offres est faible, plus le taux d'élimination en application de la règle de compétitivité est élevé, sont encore plus contestables.

La décision de masquer le prix plafond pour la troisième période de l'appel d'offres PPE constitue une alternative intéressante aux clauses de compétitivité, sous réserve du dimensionnement adéquat de ce prix.

2.1.2.4 La difficulté d'appliquer un traitement différencié aux parcs en renouvellement

Le renouvellement correspond à la prolongation des parcs éoliens arrivés au bout de leur cycle d'exploitation, soit 20 à 25 ans, généralement accompagné d'une augmentation de puissance, dite *repowering*. Cette question va prendre de l'ampleur dans les prochaines années avec l'arrivée en fin de vie des premiers parcs éoliens. Selon l'Ademe, entre 40 et 80 GW de puissance éolienne terrestre pourraient atteindre leur fin de vie d'ici à 2030 à travers l'Union Européenne. En France, 7 GW seraient concernés sur la période 2021-2028⁷⁷.

Les avantages du *repowering* généralement mis en avant sont de moindres dépenses (projets moins risqués, réutilisation d'une partie des infrastructures), une augmentation de la production (équipements plus performants) et un niveau d'acceptabilité sociale plus grand de tels projets. Dans ces conditions, les projets de renouvellement seraient à la fois moins chers, plus performants et plus rapides à mettre en place.

La question du soutien aux projets de renouvellement se pose, à la fois sur le plan des autorisations (cf. *supra*) et sur celui des aides financières à la production. Un soutien à ces projets permettrait d'accélérer le développement de la filière. Pour autant, ces projets dont les coûts d'exploitation sont potentiellement plus faibles impliquent que le niveau de soutien soit rigoureusement proportionné.

Peu de pays européens ont mis en place des dispositifs spécifiques de soutien au *repowering*. L'Allemagne a supprimé en 2015 la prime au *repowering* (5 €/MWh) qui avait été mise en place en 2009 pour les installations qui remplacent d'autres éoliennes âgées de plus de dix ans et qui doublent leur production.

En France, les offres en *repowering* sont traitées de la même manière que celles portant sur des installations nouvelles. La CRE plaide pour un tarif d'achat moindre pour le guichet ouvert et un appel d'offres ad hoc afin de prendre en compte la situation relativement plus favorable dans laquelle se trouveraient de tels projets.

L'étude réalisée par l'Ademe a mis en évidence la diversité des situations qui rend difficile l'arbitrage entre l'arrêt des soutiens, leur maintien dans le cadre des dispositifs existants, ou la mise en place de dispositifs de soutien spécifiques. Ainsi, selon les analyses qu'elle a conduites sur un échantillon de parcs, 65 % des parcs éoliens antérieurs à 2015 sont soumis à contraintes dans au moins une famille, (radar, Natura 2000, météo...) avec des

⁷⁷ [Ademe](#), Renouvellement de l'éolien : quelles stratégies possibles et envisageables en fin d'exploitation pour les parcs éoliens terrestres ? Juillet 2020, 138 pages.

conséquences importantes sur le potentiel de renouvellement. Certains de ces parcs pourraient être soit confrontés à l'impossibilité de renouvellement, soit contraints de procéder à ce renouvellement quasi à l'identique, avec un impact potentiellement prohibitif sur les coûts de production. Au contraire, les coûts de production des parcs renouvelés sans contrainte seraient particulièrement compétitifs et justifieraient l'absence de mesures de soutien (annexe n° 10).

L'enjeu majeur que constitue le *repowering* dans les années à venir et l'hétérogénéité des situations plaide pour le maintien des soutiens dans le cadre existant, permettant à ces parcs de participer aux appels d'offres selon les mêmes conditions que les installations totalement nouvelles. La mise en place d'appels d'offres dédiés est une piste intéressante pour faire jouer la concurrence entre ces différents projets. Elle présente l'inconvénient de limiter encore le nombre de candidats aux appels d'offres « traditionnels » et impose donc au préalable d'améliorer le taux de souscription sur les procédures existantes.

2.1.2.5 Des procédures qui restent à améliorer et à fiabiliser

Si les procédures d'appel d'offres ont permis d'obtenir une baisse des niveaux de soutien, la levée de certains obstacles améliorerait sans doute les conditions de mise en concurrence. Or, malgré des observations récurrentes de la CRE, certaines clauses des cahiers des charges ou les conditions de mise en œuvre des procédures d'appels d'offres sont restées inchangées depuis 2017.

En premier lieu, la Cour relève des règles différentes, selon les cadres tarifaires, s'agissant de la prise en compte des revenus liés à la valorisation de la capacité des installations.

L'arrêté tarifaire du 6 mai 2017 et les appels d'offres éolien en mer déduisent ces revenus du complément de rémunération versé au producteur. Ce n'est pas le cas des appels d'offres terrestres CRE4 et PPE2. Les raisons de cette différence de traitement selon les mécanismes de soutien n'apparaissent pas clairement.

En février 2022, la CRE a lancé une consultation auprès des acteurs de la filière. La FEE n'y est pas opposée sur le principe mais chiffre à 3 à 4 €/MWh la « perte » de revenus correspondants. Elle souhaite en compensation obtenir une augmentation du tarif plafond.

La Cour est favorable à une évolution des modalités de calcul de la rémunération permettant d'harmoniser le traitement des revenus capacitaires dans les différents mécanismes de soutien.

Par ailleurs, la CRE a pointé à plusieurs reprises l'absence de règles destinées à empêcher, qu'un producteur fractionne son parc pour en réserver une partie destinée aux appels d'offres et une partie au guichet ouvert. De telles règles contre le fractionnement des parcs existent pourtant pour empêcher les producteurs de profiter indûment du guichet ouvert⁷⁸.

La CRE, dans sa [délibération du 13 février 2020](#), a estimé que ces pratiques pouvaient fausser la concurrence. Ainsi, les tarifs obtenus dans le cadre du guichet unique permettraient

⁷⁸ L'article 3 de l'arrêté du 6 mai 2017 prévoit que l'installation doit respecter, « au moment de sa demande de complément de rémunération, une distance minimale de 1500 m avec toute autre installation [...] dont la demande complète de contrat mentionnée à l'article 5 a été déposée dans les deux ans qui précèdent la date de dépôt de la demande complète de contrat de l'installation concernée. »

aux porteurs de projets de proposer un prix compétitif en appel d'offres, leur assurant d'être désignés lauréats, tout en bénéficiant d'un niveau de soutien global avantageux. Elle a recommandé de modifier le cahier des charges pour introduire des dispositions visant à empêcher le fractionnement des parcs et une pénalité contractuelle de 10 €/MWh en cas de non-respect de cette condition.

Le ministère n'a pas mis en place la modification suggérée. Il se justifie par la volonté d'offrir aux producteurs n'ayant pas pu bénéficier des conditions favorables de l'arrêté transitoire de 2016, la possibilité de continuer à bénéficier, pour une partie de leur parc, d'un tarif d'achat.

Une telle souplesse est critiquable. La possibilité de bénéficier du tarif d'achat mis en place par l'arrêté de 2017 est certes clairement réservée aux petites installations. Alors que des règles de distance visent à empêcher des producteurs de cumuler ces aides, les pouvoirs publics auraient dû mettre en place des règles similaires pour éviter que les porteurs de projet puissent bénéficier des aides au titre de l'arrêté pour une partie de leur parc et des aides au titre de l'appel d'offres pour le reste de leur parc. Les risques de fractionnement sont moins élevés avec la limitation, en avril 2022, du champ du guichet ouvert aux seuls projets citoyens et aux parcs subissant une contrainte de hauteur d'origine aéronautique. Néanmoins, les pouvoirs publics doivent prendre les mesures nécessaires pour mettre un terme définitivement à ces pratiques.

2.2 L'éolien en mer : une amélioration progressive des conditions tarifaires et des procédures d'attribution

À la différence de l'éolien terrestre, l'attribution des mesures de soutien pour l'éolien en mer a relevé, dès l'origine, des procédures de mise en concurrence.

Une série d'appel d'offres a été lancée à partir de [juillet 2011](#). Quatre zones ont été attribuées en 2012 pour une capacité totale de près de 2 000 MW (AO1). Un deuxième appel d'offres (AO2) a été lancé en [mars 2013](#) pour l'installation de 1 000 MW répartis sur deux zones. Il a été attribué en 2014. Ces six parcs accusent tous des retards importants. À l'exception de Saint-Nazaire, aucun autre parc n'est opérationnel, plus de dix ans après les attributions.

Tableau n° 2 : Appels d'offres 1 et 2 (puissance et tarif)

2012				2014	
Saint Nazaire 480 MW 143,6 €/MWh	Saint-Brieuc 496 MW 155 €/MWh	Courseulles s/ Mer 448 MW 138,7 €/MWh	Fécamp 497 MW 135,2 €/MWh	Yeu et Noirmoutier 496 MW 137 €/MWh	Dieppe Le Tréport 496 MW 131 €/MWh

Source : www.eoliennesenmer.fr et Commission européenne ; tableau Cour des comptes

L'aide accordée aux producteurs⁷⁹ a pris la forme d'un tarif d'achat. Les deux appels d'offres AO1 et AO2 ont conduit à des niveaux de prix élevés, autour de 200 €/MWh qui comprenaient également les charges de raccordement. La renégociation des tarifs et le transfert d'une partie des charges de raccordement à RTE (cf. infra) ont permis une baisse du tarif d'achat de l'énergie figurant dans leurs offres.

2.2.1 Des niveaux de soutien en forte baisse pour l'éolien posé

Depuis les appels d'offres de 2011/2012, deux nouveaux parcs ont été attribués : celui de Dunkerque (AO3) pour 500 MW et celui de Centre-Manche 1 (AO4) pour 1000 MW. Les procédures se sont caractérisées par un niveau accru de concurrence (11 candidats recevables pour Dunkerque, six pour Centre-Manche 1) et une baisse significative des niveaux de soutien. En effet, les offres retenues s'élèvent respectivement à 44 €/MWh (tarif de référence⁸⁰) pour Dunkerque (soit 53 €₂₀₂₂/MWh) et 44,9 €/MWh pour Centre-Manche 1, bien en deçà des tarifs plafond (respectivement 90 €/MWh et 75 €/MWh). S'agissant de Centre-Manche 1, la CRE a jugé qu'en dépit des risques de dégradation de la rentabilité pesant sur le projet, le tarif proposé par le lauréat n'était pas manifestement sous-évalué.

Cette baisse importante des prix résulte de plusieurs facteurs dont des conditions physiques plus favorables que pour les AO1 et AO2 (sol moins dur, vitesse moyenne du vent supérieure, profondeur d'eau plus faible...), une pondération plus forte du critère prix (70 %), la maturité plus importante de la filière mais aussi des évolutions du cadre juridique. Ces évolutions ont eu pour objectifs de mieux associer les porteurs de projets à l'élaboration des cahiers de charges, par le biais de la procédure de dialogue concurrentiel, de simplifier les procédures (autorisation unique pour les parcs implantées en ZEE, permis enveloppe) et de transférer une partie des charges vers l'État (réalisation des études de connaissance des sites) et vers RTE (travaux de raccordement).

En dépit des baisses constatées, les tarifs de référence offerts restent plus élevés que dans d'autres pays européens. En Allemagne, la mise en place des appels d'offres en 2017 a permis une baisse importante des tarifs d'achat⁸¹ puisque trois des quatre lots ont été attribués avec un niveau de soutien nul (hors raccordement). Les trois parcs de l'appel d'offres de 2021 ont tous été attribués à soutien nul, après tirage au sort entre les lauréats. Aux Pays-Bas, les appels d'offres imposent l'absence de soutien et ne prévoient que des critères qualitatifs pour départager les candidats. Les entreprises qui font ces offres espèrent profiter pleinement de la hausse des prix de l'électricité sur le marché européen. Ces contrats ne sont donc avantageux pour la collectivité que s'il existe un risque réel de voir les prix de marché redevenir durablement inférieurs au prix d'équilibre des installations. Dans tous les autres cas, il existe un risque d'accorder un droit d'exploiter une rente sur le domaine public. La Cour appelle donc à rester vigilant sur ce type de contrat et à privilégier le mécanisme du complément de rémunération qui permet à la collectivité de profiter aussi de la hausse des prix de marché.

⁷⁹ EDF R est partie prenante dans les consortium lauréats des trois premiers parcs, Engie dans les deux suivant et Iberdrola dans le dernier

⁸⁰ À la différence des AO1 et AO2 qui relevaient de l'obligation d'achat, le mécanisme de soutien applicable depuis l'AO3 est le complément de rémunération.

⁸¹ 154 €/MWh sur 12 ans ou 194 €/MWh sur huit ans, puis 39 €/MWh.

Par ailleurs, les producteurs ont la possibilité de vendre directement leur production à un consommateur final par l'intermédiaire de contrats long terme (*Corporate Power Purchase Agreement* ou *PPA*). L'article 86-V de la loi n° 2023-173 sur l'accélération de la production d'énergies renouvelables donne la possibilité aux candidats aux appels d'offres de présenter des offres mixtes. En application de ces dispositions, ils pourront bénéficier d'une mesure de soutien sur une partie de l'électricité produite, l'autre pouvant être directement vendue à un consommateur final par le biais d'un PPA.

2.2.2 Des expérimentations potentiellement coûteuses pour l'éolien flottant

L'éolien flottant permet de faire face à certaines contraintes de l'éolien posé. Il est moins dépendant des conditions des sols, notamment leur profondeur. Il bénéficie de vents plus importants et plus réguliers permettant une augmentation du facteur de charge. Enfin, son impact visuel moindre facilite son acceptabilité. En revanche, l'éolien flottant ne constitue pas encore une technologie mature et n'a pas été encore déployé de façon industrielle bien qu'il existe à ce jour deux fermes commerciales flottantes, en Ecosse (30 MW) et en Norvège (56 MW). Des expérimentations ont donc été jugées nécessaires.

Après avoir participé au financement d'un démonstrateur flottant de 2 MW au large du Croisic, l'[Ademe](#) a lancé en août 2015 [un appel à projets](#) pour la réalisation en mer de fermes pilotes. Ces projets ont pour objectif de tester des technologies différentes de flotteurs et de systèmes d'ancrage avant un développement à plus grande échelle dans le cadre de projets commerciaux. Chacun expérimente. Les lauréats des quatre projets ont été annoncés à l'été 2016. L'un des projets (Groix / Belle-Île) a été abandonné en octobre 2022 en raison, selon les porteurs du projet, de l'absence de viabilité économique.

Les fermes pilotes bénéficient à ce titre d'aides à l'investissement dans le Programme d'investissements d'avenir à hauteur de 300 M€ (cf. annexe 3) dont une partie sous forme d'avances remboursables et d'une aide au fonctionnement sous la forme d'un tarif d'achat garanti de l'électricité pendant 20 ans.

Le tarif a été fixé par l'arrêté du [9 avril 2020](#) à 240 €/MWh. L'article 4 de l'arrêté de 2020 prévoit que les conditions du tarif d'achat font l'objet d'un réexamen au bout de dix ans pouvant conduire, dans l'hypothèse d'un TRI projet supérieur à 8,5 % à un partage des bénéfices avec l'État. Ce dispositif de soutien est potentiellement très coûteux pour l'État. La CRE a estimé à 1,6 Md€⁸² les charges de service public liées aux fermes éoliennes pilotes (100 MW), soit le triple des charges prévues pour le parc de Dunkerque de 600 MW (542 M€).

Ce dispositif avantageux s'explique par l'incertitude sur l'équilibre économique de tels projets innovants. Il ne doit cependant pas faire obstacle aux principes fixés par la loi selon lesquels « les conditions d'achat font l'objet d'une révision périodique afin de tenir compte de l'évolution des conditions économiques de fonctionnement des installations performantes représentatives des filières concernées » (article [L. 314-14](#)). Il appartient à la DGEC de veiller à la correcte application de ces dispositions, en revoyant le cas échéant les tarifs à la baisse, sur la base d'audits des coûts réels, et ce, afin d'éviter une rémunération excessive des capitaux.

⁸² Cette estimation a été réalisée avant l'abandon du projet de Groix/Belle-Île en octobre 2022.

Parallèlement à la mise en place de ces fermes pilotes dont la mise en service est prévue en 2023, l'État a lancé deux dialogues concurrentiels pour des éoliennes flottantes en sud [Bretagne](#) (2021) et en [Méditerranée](#) (2022). À la différence des fermes expérimentales, ces procédures concernent des projets commerciaux. Le niveau de soutien ne sera pas fixé par arrêté ministériel mais, comme pour les autres parcs commerciaux depuis Dunkerque, par la procédure d'appel d'offres et sous forme de complément de rémunération.

2.2.3 Une accélération nécessaire du rythme de lancement des procédures d'appels d'offres

Le volume de projets attribués (posé et flottant) était de 4,5 GW début 2023. Seul Saint-Nazaire est en fonctionnement.

Tableau n° 3 : Éolien en mer (projets attribués)

Appel d'offres / Appel à projet Date d'attribution	Parc éolien	Posé/flottant	Puissance installée (MW)	Prix €/MWh	Date prévisionnelle de mise en service	État actuel
AO1 2012	Saint Nazaire	Posé	480	143,6	Fin 2022	Production
	Saint-Brieuc	Posé	496	155	Fin 2023	Travaux
	Fécamp	Posé	497	135,2	Fin 2023	Travaux
	Courseulles s/ Mer	Posé	448	138,7	2024	Travaux
AO2 2014	Yeu et Noirmoutier	Posé	496	137	2026	Développement
	Dieppe - Le Tréport	Posé	496	131	2026	Développement
Appel à projet fermes pilotes 2016	Faraman - Port St Louis du Rhône	Flottant	24	240	2023	Travaux
	Gruissan	Flottant	30	240	2024	Travaux
	Leucate -Le Barcarès	Flottant	30	240	2024	Travaux
	Groix et Belle-Île	Flottant	28,5	240	2024	Abandonné en 2022
AO3 2019	Dunkerque	Posé	600	44	2027	Études
AO4 2023	Centre Manche 1	Posé	1047	44,9	2031	Attribution (mars 2023)

Source : [MTE](#)

Note : les tarifs des AO 1 et 2 sont les tarifs avant négociation.

Afin de rattraper son retard, l'État entend accélérer le rythme d'attribution des nouveaux parcs. Dans un premier temps, la loi climat et résilience a modifié l'article [L. 100-4](#) du code de l'énergie pour porter le rythme d'attribution des capacités installées de production à l'issue de

procédures de mise en concurrence « à au moins 1 gigawatt par an d'ici à 2024 »⁸³. Par ailleurs, le discours de Belfort de février 2022 ayant fixé un objectif de 40 GW d'ici 2050, l'État s'est engagé, dans le [pacte éolien](#) passé en mars 2022 avec la filière, à viser un volume minimal d'attribution d'appels d'offres de 2 GW/an dès 2025. Ce volume doit lui permettre d'atteindre 20 GW attribués en 2030, 18 GW en service en 2035 et 40 GW en 2050.

Ces objectifs paraissent difficiles à atteindre. Le cumul des projets déjà attribués et ceux des projets en cours non attribués (tableau ci-dessous) reste inférieur à 8 GW.

Tableau n° 4 : Éolien en mer (projets en cours non attribués)

Appel d'offre / Date de lancement	Parc éolien	Posé/ flottant	Puissance installée (MW)	Prix €/MWh	Date prévisionnelle de mise en service	État actuel
AO5 2021	Bretagne Sud	Flottant	250	120	2030	Procédure de mise en concurrence en cours
AO6 2022	Méditerranée	Flottant	2*250	110	2030	Procédure de mise en concurrence en cours
AO7 2022	Sud Atlantique	Posé	1000	60	2032	Sélection des candidats participant au dialogue concurrentiel achevée
AO8 2022	Centre Manche 2	Posé	1500	50	2032	Sélection des candidats participant au dialogue concurrentiel achevée

Source : [MTE](#)

Note : le prix indiqué correspond au prix cible indiqué par la PPE.

À partir de 2024, les projets considérés concernent uniquement des extensions de parcs éoliens en mer déjà attribués ou en cours, pour une puissance installée prévue de 2,5 GW. La [décision ministérielle](#) du 18 mai 2021 sur l'implantation d'un parc flottant en Bretagne Sud annonce un futur projet de 500 MW. De même, les deux premiers parcs méditerranéens ont vocation à être complétés par deux autres parcs de 500 MW chacun ([décision du 17 mars 2022](#)), ainsi que le parc Sud-Atlantique ([décision](#) du 29 juillet 2022).

En prenant en compte l'ensemble des parcs attribués et des projets en cours (10,3 GW), il restera encore à doubler le volume des attributions pour atteindre, en 2030, les 20 GW de puissance attribuée visés dans le pacte éolien. Cela impose notamment, s'agissant des appels d'offres, une planification et un pilotage plus efficaces des projets, pour profiter des possibilités offertes par la loi d'organiser un débat public couvrant plusieurs procédures de mise en

⁸³ Le précédente version, issue de la loi [N° 2019-1147](#) du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat prévoyait de porter le rythme d'attribution des parcs éoliens en mer à 1 GW par an d'ici 2024.

concurrence sur une même façade maritime⁸⁴ ou de conduire la phase de sélection des candidatures en parallèle à la tenue du débat public. Le ministère de la transition énergétique a lancé le 7 mars 2023 une consultation publique destinée à explorer les différentes pistes pour l'accélération des procédures d'appels d'offres, par exemple sur l'opportunité de conserver en l'état la procédure de dialogue compétitif ou l'attribution simultanée de plusieurs projets.

2.2.4 Le soutien au raccordement au réseau : des charges croissantes à venir

Le développement de nouvelles installations éoliennes implique la création de liaisons électriques vers le réseau. En fonction de leur puissance, les nouvelles installations sont raccordées, soit au réseau de distribution, soit au réseau de transport.

La grande majorité des éoliennes terrestres est directement raccordée sur le réseau de distribution géré par Enedis. Dans ce cas, le financement des travaux de raccordement réalisés par Enedis est assuré en principe⁸⁵ par le producteur. En revanche, les parcs éoliens en mer sont raccordés au réseau de transport. À la différence de l'éolien terrestre et en application de l'article L.342-7 du code de l'énergie, le financement des travaux de raccordement est à la charge de RTE, donc du consommateur par le biais du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE).

Les dépenses de raccordement des parcs éoliens en mer ont été jusqu'à présent assez limitées du fait des délais de mise en service. Elles ont atteint 28,6 M€ en 2019 et 170,4 M€ en 2020 et 244 M€ en 2021. Elles devraient augmenter de façon importante dans les prochaines années. L'estimation totale des coûts de raccordement pour les projets en cours et futurs est située dans une fourchette de 7,7 Md€ à 10,1 Md€. Ils varient sensiblement d'un projet à l'autre selon de multiples facteurs liés à l'éloignement des côtes, la profondeur et la nature des fonds marins.

Tableau n° 5 : Coûts de raccordement (M€)

Parcs	Puissance (MW)	Fourchette moyenne (M€)	Fourchette haute (M€)	k€/MW
Saint-Nazaire	480	306	306	636
Saint Brieuc	496	259	259	522
Fécamp	497	269	269	542
Courseulles	448	220	220	492
Dieppe-Le Tréport	496	284	284	572
Yeu-Noirmoutier	496	396	396	799
Dunkerque	600	425	450	729
PACA	750	494	797	861

⁸⁴ Modification des dispositions de l'article [L.121-8-1](#) du code de l'environnement introduites par la loi n° 2020-1525 du 7 décembre 2020 d'accélération et de simplification de l'action publique dite loi ASAP.

⁸⁵ L'article [L. 341-2-3°](#) du code de l'énergie prévoit que le TURPE peut couvrir une partie des coûts de raccordement au réseau de distribution des installations des producteurs d'électricité à base de sources d'énergie renouvelable. Aucune installation éolienne n'en a bénéficié entre 2017 et 2021.

Occitanie	750	479	835	876
Bretagne Sud	750	635	1 000	1 090
Centre Manche 1	1 250	1 311	1 762	1 230
Centre Manche 2	1 250	1 297	1 739	1 215
Oléron	1 000	1 360	1 760	1 560
Total	9 263	7 735	10 077	961

Source : RTE ; tableau Cour des comptes

Note 1 : les projets issus des appels d'offres 1 et 2 sont désormais suffisamment avancés pour offrir une évaluation fiable. Le coût des projets suivants est évalué selon une fourchette de coûts.

Note 2 : le coût unitaire est calculé comme suit : $[\text{coût moyen} + \text{coût haut}] / [2 \times \text{puissance}]$

Note 3 : les coûts des projets issus des appels d'offres 1 et 2 n'intègrent pas les plateformes en mer, à la charge des producteurs.

Les coûts moyens de raccordement des six projets issus des appels d'offres 1 et 2 sont estimés à 595 000€/MW. Ce coût n'intègre pas le poste en mer qui reste à la charge du producteur (pour un coût estimé par le Schéma Décennal de Développement du Réseau/SDDR à 120 000€/MW). Les projets en cours mais non encore attribués intègrent dans leur chiffrage le projet de base mais également l'extension qui est prévue. Les projets Centre Manche 1 et 2 et Oléron se caractérisent par des coûts plus élevés que RTE impute à leur puissance supérieure, les conditions de site et de l'utilisation de technologies en courant continu.

Le raccordement de l'éolien en mer induit également des coûts de maintenance programmée supplémentaires (maintenance des plateformes, contrat de mise à disposition de navires...), qui avaient été chiffrés à environ 20 M€ par an à l'horizon 2035.

RTE estime que l'activation de divers leviers d'optimisation (standardisation des solutions techniques, massification des achats et mutualisation par la création de hub permettant de raccorder plusieurs parcs) permettrait de réduire les coûts d'environ 15 %, selon les évaluations faites dans le SDDR 2019.

2.3 Des dispositifs adaptés aux évolutions des prix de l'électricité mais des incertitudes sur la trajectoire financière

Fin 2021, le volume de la production éolienne soutenue par un contrat d'obligation d'achat ou de complément de rémunération était de 31,6 TWh, soit environ la moitié de la production EnR totale soutenue. Les coûts qui découlent de la mise en œuvre de ces contrats constituent des charges de service public (articles [L. 121-6](#) et suivants du code de l'énergie)⁸⁶. Ces charges résultent de la différence entre le niveau de soutien fixé par les arrêtés tarifaires ou le résultat des appels d'offres et les prix de marché de l'électricité. Elles sont intégralement compensées par l'État aux opérateurs qui les supportent. Il est à noter que l'article 24 de la loi du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production EnR intègre désormais dans les charges de service public, la dotation initiale du fonds de garantie prévue par le même article et

⁸⁶ Les charges de service public couvrent plusieurs catégories d'aides : les aides aux EnR, les aides aux zones non interconnectées (ZNI), le soutien à l'effacement...

destinée à couvrir une partie des pertes financières subies par un lauréat d'appel d'offres suite à l'annulation contentieuse d'une autorisation environnementale.

Les charges sont évaluées par la CRE et inscrites au budget de l'État selon des modalités détaillées à l'annexe n° 24 et dans les analyses annuelles de l'exécution budgétaire de la [Cour](#).

L'État est engagé sur la durée des contrats. Chaque contrat passé génère donc un volume de charges qui vont peser pendant plusieurs années sur les finances publiques. Le montant de ces charges dépend des niveaux de soutien prévus par les différents dispositifs d'aide mais aussi de l'évolution du prix de l'électricité. En effet, sauf exception (cf. infra plafonnement des avoirs), les mécanismes de soutien fonctionnent de façon symétrique. Un prix de marché faible se traduira par des charges importantes pour l'État ; au contraire, un prix de marché élevé réduira le montant compensé par l'État, voire se traduira en recettes budgétaires tout en limitant les surprofits des producteurs.

2.3.1 Une inversion des flux financiers dans un contexte inédit d'augmentation des prix de l'électricité.

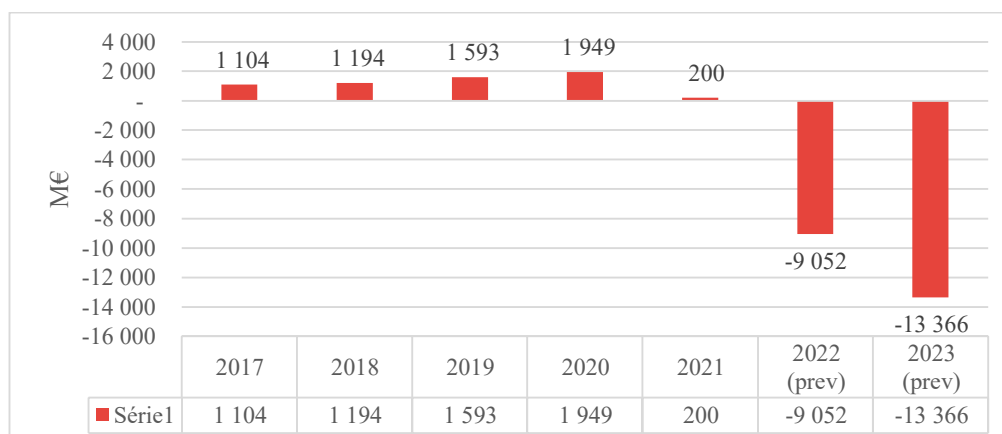
Jusqu'en 2020, la compensation des charges de service public versée par l'État aux producteurs EnR s'est caractérisée par des montants en forte augmentation. Toutes filières confondues, elles sont passées de 4,3 Md€ à 5,8 Md€ de 2017 à 2020.

En ce qui concerne plus particulièrement la filière éolienne, les charges compensées par l'État sont passées de 1,1 Md€ à 1,9 Md€ sur la même période et résultent exclusivement des dépenses en guichet ouvert, aucun des parcs issus d'appels d'offres n'ayant encore été mis en service. De même, les dépenses en obligation d'achat restent largement majoritaires par rapport au complément de rémunération. Ainsi, 86 % des charges de 2020 résultent des contrats historiques passés sur la base des arrêtés tarifaires de 2001 à 2014.

La trajectoire d'évolution des charges a radicalement changé à partir de 2021. Le volume des charges totales de soutien aux EnR est passé à 2,9 Md€, soit une diminution de moitié par rapport à 2020. Pour l'éolien, le volume des charges à compenser s'élève à 0,2 Md€, en baisse de 90 % par rapport à 2020 (annexe 25). Cette tendance à la baisse devrait encore s'approfondir pour les deux prochaines années avec des charges prévisionnelles négatives (- 9,1 Md€ au titre de 2022⁸⁷ et - 13,4 Md€ au titre de 2023).

⁸⁷ Le chiffre définitif 2022 n'était pas encore connu à la date de rédaction de ce rapport

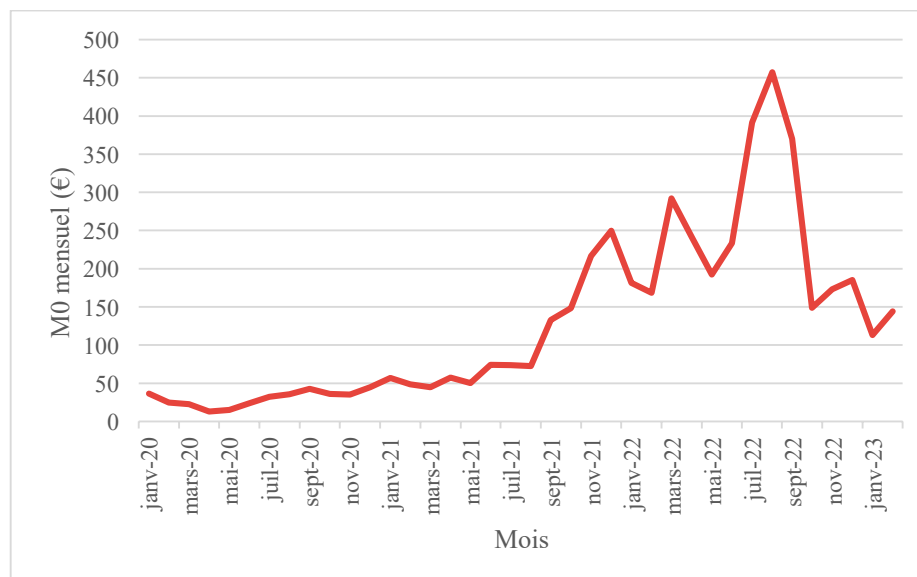
Graphique n° 4 : Évolution des charges de service public liées au soutien à l'éolien



Source : données CRE ; graphique Cour des comptes

Cette évolution s'explique par la forte augmentation des prix de gros de l'électricité à partir de la mi-2022. Cette augmentation a conduit à une valorisation sur le marché des productions soutenues supérieure au tarif d'achat (dans le cas de l'obligation d'achat) ou au tarif de référence (dans le cas du complément de rémunération). Les charges négatives qui en résultent correspondent à des recettes pour l'État.

Graphique n° 5 : Évolution des prix de référence éoliens (janvier 2020-février 2023)



Source : CRE (prix de référence éoliens utilisés pour le calcul des compléments de rémunération)

Les soutiens basés sur un prix garanti entraînent ainsi la restitution à la collectivité des gains engendrés par les prix élevés de l'énergie, à savoir les recettes réalisées au-delà du prix garanti. Cette situation montre combien les offres à soutien nul pratiquées en Allemagne, qui permettent à l'exploitant de conserver seul le bénéfice de la hausse des prix, sont désavantageuses pour la collectivité dans cette conjoncture de prix élevés de l'énergie.

2.3.2 Des incertitudes sur l'évolution des charges, renforcées par la hausse récente des prix de l'énergie

Dans son rapport de 2018, la Cour avait pointé l'évaluation insatisfaisante des charges à venir. Depuis, les travaux du comité de gestion des charges de service public⁸⁸ ont été très utiles pour estimer le poids financier des engagements pris au travers des différents mécanismes de soutien, malgré les limites inhérentes à cet exercice de prospective.

Depuis le premier rapport paru en juin 2019, le comité évalue le coût total lié aux engagements existants⁸⁹ sur la base des deux scénarios de prix identiques à ceux utilisés dans les évaluations économiques de la PPE 2019-2028. Dans le scénario de base, le prix moyen de l'électricité est de 56 €/MWh en 2028 (« PPE 56 »). La variante est un scénario où le prix moyen est de 42 €/MWh en 2028 (« PPE 42 »).

Afin de tenir compte de l'augmentation des prix de l'électricité observée depuis l'été 2021, le comité a retenu dans son quatrième rapport paru en janvier 2023 deux scénarios supplémentaires. Le scénario dit « PPE 56 haut » repose sur une hypothèse de forte variation des prix à court terme avec un prix annuel moyen sur la période 2022-2024 correspondant à la moyenne des prix de marché observée pour ces années lors du mois de décembre 2021 sur les marchés à terme. Sur la période 2025-2050, ce scénario suppose des prix identiques à ceux du scénario 56. Le second scénario dit « haut » est identique au scénario « PPE 56 haut » sur 2022-2024 puis anticipe le maintien d'un prix élevé (90 €/MWh) sur le reste de la période d'évaluation.

Sur cette base, les engagements pris au 31 décembre 2021 au titre du le soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération génèrent des charges induites de 56,7 à 125,3 Md€. Sur ces montants, la filière éolienne représente entre 19 Md€ et 60 Md€ d'engagements, soit 25 % des sommes déjà payées et entre le tiers et la moitié des sommes restant à payer (toutes filières confondues). La majorité des engagements de la filière éolienne reste encore à payer (entre 62 et 84 % selon les scénarios de prix) en raison de la montée en puissance tardive de l'éolien en mer.

Tableau n° 6 : Impact financier pluriannuel des engagements pris à fin 2021 (en M€)

M€ (courants)	Déjà payé (fin 2021)	Scénario haut		Scénario 56 haut		Scénario 56		Scénario 42	
		Reste à payer	Total soutien	Reste à payer	Total soutien	Reste à payer	Total soutien	Reste à payer	Total soutien
Éolien terrestre	11 609	875	12 484	14 316	25 925	23 648	35 257	32 249	43 858
Éolien en mer	-	18 245	18 245	7 526	7 526	24 419	24 419	28 202	28 202
Total Éolien	11 609	19 120	30 729	21 842	33 451	48 067	59 676	60 451	72 060
Total EnR électrique et cogénération	48 447	56 680	105 127	86 263	134 710	106 646	155 093	125 267	173 714

Source : données 4^{ème} [rapport](#) CGCSPE (janvier 2023) ; tableau Cour des comptes

⁸⁸ Les missions du comité crée par l'article 178 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte sont précisées à l'article [L.121-28-1](#) du code de l'énergie. Depuis juin 2019, il a publié trois rapports sur l'évaluation des charges de service public.

⁸⁹ Le point de départ est la signature du contrat d'achat ou la désignation du lauréat pour les appels d'offres.

Les incertitudes entourant l'évaluation des charges futures résultent de la difficulté à anticiper l'évolution des prix de marché. Dans chacun de ses rapports, le comité de gestion rappelle, à la fois, l'extrême volatilité des prix de l'électricité et la forte sensibilité de ses chiffrements à la variation de ces prix. Ainsi une évolution à la hausse/baisse de 10 €/MWh sur l'ensemble de la période 2022-2048 se traduit par une baisse/hausse de 8,9 Md€ de restes à payer pour la filière éolienne, soit 18 % environ des engagements à payer⁹⁰.

Une autre source d'incertitude sur l'évolution des charges de service public est l'impact de l'évolution des prix. Les différents arrêtés tarifaires et cahiers des charges prévoient en effet des clauses d'indexation destinées à adapter le niveau des tarifs en fonction de l'évolution des prix. Pour l'éolien en mer, l'évolution des tarifs entre la date de remise de l'offre et la purge de tout recours des autorisations administratives est notamment indexée sur l'évolution du prix de certaines matières premières (cuivre, acier). La CRE avait évalué, dans le cadre de l'appel d'offres de Dunkerque, qu'un doublement du prix du cuivre et de l'acier conduirait à une augmentation des charges de service public de l'énergie de l'ordre 340 M€ sur 20 ans.

2.4 Un niveau de soutien qui justifie une vigilance accrue

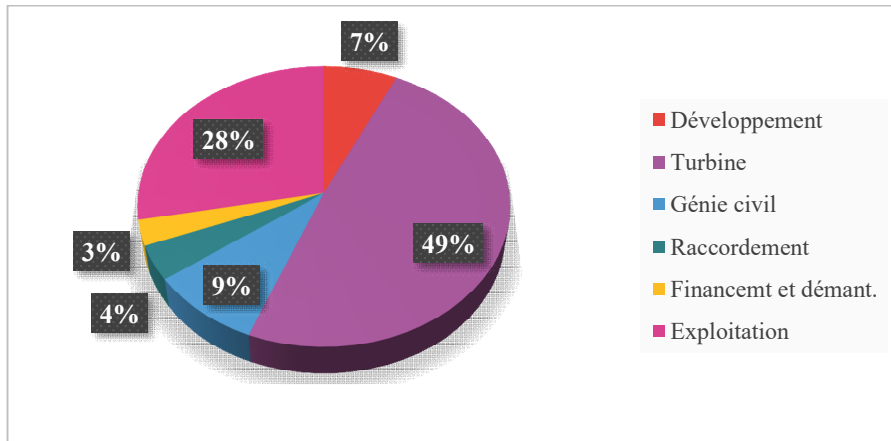
2.4.1 Des estimations des coûts de production disparates mais en baisse

Plusieurs organismes⁹¹ publient des études sur les coûts de production des énergies renouvelables. Basées en général sur le calcul du coût moyen pondéré (LCOE) des différentes sources d'énergie, elles se caractérisent par la dispersion de leurs résultats, ce qui montre à tout le moins que ces coûts peuvent varier dans l'espace et dans le temps. Certaines analysent la contribution des différents postes au coût moyen pondéré.

⁹⁰ [Rapport](#) annuel du comité de gestion des charges de service public de l'électricité n° 4, janvier 2023

⁹¹ Notamment : Agence internationale de l'énergie, Projected costs of generating electricity, 2020 ; Ademe, coûts des énergies renouvelables et de récupération, éditions 2019 et 2022 ; ADEME, E-CUBE Strategy Consultants, I Care & Consult, et In Numeri. 2017. Etude sur la filière éolienne française : bilan, prospective et stratégie ; GWEC (Global wind energy council) : Global Wind Report 2022 ; Greenpeace-France et Institut-Rousseau : Les couts actuels des énergies électriques bas carbone, Novembre-2021 ; Pöyry et Fédération de l'énergie éolienne : Observatoire des coûts de l'éolien terrestre, octobre 2016 ; International Renewable Agency (Irena), Renewable generation costs in 2021

Graphique n° 6 : Composantes du LCOE de l'éolien terrestre en France



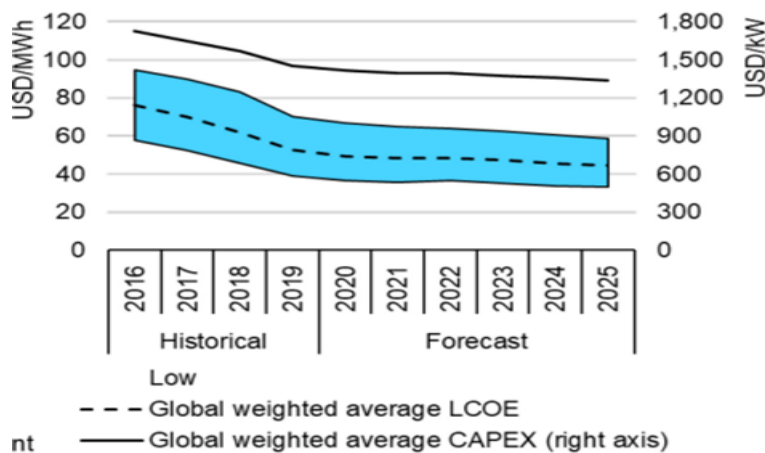
Source : Ademe, E-CUBE Strategy Consultants, I Care & Consult, et In Numeri. 2017. Étude sur la filière éolienne française : bilan, prospective et stratégie

Avec 58 % du total, les éoliennes (génie civil et turbines) constituent le principal poste ; au sein des dépenses d'exploitation, la maintenance représente environ 50% et les taxes 15 %.

Ainsi, au cours du cycle de vie servant au calcul du LCOE, 20 à 25 ans en général, près des trois-quarts des coûts sont exposés avant la mise en service et doivent donc être financés jusqu'au moment où les revenus de production les auront remboursés ; l'amortissement de ces coûts d'investissement représente la grande majorité des dépenses du compte de résultat et ce poste, tout au long de l'exploitation du parc, reste insensible à l'environnement économique ; enfin, presque tous les coûts sont fixes, qu'il s'agisse des dotations aux amortissements ou des coûts de maintenance, qui ne varient que très peu en fonction de la production.

Les différentes sources mettent aussi en évidence une baisse des coûts de production de l'éolien, tant terrestre que maritime. L'ADEME estime par exemple qu'entre les périodes 2010-2012 et 2019-2020, le coût d'investissement par MW en éolien terrestre est passé de 1,52 M€ à 1,37 M€. Les données de l'agence internationale de l'énergie (AIE) confirment cette tendance, tant pour le coût d'investissement que pour le coût global de l'éolien terrestre.

Graphique n° 7 : Evolution du coût d'investissement et du LCOE de l'éolien terrestre (en \$/MW)



Source : AIE – Renewables 2020 analysis and forecasts to 2025, page 79

L'éolien maritime se caractérise par un facteur de charge plus élevé : 40 % à 50 %, soit le double de celui de l'éolien terrestre qui se situe en général en France entre 20 % et 25 % ainsi que par un coût d'investissement très supérieur, par exemple 4 M€/MW pour le parc de Saint-Nazaire (480 MW) contre 1,0 M€ à 1,5 M€ en éolien terrestre. La structure de coûts diffère de celle de l'éolien terrestre par des coûts de raccordement et de maintenance plus élevés. Les dix dernières années ont vu le LCOE baisser fortement, comme l'illustre la différence entre le tarif initial, en 2012 et 2014, des premiers parcs français (autour de 200 €/MWh) et celui du parc de Dunkerque attribué en 2019 (44 €/MWh, hors raccordement).

2.4.2 Des soutiens soumis aux règles des aides d'État

Les directives successives sur les énergies renouvelables⁹² s'inscrivent dans la logique générale de la libéralisation des marchés de l'énergie : le développement des capacités doit donner lieu à une compétition ouverte et équitable entre les producteurs d'une électricité ayant vocation à être vendue sur le marché. Toutefois, lorsque les coûts de production sont supérieurs aux prix du marché, les directives reconnaissent la possibilité et même la nécessité de soutiens financiers publics.

Leur forme principale est celle de prix garanti par des contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération. Les premiers sécurisent l'écoulement des quantités produites ainsi que leur prix ; dans les seconds, la garantie du prix permet, hormis les cas de prix négatifs, de vendre sur le marché même si les cours sont inférieurs au coût de production. Il est attendu de ces deux garanties qu'elles incitent à réaliser des investissements qui ne se feraient pas, faute de rentabilité.

L'achat d'électricité à prix garanti ou les compléments de rémunération représentent donc, dans une proportion variable selon le prix de marché de l'électricité, une partie des sommes encaissées par les producteurs. Jusqu'à la hausse des prix de l'électricité, l'apport de l'Etat représentait la grande majorité⁹³ des sommes que leur versait EDF OA⁹⁴. En dépit de la signature d'un contrat entre le producteur et le département d'une entreprise qu'est EDF OA, il s'agit d'apports venant du budget de l'Etat, soit incluses dans un prix d'achat, soit sous la forme du complément de rémunération calculé et versé par EDF OA. Le code de l'énergie, les cahiers des charges, les arrêtés tarifaires et les contrats en fixent les règles générales et particulières.

En outre, ayant la nature d'aides à des entreprises, les sommes versées au titre de la garantie du prix constituent des aides d'Etat au sens du droit européen. Les règles publiées par la Commission européenne rappellent que pour être conformes, les aides d'Etat doivent obéir aux principes suivants : intérêt général, nécessité, caractère approprié, caractère incitatif, proportionnalité, prévention des effets négatifs et transparence.

Le principe de proportionnalité vise à limiter l'aide par bénéficiaire au minimum nécessaire pour susciter des investissements ou des activités supplémentaires dans la zone concernée. Il implique d'apprécier le besoin de financement par rapport à un scénario sans aide

⁹² Directive 2009/28/CE puis directive 2018-2001 du 11 décembre 2018 pour les deux plus récentes

⁹³ Par exemple, pour une installation mise en service en 2016 bénéficie du tarif de guichet ouvert à 82 €/MW, la moitié de ce prix provenait de l'Etat lorsque le prix de marché était proche de 40 €

⁹⁴ EDF OA ou les entreprises locales de distribution agissent pour le compte de l'Etat et les articles L314-7 et L314-24 du code de l'énergie précisent que les contrats avec eux sont des contrats administratifs

où le projet ne se réaliserait pas : l'aide doit permettre d'atteindre le seuil où un investisseur avisé prendra la décision d'investir. Le droit européen retient pour cela le critère de « rentabilité normale » : une aide d'Etat doit avoir pour but de l'atteindre, mais elle ne saurait conduire à la dépasser. Outre le souci de ne pas fausser la concurrence, il s'agit de garantir ainsi que l'emploi des aides restera conforme à leur objet.

Il n'existe pas de définition simple de la rentabilité normale (cf annexe n°42), elle s'évalue pour chaque projet, en prenant notamment pour références, des données économiques générales et les taux de rentabilité de projets ou d'entreprises comparables. Parce que le principe du caractère incitatif de l'aide interdit de la verser si le projet a connu un début d'exécution, elle est appréciée par la Commission sur la base de budgets ou de plans d'affaires. Seul un suivi dans le temps de la réalisation de ces plans d'affaires permet ainsi d'apprécier rentabilité effective de chaque projet.

2.4.3 Plusieurs facteurs pouvant conduire à des aides surdimensionnées

Parmi les parcs ayant obtenu une décision d'aide au cours de la période contrôlée, plusieurs facteurs peuvent concourir à un risque de rentabilité excessive.

2.4.3.1 Du fait de l'effet de levier, une rentabilité du projet modérée peut engendrer une rentabilité plus élevée pour l'investisseur

La rentabilité d'un projet est différente de celle des capitaux propres. Elle se mesure en actualisant l'ensemble des flux monétaires nets qu'il génère depuis son développement jusqu'à son achèvement complet. Elle doit être distinguée de celle pour l'investisseur lorsque des emprunts concourent à financer le projet et engendrent un « effet de levier ». Par exemple, pour un projet dont la rentabilité globale est de 4 %, financé aux trois quarts par un emprunt à 2,5 % et pour le quart restant par les capitaux propres de l'investisseur, la rentabilité dont ce dernier bénéficie est de 8,3 %. ; si le taux de l'emprunt est de 2 %, elle est alors de 10 %⁹⁵.

L'effet de levier engendre une rentabilité accrue des capitaux propres lorsque celle du projet dépasse le taux des emprunts, mais c'est l'inverse si la rentabilité du projet passe en dessous⁹⁶. Recourir à l'effet de levier engendre donc un risque pour l'investisseur : si le chiffre d'affaires est inférieur à la prévision, le remboursement prioritaire des emprunts pourra faire disparaître toute rentabilité pour les capitaux propres, voire obliger à les reconstituer.

Pour un parc éolien aidé, le tarif garanti élimine le risque sur le chiffre d'affaires lié au prix, les risques résiduels pour le producteur consistant pour l'essentiel dans le manque de vent, les incidents et les surcoûts d'exploitation⁹⁷. Cette réduction du risque grâce aux dispositifs de

⁹⁵ Ce rendement correspond à l'égalité entre la rentabilité du projet (4 %) et le coût moyen pondéré des capitaux égal à : $(0,75 \times 2 \%) + (0,25 \times 10 \%)$.

⁹⁶ Si T_1 et T_2 sont respectivement la rémunération des capitaux propres et le taux des emprunts, et P_1 et P_2 leurs parts respectives dans le financement, le coût moyen du financement T_m est égal à $T_1 \cdot P_1 + T_2 \cdot P_2$. Il en découle que $T_1 = 1/P_2 \cdot (T_m - T_2 \cdot P_2)$. Si la rentabilité du projet dépasse $T_2 \cdot P_2$, celle des capitaux propres croît alors à proportion de l'effet de levier $1/P_2$. Le levier est par exemple de 4 si le financement est à 75 % par emprunt.

⁹⁷ En considérant que le nombre annuel d'heures de vent a été correctement estimé et que dans la durée, ses aléas ne conduiront pas à s'écarter de cette estimation

soutien permet que dans les comptes de certains parcs, l'apport en fonds propres tombe en dessous de 10 %.

En outre les taux d'intérêt ont été historiquement faibles jusqu'à la fin de 2022 : par exemple, le taux des obligations assimilées du Trésor à 10 ans, de 2017 à 2021 inclus, n'a jamais été supérieur à 1,4 %, ce qui s'est traduit par des financements de projet en général compris entre 2 % et 3 %.

Graphique n° 8 : Taux des OAT à 10 ans du Trésor français



Source : Agence France-Trésor

La décision de la commission européenne du 5 mai 2017 autorisant l'arrêté tarifaire du guichet ouvert éolien terrestre (point 80) s'en tient au « taux de rendement du capital avant impôts », c'est-à-dire à des taux de rentabilité des projets compris entre 4,2 % et 6,9 % sur 20 ans. Avec un financement à 75 % par des emprunts aux taux proches de 2,5 % à l'époque, ces projets peuvent dégager une rentabilité des capitaux investis par les actionnaires comprise entre 9,3 % et 20,1 %.

2.4.3.2 Des modes d'attribution ne garantissant pas l'adéquation de l'aide aux coûts réels

Selon les règles européennes, lorsque l'attribution fait suite à un appel d'offres, le respect du principe de proportionnalité peut être présumé et l'aide peut atteindre 100 % des recettes éligibles, sous réserve que l'appel d'offres soit ouvert, non discriminatoire et avec un nombre de concurrents largement supérieur aux volumes mis aux enchères.

Or, comme cela a été exposé au point 2.1, pour l'éolien terrestre, on observe depuis 2017 à la fois une sous-souscription de certaines tranches et, globalement, de 2017 à la mi-2022, un volume de projets proposés qui n'a excédé que de 16 % les volumes appelés⁹⁸. L'absence de suivi par l'administration du « pipeline » des projets en cours d'autorisation a fait partie des causes de cette situation. Ce faible niveau de concurrence, ainsi que la faculté de se représenter en cas d'échec, ont pu permettre aux candidats de ne pas abaisser leur offre jusqu'au minimum où ils renonceraient à investir.

⁹⁸ Après élimination des projets se présentant une nouvelle fois ; calcul effectué sur la base des fichiers d'analyse des candidatures communiqués par la CRE

Le guichet ouvert maintenu parallèlement aux appels d'offres, qui représente la majorité des volumes, bénéficiait dès l'arrêté de mai 2017 d'un tarif supérieur aux coûts de revient connus (cf infra). Il est resté fixe de mai 2017 à avril 2022 alors que le code de l'énergie prévoit de les réexaminer tous les ans. Or, jusqu'au milieu de 2021, le coût des éoliennes a connu une baisse estimée par l'AIE à 5 % par an alors que ce poste de dépenses représente au moins la moitié du coût moyen pondéré de l'électricité produite.

D'autres clauses des arrêtés ou des cahiers des charges mentionnées dans ce rapport ont pu ou peuvent contribuer à des rentabilités très élevées : les conditions peu contraignantes d'attribution du bonus pour financement participatif⁹⁹ – auquel toutefois très peu de parcs recourent ; l'indexation des tarifs garantis au-delà du nécessaire et le plafonnement des avoirs, évoqués plus loin - la loi de finances rectificative pour 2022 ayant mis fin au second ; et la prise en compte inexistante ou très insuffisante de la dispersion des productibles.

2.4.3.3 La dispersion des productibles à l'origine de rentabilités très différenciées

Le chiffre d'affaires d'un parc est directement proportionnel au nombre d'heures où le vent sera transformé en électricité, ou productible. Pour l'éolien terrestre, sa moyenne, variable selon les années, s'élève à environ 2 000 heures mais atteint et parfois dépasse 2 400 heures dans les zones favorables, notamment au nord de la France¹⁰⁰. En revanche, les coûts, tant ceux de construction que ceux d'exploitation, en sont indépendants.

Deux parcs situés en des points différents du territoire, l'un fonctionnant 2 000 heures et l'autre 2 400 heures, mais ayant des prix de vente, des coûts et des risques semblables, connaîtront de ce fait des écarts de chiffres d'affaires dans les mêmes proportions, soit 20 %. Les coûts étant fixes, si le résultat net avant impôts du premier parc représente 7 % du chiffre d'affaires, cette proportion sera de 27 % pour le second parc.

Le tarif unique du guichet ouvert a pour effet d'exclure les parcs en dessous d'un certain seuil de productible, d'assurer une rentabilité normale au voisinage d'un certain seuil, mais d'engendrer une rentabilité élevée pour ceux qui le dépassent de beaucoup. Comme il a été dit plus haut, la clause de l'arrêté tarifaire qui prévoit un tarif d'achat plus faible au-delà d'un certain nombre d'heures de fonctionnement annuel est en réalité peu et tardivement opérante.

Un exemple de parc à productible élevé et à fort effet de levier : N (Charente-Maritime)

Selon le plan d'affaires de ce parc de 16,8 MW (trois turbines de 5,6 MW), l'investissement s'élève à 34,9 M€, dont 3 M€ de raccordement, 14,7 M€ de turbines, 9,2 M€ de « structures » et 6,1 M€ de génie civil. Il s'agit d'un parc très venté, avec une probabilité de 90% d'atteindre 2 774 heures de vent par an et de 50% d'atteindre 3 167 heures.

Le plan présenté couvre 20 années, à l'issue desquelles l'investissement est amorti et les prêts sont remboursés. Il fait apparaître un financement par 4,3 M€ de fonds propres et 30,6 M€ de dette, soit un effet de levier de 7/1. On y relève aussi des remboursements de comptes courants d'associés

⁹⁹ Cf en annexe 23 la description des clauses relatives à ces bonus et leur évolution dans les cahiers des charges successifs

¹⁰⁰ Le rapport des commissaires aux comptes d'EDF OA sur l'exercice 2021 constate que parmi l'ensemble des parcs éoliens aidés, cinq ont déclaré plus de 3600 heures de fonctionnement

pour 4,6 M€ ainsi que 7,3 M€ de dividendes, qu'il y a lieu de réintégrer dans les flux financiers à la disposition des actionnaires.

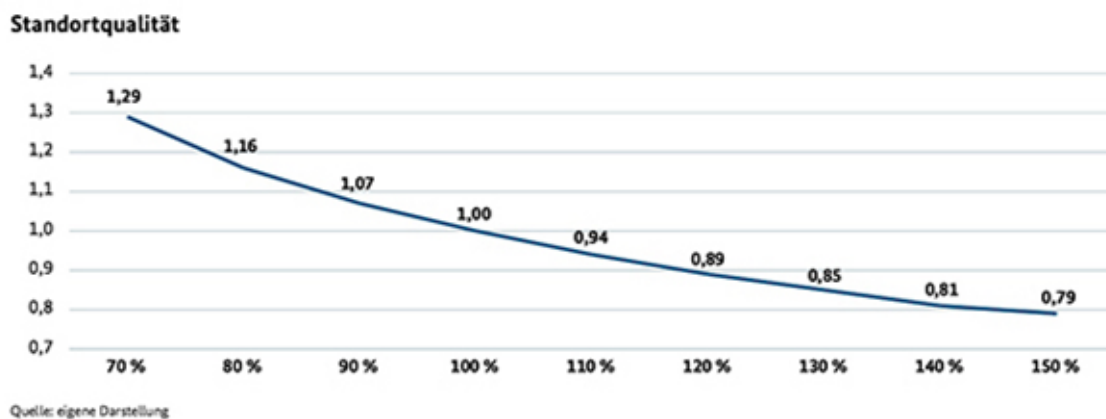
Les taux de rentabilité internes sont les suivants :

- TRI du projet : 3,92 %
- TRI actionnaires calculé sur la base des seuls dividendes : 13,12 %
- TRI actionnaires en tenant compte du remboursement au cours de la vie du projet de l'apport en fonds propres : 19,45 %

Ces taux ne tiennent pas compte de la valeur résiduelle du parc à la fin de projet, qui peut être significative en cas de renouvellement.

Un système de modulation du tarif selon le productible existe en Allemagne : à l'issue de l'appel d'offres, la subvention est recalculée en fonction des conditions de vent : les parcs situés dans des zones peu ventées, bénéficient d'un complément de rémunération plus élevé, et inversement pour les parcs les plus ventés. Le facteur de correction, décrit par la courbe ci-dessous, est calculé par rapport au productible d'un site de référence. Un des objectifs est de diminuer la concentration des éoliennes dans le nord, plus venté, mais loin des centres de consommation industriels du sud.

Graphique n° 9 : Facteur de correction par rapport au site de référence en Allemagne



Source : Graphique issu du site du ministère de l'économie et du climat fédéral allemand : en abscisse la qualité du site par rapport au site de référence, en ordonnée le facteur de correction. Lecture : pour un parc d'une efficacité de 120% par rapport au site de référence, le complément de rémunération est multiplié par 0,89.

Le facteur de correction compense presque intégralement la différence de productible pour les parcs où celui-ci se situe en dessous du parc de référence, ce qui correspond à un objectif de développement de la production, en incitant à investir même sur des sites où le productible est peu élevé. En revanche, ce facteur ne compense que la moitié de la différence pour les parcs qui se situent au-dessus. Cette modulation n'élimine pas totalement le risque de rentabilité élevée, lié aux différences de productible.

Pour autant, l'introduction d'une telle modulation dans les arrêtés tarifaires et les cahiers des charges rendrait rentables des parcs qui ne le sont pas et donc contribuerait à la réalisation des objectifs de capacités de production de la PPE.

2.4.4 Une connaissance insuffisante de l'économie des parcs par l'administration

Les décisions de la Commission européenne qui ont autorisé les régimes d'aides demandent à l'Etat de réviser périodiquement les conditions des soutiens - tarifs du guichet ouvert et plafonds ou planchers des appels d'offres - en prenant en compte les niveaux de coûts et de recettes des installations. Il apparaît que durant la période contrôlée (2017-2021), l'administration ne s'en est pas donné les moyens.

En avril 2014, la CRE avait publié une étude : « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine » qui retrace l'analyse de données financières demandées à 52 parcs éoliens terrestres (sur un total de 829 en service à l'époque) et obtenues pour 39 d'entre eux – les autres n'ayant pas été sanctionnés de ce manquement. Pour ces 39 parcs ont été calculés les taux de rentabilité interne (TRI) « projet » et des « actionnaires », ces derniers résultant de l'effet de levier. L'étude constate que :

- 9 parcs ont un TRI actionnaire inférieur à 5 % ;
- 10 parcs ont un TRI actionnaire compris entre 5 % et 10 % ;
- 14 parcs ont un TRI actionnaire compris entre 10 % et 50 % ;
- 6 parcs ont un TRI actionnaire supérieur à 50 %.

Un TRI actionnaire peut être considéré comme élevé au-delà de 10 %, ce qui était le cas de la moitié des parcs ayant répondu. La CRE a indiqué avoir recueilli et analysé en 2017 d'autres données financières de parcs mais n'a pas communiqué d'écrit retraçant ce travail.

L'autorisation de la Commission européenne pour le guichet ouvert et les appels d'offres de l'éolien terrestre a été obtenue, le 5 mai et le 29 septembre 2017 respectivement¹⁰¹, en démontrant la nécessité de l'aide et sa proportionnalité grâce aux résultats d'une étude, baptisée « Observatoire des coûts de l'éolien terrestre », réalisée par un cabinet d'ingénierie et de conseil du nord de l'Europe.

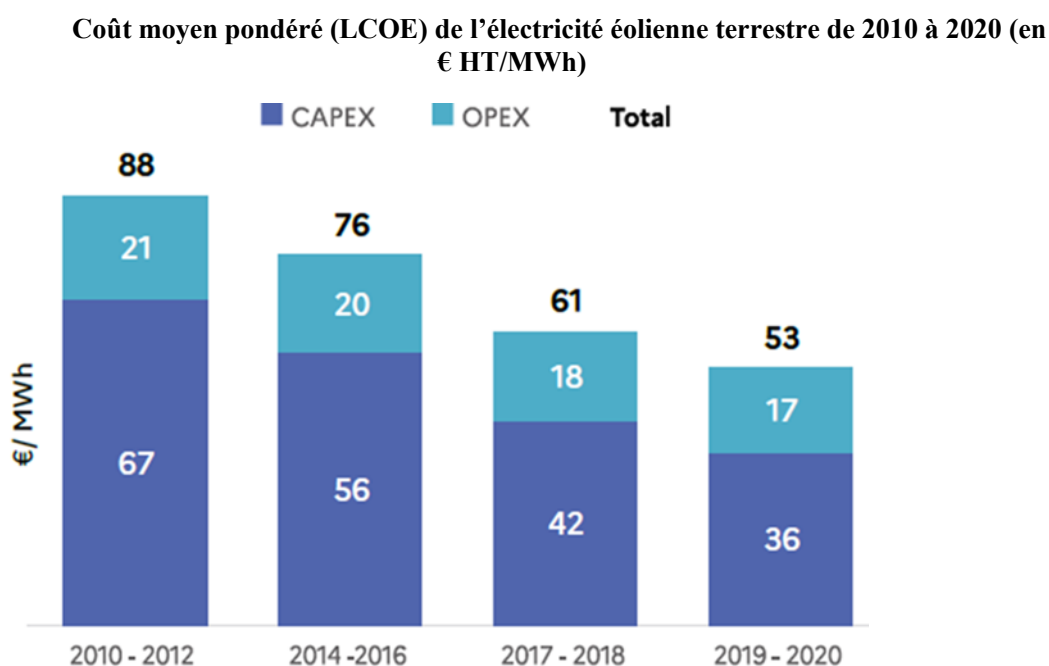
L'examen de l'étude a fait apparaître plusieurs zones d'incertitudes :

- les modalités de sélection de l'échantillon de parcs n'étant pas précisées, sa représentativité ne peut être appréciée ;
- il n'est pas précisé si les « données collectées » qui servent de base aux calculs ont la nature de prévisions ou de réalisations, de comptes ou de plans d'affaires ;
- les calculs de rentabilité se basent non pas sur le productible réel des parcs mais sur les prévisions de vent moyen en France avec probabilité de 90 % et 50 % (2035 et 2091 heures par an respectivement) ;
- alors que selon les données recueillies, les taux d'intérêt des emprunts qui financent les parcs vont de 1,65% à 5,25%, avec une moyenne de 3,61%, un taux de 5,61 % est retenu pour calculer le coût de revient, ce qui le majore substantiellement.

L'étude conclut à des coûts de 73 € et 93 € par MWh en fonction des hypothèses de taux d'actualisation et de productible. Outre les biais décrits plus haut, dans un contexte de baisse des prix de revient d'une filière arrivant à maturité, la prise en compte des coûts d'investissement de parcs déjà installés ne pouvait que majorer le résultat. C'est néanmoins sur la base de cette étude que le tarif de 72 €/MWh du guichet ouvert a pu être proposé par le ministère chargé de l'énergie et avalisé par la Commission européenne.

¹⁰¹ Aide d'Etat SA.47205 (2016/N) et SA.46552 (2017/NN)

Depuis 2016, l'Ademe publie chaque année une étude intitulée « coût des énergies renouvelables et de récupération en France¹⁰² ». Toutefois, les données utilisées proviennent des plans d'affaires communiqués lors des enquêtes publiques, qui comportent plusieurs biais : tous les développeurs ne les communiquent pas ; ceux qui le font peuvent avoir intérêt à minorer la rentabilité dans le contexte d'une enquête publique ; il s'agit en tout état de cause de prévisions faites plusieurs années avant la construction, dans un contexte qui était, durant la période contrôlée, celui d'une baisse des coûts. Toutefois, si ces biais se répètent à chaque étude, l'évolution année après année du coût de l'éolien terrestre peut présenter une certaine fiabilité. L'étude de 2022 la décrit comme suit.



Source : Ademe – Etude : « coût des énergies renouvelables et de récupération en France », mars 2022

Il résulte des travaux de l'Ademe que le tarif de 72 € ou 74 € du guichet ouvert était d'emblée élevé¹⁰³, et qu'en fin de période, du fait de la baisse continue du coût moyen pondéré du MWh, il dépassait le coût estimé par l'Ademe d'environ 20 €/MWh.

¹⁰² [coûts_energies_renouvelables_en_france_edition2016v1.pdf\(ademe.fr\)](#) ; [ADEME_Couts_ENR_janvier2017.pdf](#); [untitled\(ademe.fr\)](#) [Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France - La librairie ADEME](#)

¹⁰³ LCOE calculé avec un taux de 4 % qui signifie qu'une installation où il est de 71 € qui vend sa production à ce prix aura une rentabilité projet de 4 %. Si le projet est financé à 75 % par un emprunt à 2 %, la rentabilité des capitaux propres qui en résulte est de 10 %

2.4.5 Une absence de production et de contrôle des comptes des parcs éoliens

Le code de l'énergie contient des dispositions pour que soit contrôlée la mise en œuvre des prescriptions des articles L314-1 et L314-20 : « Les conditions d'achat ne peuvent conduire à ce que la rémunération totale des capitaux immobilisés (.../...) excède une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à son exploitation ». D'une part, son article R314-14¹⁰⁴ prévoit que les producteurs transmettent le détail de leurs coûts et de leurs recettes à la CRE ; d'autre part, d'autres articles donnent au ministre chargé de l'énergie un pouvoir permanent de contrôle sur leurs installations, tant au plan technique que financier.

Or, le dispositif de dépôt des comptes des installations n'a pas été mis en place ; depuis l'étude de la CRE, donc depuis 2013, ni la DGEC, ni EDF OA n'ont demandé une seule fois ses comptes à un parc éolien en exploitation¹⁰⁵.

La CRE a indiqué avoir recueilli en 2017 des données de coûts et de recettes pour 48 éoliennes mais elle ne dispose pas de traces écrites de leur exploitation¹⁰⁶.

Il peut être signalé que cette carence a porté aussi sur les plans d'affaires, puisque c'est seulement depuis l'appel d'offres PPE 2, dont la première tranche a été ouverte en février 2022, qu'ils sont exigés des candidats aux appels d'offres – mais pas de ceux du guichet ouvert.

Or, la Commission européenne, dans sa décision du 5 mai 2017 autorisant l'arrêté tarifaire de 2017, a écrit¹⁰⁷ : « La CRE réalise périodiquement des audits visant à s'assurer que les coûts de production qui sous-tendent les conditions du tarif d'achat n'ont pas évolué. Si la CRE estime que les coûts de production nécessitent une adaptation du niveau du tarif, elle le signalera au ministre chargé de l'énergie afin qu'il ajuste le niveau du tarif de référence. »

S'agissant d'EDF OA, sa qualité de payeur versant des aides publiques aux exploitants l'autoriserait à demander des informations sur leur emploi, mais on doit constater qu'un tel contrôle ne faisait pas partie de ses obligations telles qu'elles résultent des modèles de contrat validés par le ministère chargé de l'énergie et que cette mission ne lui a pas été confiée par ailleurs.

La rédaction de l'article R314-14 du code de l'énergie a pu contribuer à cette carence, puisqu'il prévoit l'approbation préalable par le ministre chargé de l'énergie des conditions et des formats de la production des coûts et des recettes par les producteurs. Ce dernier a approuvé de tels formats pour le biométhane en 2020 et le petit photovoltaïque en 2022 mais cela n'a pas été fait pour l'éolien. La CRE considère à juste titre que cette approbation n'est pas nécessaire et en tout état de cause, qu'elle n'était pas requise pour le ministère auquel le code de l'énergie donne le pouvoir d'accéder aux données techniques et financières des installations.

Les travaux entamés par la CRE, à la suite d'une délibération du 9 novembre 2017, pour mettre en place la plateforme Décrypte (déclaration des coûts et recettes des installations pour

¹⁰⁴ Dont la rédaction est issue du décret n°2016-682

¹⁰⁵ Aucun parc en mer industriel n'étant en exploitation au moment de l'instruction, cette abstention n'a pu concerner que des parcs éoliens terrestres.

¹⁰⁶ La CRE a indiqué avoir par ailleurs effectué des études de coût et de rentabilité : en 2018 sur le biométhane, en 2019 sur le grand photovoltaïque, en 2020 sur la petite hydroélectricité et en 2022 sur le petit photovoltaïque

¹⁰⁷ Considérant n°40

la transition énergétique) apporteront, lorsqu'elle sera pleinement opérationnelle, une réponse à la question du dépôt des comptes et autres données financières.

Néanmoins, l'absence, dans les trois principales organisations qui conçoivent et gèrent les dispositifs de soutien, d'une entité chargée spécifiquement de contrôler les comptes et de connaître l'économie des entreprises aidées, peut expliquer partiellement la carence constatée. La DGEC, la CRE et EDF OA doivent donc se rapprocher pour y remédier. Il convient de définir précisément les responsables et les équipes ayant pour missions : de connaître et d'étudier l'économie des parcs, d'analyser leurs comptes et leur rentabilité, de proposer les révisions des tarifs et des cahiers des charges et de mener à bien les procédures de restitution des aides indues.

Si la production des coûts et des recettes des parcs doit être exigée de tous conformément au code de l'énergie, leur contrôle doit être conduit en fonction des risques et des enjeux, en distinguant les parcs éoliens en mer et les parcs éoliens terrestres et, parmi ces derniers ceux ayant un productible élevé. Ces activités gagneront à recourir à l'analyse informatique des données.

Au cours de l'enquête, en avril 2021, les comptes d'un échantillon de 50 parcs choisis au hasard dans le répertoire des parcs en activité publié par RTE ont été demandés à la DGEC, qui ne les a produits que pour 16 parcs, faute d'en disposer pour les autres. Or, le code de l'énergie prévoit des procédures de sanctions en cas de non transmission des comptes, qu'elle pourrait mettre en œuvre.

Cette carence est constatée alors que deux des huit recommandations du rapport de la Cour sur la politique de soutien aux énergies renouvelables publiées en 2013 étaient :

- « Mettre en place un dispositif centralisé du suivi statistique permettant de donner toute la visibilité requise pour éclairer les décisions, notamment en matière de connaissance des coûts de production par filière, des emplois et des marchés » ;
- « Organiser un dispositif de contrôle efficace des installations bénéficiant d'un soutien public, notamment dans les filières solaires et biomasse ».

La Cour réitère donc ces recommandations sous la forme suivante :

Recommandation n° 5. (DGEC, CRE, 2023) : Organiser un contrôle pluriannuel des coûts et de la rentabilité des parcs

2.4.6 Des obligations de transparence peu remplies

La publication des aides accordées fait partie des règles européennes applicables aux aides d'Etat. En ce qui concerne les entreprises éoliennes, elle n'est que très partiellement remplie.

En effet, sur le site de la Commission européenne ayant cette finalité apparaissent seulement les décisions d'autorisation des régimes d'aides, notamment les arrêtés tarifaires, mais pas les montants individuels, hormis certains parcs éoliens flottants expérimentaux qui ont donné lieu à une décision spécifique.

Sur le site du MTE, l'abondance des informations délivrées sur l'énergie éolienne et sur les différents dispositifs d'aide n'a d'égale que la difficulté à trouver les bénéficiaires. La liste

diffusée ne comprend pas ceux du guichet ouvert, soit la grande majorité des parcs en service. Seuls sont indiqués les lauréats des appels d'offres, depuis 2017.

Enfin, sur le site « Europe en France¹⁰⁸ » utilisé par l'Etat pour remplir ses obligations de transparence, aucun lien figurant sur la page d'accueil ne donne accès aux répertoires des aides et, pour les parcs terrestres, l'inscription dans la case de recherche du nom ou de la commune des parcs bénéficiaires ne donne aucun résultat.

Le principe de publication des aides individuelles accordées figure dans les lignes de directrices de la Commission européenne. La dérogation est possible pour les aides inférieures à 500 000 € et elle figure dans les décisions de 2017 de la commission ayant autorisé le guichet ouvert et le dispositif d'appel d'offres. Elle ne pourrait au demeurant concerner que les très petits parcs : lorsque le prix du marché était de 45 €, pour un parc de 10 MW bénéficiant du tarif de 72 € et fonctionnant 2 200 heures par an, la subvention annuelle était de 594 000 € par an.

Enfin, dans la mesure où à chaque parc éolien correspond une société de projet qui détient ses actifs et porte ses dettes, cette société doit chaque année déposer ses comptes au greffe du tribunal de commerce. Depuis 2015¹⁰⁹, les petites entreprises¹¹⁰ peuvent ne pas effectuer cette formalité à condition de ne pas faire partie d'un groupe, ce qui ne peut que constituer l'exception, la plupart des sociétés de projet étant détenues ou contrôlées par une autre société. Le citoyen a donc en théorie accès aux comptes des parcs, mais ce n'est pas toujours vrai en pratique, car ni le numéro d'immatriculation de la société détentrice, ni le lieu de son siège social ne figurent dans les décisions publiées et le défaut de dépôt des comptes n'est que faiblement sanctionné.

De même, le dossier pour candidater aux appels d'offres ne demande pas les noms des actionnaires, seulement le pourcentage de détention de la société mère quand elle existe.

En résumé, un citoyen peut accéder à la liste des parcs et à leur production, publiés par RTE, il peut connaître les noms, sur le site du ministère chargé de transition énergétique, de ceux d'entre eux qui ont été lauréats d'un appel d'offres, mais pour aucun parc terrestre, il ne peut connaître ni le montant des aides publiques versées, annuellement et en cumul, ni les comptes, ni les actionnaires, ni le groupe auquel le parc appartient, ni les cessions qui sont survenues.

Certes, puisque la plupart des parcs bénéficient d'un tarif garanti¹¹¹, le montant de l'aide dépend du prix auquel l'électricité produite a été vendue ou revendue. Le prévoir implique donc de poser des hypothèses de prix et le calculer *a posteriori* de choisir des conventions de calcul. Mais de telles estimations sont évidemment préférables à l'absence d'information.

Le ministère chargé de la transition énergétique devrait donc veiller à publier les informations communicables dans le respect du secret des affaires pour l'ensemble des parcs

¹⁰⁸ <https://www.europe-en-france.gouv.fr/fr> , administré par le Commissariat général à l'égalité des territoires

¹⁰⁹ Modification de l'article L232-25 du code de commerce par l'article 213 de la loi 2015-990 du 6 août 2015

¹¹⁰ i.e. ne dépassant pas deux des trois seuils suivants : 4 M€ de total de bilan, 8 M€ de chiffre d'affaires, 50 salariés

¹¹¹ i.e. un contrat d'obligation d'achat ou de complément de rémunération

aidés, conformément aux lignes directrices de la Commission européenne applicables aux différents régimes d'aide.

2.4.7 Résultat de l'analyse des comptes d'un échantillon de parcs éoliens terrestres

Les comptes communiqués par la DGEC – soit 16 parcs pour 50 demandés – sont ceux des « sociétés de projet » qui, selon une pratique quasi générale, retracent les actifs, les financements et l'activité d'un parc donné. Les résultats de leur analyse¹¹² incluent une marge d'incertitude : d'une part, ils reposent sur la projection des résultats passés et actuels sur le reste de la vie du parc, alors que celui-ci connaîtra forcément des aléas ; d'autre part, alors que les sociétés de projet appartiennent presque toutes à des groupes, aucune information n'était disponible sur les opérations internes ayant pour effet de transférer une partie des marges réalisées à une autre entité du groupe, et donc à les sous-estimer. En l'absence d'autres données ou analyses disponibles, ces résultats sont retracés dans le tableau ci après et en annexe n°18.

Tableau n° 7 : Analyse de comptes de parcs éoliens communiqués par le ministère de la transition énergétique

<u>Synthèse pour 15 parcs</u>	<u>Moyenne</u>	<u>Minimum</u>	<u>Maximum</u>
<i>Année raccordement</i>		2007	2019
<i>Puissance (MW)</i>	10,1	2	40
<i>Nbre mâts</i>	5,0	3	11
<i>Tarif du MWhcontrat (€)</i>	82,8	74,0	90,2
<i>Moyenne des comptes reçus :</i>			
<i>Chiffre d'affaires (K€)</i>	1 988,8	199,0	4 859,0
<i>Résultat net après impôts (K€)</i>	157,4	-1 507,0	1 000,5
<i>Capacité d'autofinancement (CAF, K€)</i>	1 270,9	49,5	3 183,3
<u>Ratios moyens</u>			
<i>Résultat net après impôts / CA :</i>	8,6%	-52%	32%
<i>CAF / Chiffre d'affaires :</i>	60,2%	25%	114%
<u>Taux de rentabilité interne du projet</u>			
<i>TRI sur la base de la CAFmoyenne sur 20 ans :</i>	4,3%	-1,3%	13,4%
<i>TRI sur la base de la CAF moyenne sur 25 ans :</i>	5,7%	0,6%	14,1%

Source : Cour des comptes

On y relève :

- Pour un chiffre d'affaires moyen de 4,9 M€, une capacité d'autofinancement moyenne de 3,2 M€ et un résultat net moyen de 1 M€ ;

¹¹² Un parc en service depuis moins d'un an, dont les comptes ne permettaient pas d'apprécier l'économie en « rythme de croisière », a été sorti de l'échantillon

- La dispersion des ratios bénéfice net / CA qui s'étagent entre -52 % et 32 % et celle des TRI projet, qui vont de -1,3 % à 13,4 % sur 20 ans ;
- La rentabilité élevée de certains parcs de petite taille : par exemple, avec un tarif de 82 €/MWh, les trois mâts de 3 MW chacun d'un des parcs examinés génèrent en moyenne chaque année 884 000 € de CAF et 206 000 € de résultat net après impôt ;
- Pour huit parcs, soit plus de la moitié de l'échantillon, une rentabilité projet sur 20 ans supérieure à 5 %.

Avec l'effet de levier de 4/1 constaté en moyenne sur les parcs français et sur la base d'un taux d'emprunt de 2,5 %, ces rentabilités projet supérieures à 5 % peuvent signifier une rentabilité des capitaux investis supérieure à 12,5 %, qui atteindrait 46,1 % pour le parc le plus rentable. Ces taux seraient encore supérieurs en cas de prolongation de l'exploitation au-delà de l'horizon de 20 ans.

Deux cas de parcs affichant une rentabilité très élevée

➤ Le parc des C... (Pas-de-Calais)

La SAS qui porte ce parc fait partie d'un grand groupe énergétique depuis son acquisition en 2012. Cette ferme de 3 turbines de 2 MW (diamètre du rotor : 80 mètres), mise en service en 2011, bénéficie d'un tarif de 86,86 €.

L'analyse de ses comptes au 31 décembre 2020 fait apparaître des immobilisations brutes de 8,5 M€, qui donnent une idée du coût de construction et un emprunt à taux variable (Euribor 6 mois plus 185 pb) de 6.8 M€ sur 15 ans qui a donc financé 80 % des immobilisations.

Le chiffre d'affaires s'élève à 1 507 K€, le résultat d'exploitation à 759 K€ et le résultat net après impôt à 513 K€. La marge brute d'autofinancement de 842 K€ est largement supérieure aux remboursements et intérêts d'emprunt (526 K€). Le résultat net représente 31% de l'apport initial de capitaux propres de 1,7 M€, apport qui, au bout de 8 ans et demi d'exploitation, a permis d'accumuler 2,7 M€ de capitaux propres.

La contribution au résultat du groupe propriétaire peut être encore plus élevée, si la maintenance est assurée par sa division « O & M » et si celle-ci réalise une marge, ou si les achats (333 K€) incluent d'autres prestations provenant de la maison mère ou du groupe.

➤ Le parc éolien de T... (Pas de Calais)

Ce parc de 18 MW représente un investissement de 26,5 M€, financé à 80 % par un emprunt de 21,2 M€. Il se caractérise par un productible de 3 333 heures par an, exceptionnel par rapport à la moyenne nationale. Le plan d'affaires communiqué par l'Ademe, en fonction d'une entrée en service en 2020, fait apparaître un TRI projet avant impôt de 11 % et un TRI actionnaire après impôts de 22 %, qui sont atteints malgré un taux d'emprunt de 3,5 %.

Même s'il ne peut être tiré des développements qui précèdent et de cette analyse des comptes de conclusion générale sur la fréquence et le niveau des surrentabilités, il paraît indispensable que les conditions d'attribution des soutiens publics prévoient d'y remédier si elles surviennent. Les clauses prévoyant le partage de la rentabilité mais seulement à partir d'un certain seuil, qui figurent d'ores et déjà dans certains cahiers des charges, vont dans cette direction et devraient donc être renforcées et généralisées. La Cour formule donc la recommandation suivante.

Recommandation n° 6. (DGEC, CRE, 2023) : Dans le cahier des charges des appels d'offres sur l'éolien, généraliser les clauses de partage de rentabilité.

2.4.8 La renégociation des tarifs de l'éolien en mer

En 2018, les tarifs des premiers appels d'offres de parcs éoliens en mer ont donné lieu à une renégociation.

Il s'agit des six parcs éoliens attribués en 2012 et 2014 après appels d'offres¹¹³. Les recours en justice ont retardé leur développement au point qu'au début de 2018, aucun n'avait signé de contrat d'obligation d'achat, ni commencé à être construit. Dans l'intervalle, le développement de l'éolien en mer à travers le monde avait fait chuter les coûts de construction ; les taux d'intérêt avaient eux aussi baissé, si bien que les tarifs accordés, compris entre 164 € et 202 € par MWh, pouvaient entraîner à la fois des coûts élevés pour l'État et des rentabilités excessives pour les bénéficiaires. Aux cours de l'électricité d'alors, l'engagement financier pour ces six parcs représentait 2 Mds € par an pendant 20 ans, soit 40 Mds € pour une production de 11 TWh par an.

La renégociation a été menée en deux mois : en juin 2018, une réunion interministérielle a validé les solutions proposées par une mission *ad hoc*. À la fin de juillet, des courriers du Premier ministre aux sociétés de projet ont confirmé les grandes lignes de l'accord trouvé et les ont invitées à présenter une nouvelle offre, en indiquant que si elle respectait cet accord, elle serait agréée. Le ministre de la transition écologique et solidaire a envoyé des courriers identiques à la fin d'août. Les producteurs ont adressé des « offres améliorées » que l'État a validées. En même temps, l'article 58 de la loi n° 2018-727 du 10 août 2018 pour un État au service d'une société de confiance a créé la possibilité juridique de cette évolution des engagements réciproques et la modification du régime d'aide a été notifiée à la Commission européenne, qui l'a approuvé. La CRE a rendu un avis, non publié, le 15 décembre 2018.

La renégociation des tarifs éoliens en mer a donc été menée très rapidement, en dépit de sa complexité, notamment de la nécessité d'une modification législative pour assurer la sécurité juridique des accords passés, et elle a donné lieu à une validation interministérielle.

Les nouveaux tarifs issus de la négociation s'étagent entre 131 € et 155 €, soit une baisse comprise entre 28,3 € et 65 € selon les parcs, s'élevant en moyenne à 45,55 €. Elle a eu pour contrepartie des concessions au profit des exploitants, dont les principales sont :

- La renonciation de l'Etat à percevoir des redevances d'occupation du domaine public ;
- La suppression de la part fixe dans la formule d'indexation du tarif, qui fait passer de 60 % à 100 % la part qui est indexée ;
- La prise en charge des coûts de raccordement par RTE ;
- La suppression dans les contrats de la clause de prévention d'une rentabilité excessive.

Il n'est pas possible d'apprécier si leur effet sur le LCOE est inférieur ou supérieur à la baisse du tarif, autrement dit si les producteurs ont réellement fait des concessions, et notamment répercuté sur le tarif la baisse des coûts de construction, celle des taux d'intérêts ou d'autres facteurs d'amélioration de la rentabilité. La question se pose notamment pour le

¹¹³ Cf point 2.2

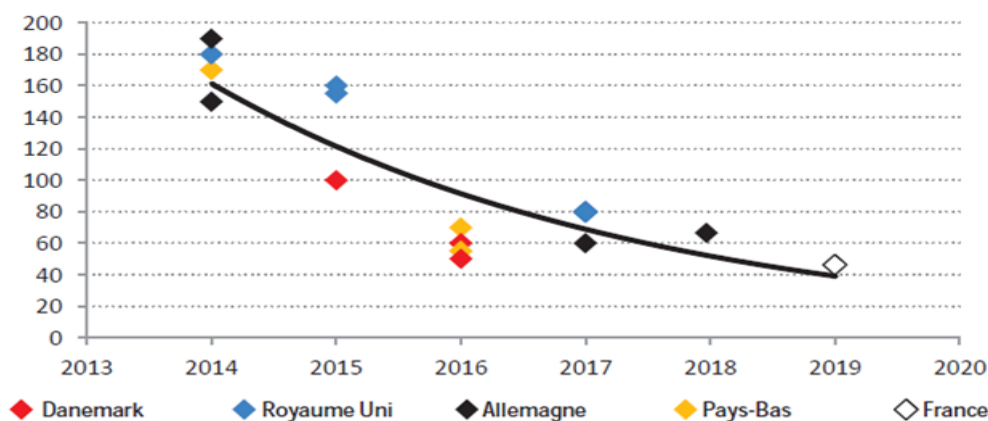
transfert du coût du raccordement, qui représente une part de l'investissement total d'environ 10 % et se traduit pour RTE par une dépense nouvelle qui, pour les 6 parcs concernés, s'élève à 1 734 M€ (cf point 2.3.3).

Deux concessions sont de nature à déséquilibrer dans le temps le résultat de cette négociation. D'une part, l'indexation à 100 % du tarif, alors que plus de la moitié du LCOE résulte de l'investissement initial, lequel n'est plus exposé à l'inflation une fois le parc construit, pourrait entraîner des rentabilités élevées, à proportion de l'intensité et de la durée de la hausse des prix¹¹⁴, et en fonction de l'évolution, sous l'effet de l'inflation, ces coûts de maintenance ; d'autre part, la suppression de la clause de prévention des sursurcompensations (dites surcompensations) va être un obstacle à leur récupération par l'État. Elle est motivée dans les lettres du premier Ministre comme « corrélative d'une incertitude sur les risques du Projet qui s'est réduite et d'un taux de rentabilité interne du Projet qui a été substantiellement abaissé dans le cadre des efforts d'optimisation économique de l'opération ».

Au total, la renégociation a fait passer la moyenne du tarif par MWh des six parcs de 185,55 € à 140 €. Cette baisse de 45,55 € a fait diminuer de 500 M€ par an, soit 10 Mds€ sur 20 ans le coût des soutiens publics. Le coût des concessions faites en contrepartie ne pouvant être déterminé par avance, le bilan financier de la négociation ne peut toutefois être établi.

Les tarifs issus de la négociation sont très supérieurs à ceux qu'on observait à la même époque dans d'autres pays européens. Par exemple, dès septembre 2017, une étude de l'Ademe¹¹⁵ faisait état de résultats d'appels d'offres à 72€/MWh et 64€/MWh aux Pays-Bas (Borssele) et au Danemark (Vesterhav) ; un an plus tard, le 14 juin 2019, le parc de Dunkerque était attribué au tarif de 44 €/MWh. Les différences de profondeur des eaux rendent toutefois les comparaisons délicates.

Graphique n° 10 : Evolution des tarifs d'achat des appels d'offres pour l'éolien en mer posé



Source : ADEME - Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France (données 2019), janvier 2020

¹¹⁴ L'amortissement du développement et de la construction représentant environ 60 % des coûts des parcs en mers, on peut estimer que l'indexation totale du tarif engendrera, pour les six parcs, un gain supplémentaire de 9,2 M€ par point d'inflation, chaque année jusqu'à la fin des contrats.

¹¹⁵ Etude sur la filière éolienne française, bilan, prospective, stratégie, septembre 2017

Un suivi attentif de la rentabilité réelle des parcs éoliens en mer s'impose donc pour ceux des appels d'offres de 2012 et 2014. Le cahier des charges de l'AO4 pour un parc de 1 000 MW situé au large de la Normandie en zone économique exclusive, contient une méthodologie de mesure et de partage des surrentabilités¹¹⁶ qui pourra inspirer le suivi financier des six parcs concernés.

2.5 Les effets de l'inflation et de la hausse des prix de l'énergie

Comme cela a été exposé plus haut (point 2.3.1), la hausse du prix des énergies, et en particulier de l'électricité, qui s'est amorcée à partir du second semestre de 2021 pour s'envoler à partir de février 2022, a entraîné le reversement de sommes élevées, correspondant à l'écart entre le prix garanti et le prix du marché, devenu supérieur au prix garanti. Cela n'a toutefois pas empêché deux effets d'aubaine, qui résultent des résiliations et du plafonnement des avoirs.

2.5.1 L'effet d'aubaine des résiliations anticipées

La délibération de la CRE du 13 juillet 2022 relative aux charges de service public pour 2023 relève : « sur la base des données remontées par des acheteurs obligés, il apparaît que certains producteurs ont choisi de résilier leur contrat d'achat ou de complément de rémunération avant sa date d'échéance pour bénéficier des hauts niveaux de prix de gros de l'électricité ». La délibération du 3 novembre 2022 estime le volume des installations concernées, qui appartiennent principalement aux filières éoliennes et hydrauliques, à 3,7 GW. A la différence des contrats en vigueur aujourd'hui, ceux des installations concernées ne prévoient pas de pénalités en cas de résiliation anticipée à l'initiative du producteur.

En ce qui concerne l'éolien, il apparaît de fait que c'est seulement depuis le contrat d'obligation d'achat E14 entré en vigueur en 2014 que la résiliation anticipée par le producteur donne lieu au versement d'une indemnité égale aux subventions reçues¹¹⁷. Le problème des résiliations anticipées se posera donc au moins jusqu'à 2029 à chaque fois que les prix de l'électricité dépasseront les tarifs garantis.

A titre d'exemple, un parc de 5 éoliennes de 2 MW chacune, produisant 2 200 heures par an, bénéficiant d'un tarif de 85 €/MWh, résiliant son contrat sans indemnité deux ans à l'avance et vendant la production à 200 € sur le marché à terme, peut réaliser ainsi un bénéfice net avant impôts supplémentaire de 2,5 M€. Dans la délibération précitée, la CRE a estimé le manque à gagner potentiel pour l'Etat, et donc l'effet d'aubaine pour les producteurs, entre 6 Mds€ et 7 Mds€. La CRE a dénoncé cet effet d'aubaine, alors que les installations concernées n'ont pu être développées que grâce à la garantie et au soutien financier de l'Etat.

¹¹⁶ L'avis de la CRE critique néanmoins le fait que le producteur ne reverse des sommes à ce titre que dans la limite des compléments de rémunération déjà reçus, ce qui prive la disposition de l'effet recherché dans le contexte de prix de marchés élevés (cf annexe 5 du CC)

¹¹⁷ Les clauses prévoient l'actualisation de ces sommes. En obligation d'achat, la subvention est estimée par la différence entre le « M0 », le prix de marché moyen de l'électricité d'origine éolienne, et le tarif garanti

Le mécanisme de taxation des rentes liées aux prix élevés de l'énergie décidé par l'Union européenne et mis en œuvre par la loi de finances¹¹⁸ pour 2023 a corrigé cette situation en organisant le retour à la collectivité des profits anormaux des entreprises énergétiques. Ce retour ne sera toutefois pas total : il s'applique à partir du 1^{er} juillet 2022, alors que le prix de marché de l'électricité a dépassé la plupart des tarifs garantis dès septembre 2021 ; il prend fin le 31 décembre 2023 et ne concerne que la part du prix de vente dépassant 100 €, si bien que l'écart entre ce montant et le tarif garanti du contrat résilié reste acquis à l'exploitant. Toutefois, dans le cas d'un parc bénéficiant d'un tarif à 85 €/MWh, et dont la production aurait été vendue à 200 €, cela revient à capter 87 % du bénéfice. Ce pourcentage monte à 95 % pour un prix de 400 € et à 98 % pour 800 €.

2.5.2 Le plafonnement des avoirs : une anomalie corrigée par voie législative

Lorsque les prix du marché de l'électricité ont dépassé les tarifs des contrats de complément de rémunération, il est apparu que les recettes réalisées au-delà du prix garanti ne seraient pas toutes versées par le producteur : pour la plupart des installations, elles n'étaient dues que dans la limite des montants totaux reçus depuis l'entrée en vigueur du contrat. Ce « plafonnement des avoirs » résultait pour le guichet ouvert de l'article R. 314-49 du code de l'énergie, dans la rédaction en vigueur de mai 2016 au 20 décembre 2021, et pour les appels d'offres des cahiers des charges des tranches 1 à 5 des appels d'offres d'éolien terrestre.

Dans sa délibération précitée du 13 juillet 2022, la CRE a estimé le manque à gagner potentiel pour l'État, toutes filières confondues : 132 M€ en 2021, 767 M€ au 1^{er} trimestre 2022, 1 660 M€ pour le reste de 2022 et 2 047 M€ en 2023. Elle l'a sévèrement critiqué, jugeant que « les sommes perçues par les producteurs au-delà des niveaux de tarif de référence constituent des rentes indues » et appelant à une suspension totale du mécanisme de plafonnement lorsqu'il existe dans les contrats. De fait, comme le complément de rémunération avait été instauré en 2016, quasiment tous les parcs aidés sous ce régime étaient concernés.

Face à cette situation, la DGEC a précisé, dans un courrier du 25 janvier 2022 à EDF OA, les modalités techniques de calcul des avoirs et du plafonnement, puis, par un courrier du 27 avril 2022, a ordonné à EDF OA de suspendre l'application du plafonnement. Un courrier du président de la CRE du 24 mai 2022 a appuyé cette mesure et indiqué que les éventuels frais qu'elle engendrerait, ainsi que les avoirs dont le recouvrement échouerait, seraient pris en compte dans le calcul des charges de service public.

Enfin, l'article 38 de la loi de finances rectificative pour 2022 a instauré un mécanisme complexe visant à annuler à compter du 1^{er} janvier 2022 les effets du plafonnement, sur la base d'un calcul basé sur des « prix seuil ». La CRE a été saisie pour avis le 10 décembre 2022 du projet d'arrêté fixant ces seuils, qui est paru le 28 décembre.

¹¹⁸ Règlement du conseil (EU) 2022/1854 du 6 octobre 2022 sur une intervention d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie et loi n°2022-1726 du 30 décembre 2022, article 54

2.5.3 L'indexation des contrats anciens et le risque de non réalisation des parcs nouveaux

La hausse des prix de l'énergie va de pair avec celle de la plupart des matières premières et composants industriels, qui s'est amorcée à partir du milieu de 2021. Par exemple, entre le début de 2021 et juin 2022, le prix de l'acier, principal matériau des mâts, a doublé. Reflétant l'enchérissement de l'acier, mais aussi des composants électroniques, des câbles, du béton... les prix des éoliennes et des turbines connaissent des hausses importantes, tandis que la généralisation mondiale de l'inflation a d'ores et déjà entraîné une hausse des taux d'intérêts. Ces évolutions ont deux sortes de conséquences sur le secteur éolien.

En premier lieu, les contrats en vigueur prévoient une indexation du tarif d'obligation d'achat ou du prix servant au calcul du complément de rémunération. Par exemple, pour les contrats d'obligation d'achat E08 utilisés de 2008 à 2014, s'applique une indexation assise pour moitié sur l'indice Insee du coût du travail dans les industries électriques et mécaniques et pour moitié sur celui des prix de production de l'industrie française. Des coefficients de 20 % sont appliqués à ces deux indices, une proportion de 60 % du prix n'est pas indexée.

Cette indexation va néanmoins engendrer un effet d'aubaine. A partir de 2017, les contrats ont ramené la proportion du prix indexée à 30 %, ce qui reste supérieur à la part exposée à l'inflation. Pour les parcs en mer, comme il a été dit, la renégociation a abouti à indexer le tarif à 100 %.

En second lieu, l'inflation fait évoluer les modèles d'affaires des parcs dans un sens défavorable aux décisions d'investir. Tout au long des dernières années, entre le début du développement des parcs et leur construction, les coûts de construction restaient stables ou décroissaient, si bien que les années qui séparaient ces deux moments n' affectaient pas la viabilité économique du projet. La situation s'est désormais inversée : pour les parcs qui ont reçu leur autorisation puis signé un contrat en 2021 ou 2022, la hausse des coûts de construction est de nature à diminuer les perspectives de gains qui avaient justifié de lancer leur développement. S'y ajoute la hausse des taux d'intérêt qui renchérit leurs charges financières futures.

Comme cela a été exposé plus haut (point 2.1.1), l'arrêté ministériel du 29 décembre 2022 vise à contrebalancer l'effet de l'inflation sur le coût de construction en retardant de dix-huit mois l'entrée en vigueur des contrats, pour faire profiter les producteurs des prix élevés de l'électricité. L'on doit toutefois observer d'une part que les coûts de construction et les effets de l'inflation varient selon les caractéristiques de chaque parc et leurs relations contractuelles avec les fournisseurs ; d'autre part que l'évolution des prix au cours de ce moratoire ne pouvait être prévue avec certitude.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

Sous l'impulsion de la Commission européenne, les dispositifs de soutien au développement de l'éolien ont connu des évolutions importantes depuis 2016. La substitution du mécanisme du complément de rémunération à celui de l'obligation d'achat a permis d'exposer les producteurs au fonctionnement du marché tout en garantissant la rentabilité de leurs investissements. Néanmoins, les modalités d'attribution des soutiens se sont longtemps caractérisées par une forte attractivité du guichet ouvert au détriment des procédures de

concurrence (appels d'offres), conduisant à un développement insuffisant de la filière terrestre reposant majoritairement sur des parcs de petite taille.

Pour l'éolien terrestre, la limitation récente du champ d'éligibilité du guichet ouvert offre l'opportunité d'une accélération du développement de la filière, indispensable à l'atteinte des objectifs de la PPE. Une telle accélération dépend à la fois du rythme de délivrance des autorisations environnementales, comme indiqué dans la première partie du rapport, et du caractère attractif des appels d'offres. Le bon calibrage du niveau de soutien reste un exercice délicat dans un contexte économique incertain caractérisé à la fois par la baisse progressive des coûts de production et par l'augmentation récente du coût des matières premières et des taux d'intérêt. Il reste que pour l'éolien en mer, le développement de la filière repose surtout sur une accélération des procédures d'appels d'offres parallèlement à une planification plus efficace.

Les différents mécanismes de soutien à la production ont représenté jusqu'en 2020 des charges importantes l'État (5,8 Md€ de charges cumulées entre 2017 et 2020). La situation s'est inversée à partir de 2021 avec la hausse des prix de l'électricité. La mise en œuvre des mécanismes de soutien par complément de rémunération génère désormais des recettes pour l'État (22,5 Md€ en cumulé sur 2022 et 2023 selon les dernières prévisions de la CRE) et permet de limiter les situations de surrémunération liées à la hausse des prix de l'électricité.

Toutefois, leurs conditions de mise en œuvre de ces dispositifs de soutien restent à améliorer.

D'une part, l'emploi des subventions à l'éolien et l'économie des parcs doivent, en suivant l'exemple des autres régimes d'aides publiques, être mieux connus et contrôlés, tant pour bien gérer les dispositifs que pour en assurer la transparence et pour prévenir les rentabilités excessives.

D'autre part, les tarifs fixes se révèlent inadaptés à des conditions économiques changeantes, ce qu'illustrent ceux des parcs éoliens en mer attribués en 2011 et 2013. La forte limitation de l'accès au guichet ouvert intervenue à la fin de 2022 au profit de l'appel d'offres devenant le dispositif de droit commun, était à cet égard indispensable.

Enfin et surtout, dans un contexte économique incertain, ces investissements à long terme doivent être régis par des clauses contractuelles de partage de la rentabilité.

GLOSSAIRE

AAP	Appel à projets
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AMI	Appel à manifestation d'intérêts
AO	Appel d'offres
CAA	Cour administrative d'appel
CDC	Caisse des dépôts et consignation
CEREMA	Centre d'études et d'expertise sur les risques, l'environnement, la mobilité et l'aménagement
CFE	Cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises
CGDD	Commissariat général au développement durable
CGE	Conseil Général de l'Economie, de l'Industrie, de l'Energie et des Technologies
CGEDD	Conseil général de l'Environnement et du Développement durable
Climat et Résilience	Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets
CNDP	Commission nationale du débat public
CNPN	Conseil National de Protection de la Nature
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CSPE	Contribution au service public de l'électricité
CUDPM	Convention d'utilisation du domaine public maritime
CVAE	Cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises
DB	Direction du budget (MINEFI)
dB	décibels
DDTM	Direction Départementale des Territoires et de la Mer
DGALN	Direction générale de l'Aménagement, du Logement et de la Nature
DGCCRF	Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (MINEFI)
DGE	Direction générale des entreprises (MINEFI)
DGAC	Direction Générale de l'Aviation Civile
DGAMPA	Direction Générale des Affaires Maritimes, de la Pêche et de l'Aquaculture
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat (MTECT)

DGPR	Direction Générale de la Prévention des Risques
DREAL	Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement
DPM	Domaine public maritime
DSF	Document stratégique de façade
EDF-OA	EDF Obligation d'achat
EnR	Énergies renouvelables
ESSOC	LOI n° 2018-727 du 10 août 2018 pour un Etat au service d'une société de confiance
FEE	France Energie Eolienne.
GW	Gigawatt : unité de puissance égale à 1 000 MW
Grenelle II	Loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement
ICPE	Installation classée pour la protection de l'environnement
IFER	imposition forfaitaire sur les entreprises de réseau
IGAM	Inspection Générale des Affaires Maritimes
IGF	Inspection Générale des Finances
KW	kilowatt
LCOE	Levelized Cost of Energy
LPEC	Loi de programmation sur l'énergie et le climat
LTECV	Loi pour la transition énergétique et la croissance verte
MW	Mégawatt : unité de puissance équivalente à 1 000 kilowatts
MTECT	Ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires
OFATE	Office franco-allemand pour la transition énergétique
OFB	Office français de la biodiversité
PCAET	Plans Climat Air Energie Territoriaux
PIA	Programme des investissements d'avenir
PLU	Plan local d'urbanisme
POPE	Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique
<i>PPA</i>	<i>Power Purchase Agreements</i>
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
PPI	Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité
RIIPM	Raison impérative d'intérêt public majeur

RTBA	Réseau à très basse altitude)
SCOT	Schéma de cohérence territoriale
SDDR	Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport
SETBA	Secteur d'entraînement à très basse altitude)
SER	Syndicat des énergies renouvelables
SGAR	Secrétariat général pour les affaires régionales
SRE	Schéma régional de l'éolien
SNBC	Stratégie nationale bas carbone
SRADDET	Schémas d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires
SRCAE	Schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie
S3ENR	Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables
TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
TRI	Taux de rentabilité interne
VOLTAC	Vol tactique : secteur de vols tactiques
ZDE	Zones de développement de l'éolien
V.O.R.	VHF Omnidirectional Range : système de radionavigation
ZDE	Zone de développement de l'éolien
ZEE	Zone économique exclusive
ZNI	Zones non-interconnectées

ANNEXES

Annexe n° 1.	L'organisation administrative du dispositif de soutien	87
Annexe n° 2.	Suivi des recommandations du rapport de 2018 sur le soutien aux énergies renouvelables.....	91
Annexe n° 3.	La difficile articulation entre la politique industrielle et la politique énergétique	92
Annexe n° 4.	Projets de parcs éoliens maritime en France	98
Annexe n° 5.	Servitudes météorologiques, civiles et militaires relatives à l'implantation des éoliennes.....	99
Annexe n° 6.	Les évolutions du cadre réglementaire français relatif à l'éolien jusqu'en 2021	103
Annexe n° 7.	Le contentieux éolien et l'organisation de sa prise en charge par les services de l'Etat.....	106
Annexe n° 8.	Instruction des autorisations environnementales (éolien terrestre) : procédure d'instruction, délai et dossiers en cours.....	110
Annexe n° 9.	Le renouvellement des parcs (repowering)	114
Annexe n° 10.	Les principaux modèles de prise en charge par l'Etat des étapes de la procédure de l'éolien maritime en Europe	117
Annexe n° 11.	Le modèle allemand de planification spatiale de l'éolien terrestre.....	118
Annexe n° 12.	L'échec des expériences françaises de planification de l'éolien terrestre : les ZDE et les SRE.....	119
Annexe n° 13.	Projet de cartographie des zones propices à l'éolien en Normandie.....	121
Annexe n° 14.	Évolution du zonage des parcs éoliens maritimes français	122
Annexe n° 15.	Planification maritime de l'éolien : les pratiques des pays européens voisins	123
Annexe n° 16.	Les étapes conduisant au zonage des espaces destinés à l'éolien maritime	129
Annexe n° 17.	L'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER)	130
Annexe n° 18.	Présentation des dispositifs de soutien à la production	132
Annexe n° 19.	Principaux cadres tarifaires	134
Annexe n° 20.	Le soutien à l'éolien terrestre jusqu'en 2016 (obligation d'achat).....	136
Annexe n° 21.	Le soutien à l'éolien terrestre à partir de 2016 (guichet ouvert)	138
Annexe n° 22.	La participation des citoyens et des collectivités aux projets éoliens.....	141
Annexe n° 23.	Modalités d'évaluation et de compensation des charges de service public.....	144
Annexe n° 24.	Volume de production soutenue et charges de service public – données chiffrées.....	147

Annexe n° 25.	Données financières des parcs dont les comptes ont été communiqués	149
Annexe n° 26.	La rentabilité normale d'un bénéficiaire d'aide d'Etat	150
Annexe n° 27.	L'augmentation des coûts des matières premières et leur impact sur les turbiniers européens	151

Annexe n° 1. L'organisation administrative du dispositif de soutien

1. Des intervenants nombreux

Les dispositifs de soutien financier à l'éolien se caractérisent par les interventions imbriquées d'un nombre significatif d'organisations différentes. Pour la conception et les règles du dispositif d'appel d'offres, on observe une interpénétration de leurs rôles respectifs :

- La DGEC obtient l'autorisation de la commission européenne, après un cadrage interministériel
- La CRE donne un avis sur les cahiers des charges,
- La DGEC les valide,
- La DGEC lance les appels d'offres,
- La CRE instruit les offres présentées et propose une liste de lauréats,
- LA DGEC décide des lauréats,
- Sur l'éolien en mer, la CRE est associée au dialogue concurrentiel lors de réunions bilatérales et plénières où se discute le cahier des charges,
- EDF OA verse les compléments (ou les reçoit).

Le versement des charges de service public donne lieu lui aussi à un partage des rôles :

- EDF OA et les EDL proposent les décomptes issus de leur comptabilité appropriée ;
- Sur la base des déclarations des opérateurs, la CRE procède à l'évaluation annuelle des charges de service public (cf annexe 11) ;
- LA DGEC prend une décision attributive et notifie les sommes à payer à la Caisse des dépôts et consignation ;
- La Caisse des dépôts et consignations verse les montants qui leur sont dus à EDF et aux ELD ;
- Pour approvisionner la CDC, le secrétariat général du MTE ordonnance sur le programme 345 la somme à verser à la CDC et le CBCM en effectue le paiement.

Dans cette organisation, les trois principaux acteurs sont la DGEC, la CRE et EDF OA. Leurs effectifs permanents affectés aux soutiens aux énergies renouvelables, 298 personnes au total, sont les suivants :

- Au sein de la DGEC, qui compte au total 105 personnes, dont 15 pour les oléoducs interalliés :
 - o 6 personnes au bureau de l'éolien terrestre et solaire, plus 3 CDD pour la renégociation des tarifs photovoltaïques ;
 - o 15 personnes au bureau des ENR hydrauliques et marines, y compris la cheffe et son adjointe, dont 13 (représentant 10 ETP) pour l'éolien en mer, épaulées par 5 stagiaires
- A la CRE, la direction du développement des marchés et de la transition énergétique comprend le département énergies renouvelables, qui compte 8 personnes ;
- A EDF OA, où l'effectif total est de 269 personnes, celles qui se consacrent à l'éolien ne peuvent être individualisés parmi les autres énergies renouvelables

À côté de ces trois principaux acteurs, au sein du MTECT, d'autres entités concourent à la définition ou à l'évaluation des actions menées, notamment le CGEDD, le CGDD, la DGPR, le secrétariat général et l'ADEME.

2. Le rôle particulier d'EDF Obligation d'achat (EDF OA)

La présente enquête n'a pas analysé l'organisation et le fonctionnement d'EDF OA mais elle a relevé deux points qui appellent la vigilance : d'une part, le montant des frais de gestion admis par la CRE, 57 M€ en 2022, représente plus de 100 K€ par salarié d'EDF OA ; d'autre part, la délibération de la CRE du 26 juillet 2022, dans sa partie consacrée aux charges constatées en 2021, indiquent qu'elles incluent, pour 4,9 M€ l'impact d'une « erreur opérationnelle », la « survente » de 2,5 GW (sic) d'électricité, en réalité non disponibles et qu'il a donc fallu se procurer sur le marché à un prix supérieur au prix de revente.

EDF Obligation d'achat (EDF OA)

Le code de l'énergie confie à EDF OA la mission d'acheter l'électricité produite aux producteurs d'énergie renouvelable et de la commercialiser. Cette mission implique de définir un « périmètre d'équilibre » bien séparé du reste des activités et des comptes du groupe EDF et doté d'une comptabilité spécialisée, pour que les charges de service public versées par l'État viennent assurer son équilibre financier sans subventionner le reste du groupe.

En 2021, EDF OA a ainsi acheté 8,4 Mds€ d'électricité aux producteurs d'énergie renouvelable et reçu 3,5 Mds€ de compensations de charges de service public. Pour cela, EDF OA gère, à l'aide d'application informatique spécifiques, 514 000 contrats (dont la très grande majorité correspond à de petites installations photovoltaïques) et 551 000 factures. La structure comptait 245 salariés en CDI, 4 CDD, 14 alternants et 58 intérimaires, répartis sur cinq sites en France métropolitaine (Saint-Denis, Metz, Lyon, Toulouse et Tours).

EDF OA comprend dans les faits deux entités qui sont rattachées à deux membres différents du comité exécutif du groupe :

- Une mission obligation d'achat (10 personnes), rattachée au pôle « Clients services et territoires » d'EDF SA, qui assure l'interface avec les administrations et l'expertise juridique ;
- Un département d'administration des obligations d'achats (AOA, 245 personnes), rattaché au pôle « Transformation et efficacité opérationnelle » et lui-même structuré en deux unités : « Ingénierie » et « Production ».

Le département AOA assure la relation avec les producteurs : il élabore et gère les contrats avec les producteurs, reçoit leurs factures, les contrôle et déclenche leur paiement et tient la « comptabilité appropriée ». Le pôle ingénierie assure le « back-office », la maîtrise d'ouvrage informatique, le contrôle des flux de données et le support des gestionnaires du pôle production.

Le petit photovoltaïque (moins de 500 KWc) représente la grande majorité de l'activité : 455 000 contrats avec 410 000 producteurs, alors que toutes les autres filières représentent 7 800 contrats avec 5 550 producteurs.

À la différence des contrats d'obligation d'achat qui peuvent être conclus avec d'autres acteurs (les EDL), EDF OA est seul à mettre en œuvre le complément de rémunération. À partir de la fin de 2021, la gestion des 800 contrats qui en relevaient a représenté un défi : avec l'apparition de compléments négatifs, il s'agit désormais de recouvrer des sommes, en tenant compte du plafonnement prévu par certains arrêtés ou cahiers des charges, puis en cessant de l'appliquer à la suite de la décision prise par le MTECT en avril 2022.

3. Observations sur l'organisation

A côté de ces trois principaux acteurs, au sein du MTECT, d'autres entités concourent à la définition ou à l'évaluation des actions menées, notamment le CGEDD, le CGDD, la DGPR, le secrétariat général et l'ADEME.

L'organisation qui vient d'être décrite appelle plusieurs observations :

- S'il arrive que le pilotage d'une politique publique, et plus encore la communication à son sujet, donnent lieu à des dissonances au sein de l'État, la répartition des rôles entre la CRE et le MTECT porte celles-ci à un niveau inhabituel ; par exemple, les avis critiques répétés de la CRE depuis 2019 sur le plafonnement des avoirs peuvent engendrer dans le public un sentiment d'incompréhension lorsque apparaissent en 2022 les effets d'aubaine et le traitement administratif de crise décrits dans le rapport.
- La CRE intervient dans les processus de soutien au titre de deux missions de nature différente. Par exemple, contrôler et liquider les charges de service public est consubstantiel à sa mission de régulateur, tandis que gérer les appels d'offres a la nature d'une tâche de gestion déléguée dont la législation européenne¹¹⁹, jusqu'à la directive de 2018, exigeait qu'elle soit confiée à un organisme public indépendant du gouvernement. Cette question mérite d'autant plus d'être posée que, durant la période contrôlée, la CRE a été amenée à mettre en œuvre des cahiers des charges dont elle avait critiqué certains aspects dans ses avis¹²⁰.
- L'éclatement des processus entre plusieurs entités suppose une définition claire de la répartition des tâches, des procédures précises de travail en commun et des systèmes d'information communs. Les deux premiers objectifs n'ont pas à ce jour donné lieu à un document officiel. En particulier, la délégation donnée à EDF OA pour payer les soutiens aux bénéficiaires finaux n'a pas donné lieu à des conventions avec le MTECT pour préciser, notamment, les contrôles à effectuer, les modalités de compte rendu ainsi que la répartition et les limites des responsabilités en cas d'erreurs ou d'incidents.
- Il n'existe pas de système d'information partagé entre les acteurs de cette chaîne¹²¹. Cela a par exemple pour effet que la DGEC ignore quels lauréats d'un appel d'offres ont ou n'ont pas mis en construction leur parc ou signé un contrat. Les enjeux financiers des énergies renouvelables justifient pourtant de disposer d'un système de suivi commun, rassemblant les données administratives et économiques sur les parcs, depuis leur première apparition à un appel d'offres ou un guichet ouvert jusqu'à la fin de leur exploitation, retraçant les événements principaux (nouvelle présentation, signature d'un contrat, mise en exploitation...) ainsi que les contrôles qui ont été exercés par les administrations ; on peut penser qu'au-delà des

¹¹⁹ Article 7 de la directive 2003/54/CE du Parlement Européen et du Conseil du 26 juin 2003 repris dans les mêmes termes dans la Directive 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009

¹²⁰ Par exemple en proposant comme lauréats des parcs ayant donné lieu au fractionnement avec le guichet ouvert

¹²¹ Par exemple, le constat, fait lors de l'enquête de la Cour sur les fonds sans personnalité juridique, que c'est par des mails que la DGEC notifie à la Caisse des dépôts les sommes à payer, reste valable

gestionnaires des soutiens, d'autres administrations devraient avoir accès à une partie de cette base de données.

- L'intervention de la CDC dans le processus de paiement s'appuie sur une convention avec le MTECT du 16 février 2016 d'une durée de trois ans. Elle a été reconduite à trois reprises pour un an sans respecter le préavis de trois mois que prévoit son article 8. Cette convention qui organise un fonds sans personnalité juridique appelle les critiques que la Cour a formulées à de nombreuses reprises¹²² sur ce mode de gestion. Si l'intervention de la CDC devait être maintenue, en dépit du petit nombre de paiements, des coûts et des risques qu'elle induit, elle devrait avoir pour base une convention de mandat conformes à la réglementation¹²³.

Plusieurs observations spécifiques peuvent en outre être formulées en ce qui concerne EDF OA.

- L'existence d'une mission obligation d'achats distincte du département obligation d'achat, puis au sein de ce département, d'un pôle ingénierie et d'un pôle production, sont des points positifs, car ces choix assurent des séparations de fonction propices au contrôle interne ; par exemple, lorsque l'outil informatique d'analyse des factures des producteurs repère des anomalies, les actions des équipes du pôle production pour les traiter sont validées par le pôle ingénierie et une application spécifique¹²⁴ enregistre ces actions et cette validation.
- Il n'existe pas de convention entre le MTECT, la CRE et EDF OA pour encadrer les modalités d'exercice de ses missions par EDF OA, au-delà de ce que prévoit la partie réglementaire du code de l'énergie ;
- L'organisation du département obligation d'achats ainsi que les procédures et les outils informatiques différencient peu le traitement de masse du petit photovoltaïque des autres filières. Alors que les enjeux financiers d'un parc éolien terrestre peuvent être cent fois ceux d'une petite installation et les parcs marins vont porter ce facteur à mille, une réflexion paraît nécessaire, visant d'une part à définir des modes de gestion et de contrôle spécifiques pour les grandes installations, d'autre part à chercher les voies possibles pour réduire les coûts de gestion du petit photovoltaïque.

¹²² Notamment dans les rapports annuels sur le budget de l'Etat de 2017 et 2018 (pp.157 et ss)

¹²³ Décret n°2017-380 du 22 mars 2017 portant dispositions relatives aux conventions de mandat conclues par l'Etat en application du III de l'article 40 de la loi n° 2014-1545 du 20 décembre 2014 relative à la simplification de la vie des entreprises

¹²⁴ Nommée Qoala

Annexe n° 2. Suivi des recommandations du rapport de 2018 sur le soutien aux énergies renouvelables¹²⁵

<i>Recommandation</i>	<i>Mise en œuvre</i>
<p><i>A l'occasion de la révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de 2018 :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>définir une stratégie cohérente entre les objectifs de production d'énergies renouvelables (EnR) électriques et l'objectif de réduction de la part de l'énergie nucléaire dans le mix ;</i> - <i>clarifier les objectifs industriels français associés au développement futur des EnR</i> 	Incomplète
<i>Mieux associer le Parlement à la définition des objectifs de développement des EnR et des volumes financiers de soutien aux EnR</i>	Totale
<i>Publier le calcul des coûts de production et des prix, actuels et prévisionnels, de l'ensemble du mix énergétique programmé dans le PPE, et l'utiliser pour contenir de volume des soutiens publics associés aux objectifs de la politique énergétique, à court, moyen et long termes</i>	Incomplète
<p><i>Améliorer l'efficacité des mécanismes de soutien aux EnR électriques, notamment :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>en faisant évoluer les procédures d'appels d'offres et d'autorisation administrative pour accélérer le déploiement des projets ;</i> - <i>en étendant les appels d'offres pour l'attribution d'aide à la production d'électricité d'origine éolienne aux installations de plus de 6 MW</i> 	Incomplète
<i>Créer, à l'image du Conseil d'orientation des retraites (COR) et en remplacement d'autres instances existantes, un comité chargé d'éclairer les choix gouvernementaux relatifs à l'avenir de la politique de l'énergie</i>	
<i>Mettre en place une instance de pilotage interministériel de la politique énergétique placée auprès du Premier ministre</i>	En cours

¹²⁵ Ne sont inscrites que les recommandations relative à l'éolien

Annexe n° 3. La difficile articulation entre la politique industrielle et la politique énergétique

Le concours de la politique énergétique à l'innovation (article L100-1) et à la structuration de la filière industrielle (article L100-2) est prévu par le code de l'énergie. Examinant l'articulation entre la politique énergétique et la politique industrielle dans son rapport de mars 2018¹²⁶, la Cour avait appelé à clarifier les objectifs industriels français associés au développement futur des énergies renouvelables. Elle avait relevé qu'au sein de la stratégie énergétique, le développement des filières industrielles constitue un objectif secondaire, pour lequel les outils de mesure restent à construire.

Sur la construction des outils, il est relevé que depuis la fin de l'enquête précédente, l'ADEME a engagé de nombreuses études permettant de mesurer les effets d'un certain nombre de mesures et d'évaluer les enjeux principaux de la filière.

Sur le développement des filières industrielles éoliennes terrestres et maritimes, la présente enquête relève que si des progrès récents ont été constatés concernant l'articulation entre les objectifs et le calendrier de la politique énergétique et de la politique industrielle relative à la structuration de la filière de l'éolien flottant, cette politique a été engagée tardivement et ses résultats doivent être confirmés dans les années à venir. De plus, alors que les opportunités de développement de marchés à l'international, en Europe et sur le marché domestique sont réelles pour l'éolien maritime comme pour l'éolien terrestre, le gouvernement a délaissé le soutien à l'éolien terrestre.

1) La filière éolienne terrestre : un soutien tardif à une filière marquée par l'absence de grand constructeur de turbine française

Depuis la vente de l'activité turbine de Alstom et Areva, l'industrie éolienne française ne dispose plus de champion national dans la construction des turbines¹²⁷ ; pourtant, c'est dans ce segment du marché que la rentabilité est la plus élevée¹²⁸. Les entreprises françaises composant la filière éolienne terrestre (environ 600 au total avec un nombre d'emplois de 22 500 emplois) sont majoritairement sous-traitantes des grands constructeurs étrangers présents sur le territoire national.

Actives dans certains segments de la production notamment en tant que développeurs-exploitants, fabricants de composants, assembleurs et installateur d'éolienne et producteur d'énergie, les entreprises françaises sont encore dépendantes de certains pays européens en

¹²⁶ « Le soutien aux énergies renouvelables », Cour des comptes, mars 2018 ([Rapport "Le soutien aux énergies renouvelables" \(ccomptes.fr\)](https://www.ccomptes.fr/fr/rapport/le-soutien-aux-energies-renouvelables))

¹²⁷ S'agissant des turbines, à ce niveau de la chaîne de valeur (rang 1), l'industrie française qui ne dispose pas de turbinière majeure basée en France sur le marché des éoliennes terrestres, est dépendante des importations. En effet, les turbinières ayant des parts significatives de marché en France sont Vestas (60 % de la part de la capacité installée en 2021, puis Nordex (19 %), Enercon (10 %) et Siemens Gamesa (7 %)). Le turbinière français Pomawind ne représente qu'1 % du marché en 2021. Le turbinière DDIS n'est pas en mesure de fournir le marché à ce jour.

¹²⁸ La construction de turbine représente la partie prépondérante des coûts d'investissements des parcs (60 %) devant la prestation d'installation dont la fondation (22%), le raccordement (12%, réalisé par ENEDIS), et le développement (6%)

pointe sur la fabrication des composantes des éoliennes¹²⁹. Selon les chiffres de l'ADEME¹³⁰, elles compensent peu à peu leur retard avec un niveau d'exportation en croissance. Leur part dans le marché français se situerait autour de 42% des coûts d'investissement hors raccordement¹³¹ selon l'évaluation du contenu local des projets lauréats des appels d'offres des périodes 6 à 8¹³² réalisée par l'ADEME.

La constitution d'un pool industriel français à partir des usines d'assemblage d'éoliennes créées en Bretagne et en Normandie pour l'éolien maritime pourrait permettre de relocaliser des activités industrielles en France et augmenter la part du contenu local dans le marché français¹³³. La politique industrielle française qui privilégie l'éolien flottant et a délaissé le champ de l'éolien terrestre pourrait ainsi se doter d'objectifs ambitieux de localisation de capacités de production pour l'éolien terrestre.

Il n'existe pas de politique industrielle française de soutien spécifique à l'éolien terrestre. Les soutiens financiers accordés aux entreprises de la filière, engagés 2010, soit une dizaine d'années après les dispositifs mis en place en Europe, s'inscrivent dans le cadre des dispositifs visant à encourager l'innovation des entreprises, financés par le programme d'investissement pour l'avenir (PIA 1 en 2010, PIA 2 en 2014, PIA 3 en 2017 et PIA 4 en 2020) et le plan France 2030 depuis 2021. Ces dispositifs, dont l'ADEME est l'opérateur, sont pilotés par le secrétariat général pour l'investissement (SGPI).

Ces soutiens ont consisté à accompagner les entreprises dans l'amélioration des composants afin de contribuer à une réduction des prix et également favoriser la recyclabilité des pâles. Le soutien des PIA 1, 2 et 3 à la filière terrestre concerne treize projets dont le budget total d'investissement est de 44,7 M €. Le montant de l'aide apportée est de 16,9 M € dont 6,5 M € de subventions et 10,4 M € d'avances remboursables. Les dépenses réelles des projets ayant été plus faibles que prévu, 3,9 M € sur les 16,9 M € n'ont pas été consommés. L'éolien terrestre a ainsi bénéficié d'un volume d'aide peu important en comparaison du volume total du budget de chaque volet du PIA (PIA 1 : 35 Md € ; PIA 2 : 12 Md € ; PIA 3 : 10 Md €).

Par ailleurs, le soutien à la recherche et à l'innovation est très faible en ce qui concerne l'éolien terrestre. En 2020¹³⁴, les dépenses publiques françaises de R&D en énergie étaient d'un montant de 1 525 M € dont 15 millions pour le secteur éolien, soit moins de 1% des dépenses¹³⁵.

¹²⁹ Les composants et les pales, qui sont les composants à plus forte valeur ajoutée, sont fabriqués en France et au Danemark, parfois également en Turquie. Les tours sont fabriqués en France, au Danemark et en Grèce. En revanche, les fondations en béton sont exclusivement réalisées par des entreprises locales du génie civil.

¹³⁰ Les importations d'équipements (environ 850 M € en 2020) sont quasiment compensées par les exportations d'équipements et d'ingénierie de l'industrie française de l'éolien terrestre (environ 777 M € en 2020)

¹³¹ Cette part monte à 96% pour le développement des projets (études), 21% pour la fabrication des composants (incluant la fondation) et 81% sur l'installation et la mise en service qui ne représentent cependant pas la plus grande partie des investissements des parcs.

¹³² soit 78 parcs représentant une capacité totale installée de 1 350 MW

¹³³ Selon l'ADEME et la DGE, il existe des opportunités de marché notamment sur les éoliennes de moyenne puissance (inférieures ou égales à 2 MW, diamètre inférieur à 80 m) qui ne sont plus produites par les grands turbiniéristes et qui pourraient être destinées à des sites contraints par des servitudes aéronautiques et militaires

¹³⁴ Source : « Les dépenses publiques de R&D en énergie en 2020 », Ministère de la transition écologique, octobre 2021

¹³⁵ Le soutien à la recherche et au développement porte sur l'énergie nucléaire à 50% (761 M €), les nouvelles technologies de l'énergie pour 41%¹³⁵ (621 M €), la recherche fondamentale pour 8% et les énergies

Aucun des huit centres de recherche publics-privés recensés par le ministère de la transition écologique¹³⁶ dans le domaine de l'énergie n'a pour domaine d'étude exclusif l'énergie éolienne terrestre. Un faible nombre d'instituts de recherche travaille aujourd'hui sur l'éolien, à part pour la recherche dans le domaine environnemental¹³⁷. L'industrie éolienne française finance un certain nombre de recherches notamment sur la recyclabilité des pâles¹³⁸. Au vu des opportunités de l'éolien sur les marchés mondiaux et de la nécessité d'accroître la part de l'éolien terrestre dans le mix énergétique français, il est important que le pays dispose d'une R&D éolienne capable d'aider à développer des processus permettant de valoriser l'industrialisation de l'éolien. Au Danemark et en Allemagne, un effort important est effectué pour le soutien à la R&D dans l'éolien.

La Cour rejoint l'ADEME et la DGE pour considérer qu'une politique d'accompagnement incluant notamment une structuration plus forte et volontariste de la R&D est nécessaire, en appui des industriels du secteur, ainsi qu'un effort de soutien au passage à l'échelle industrielle de l'ensemble des innovations ayant démontré leur intérêt technico-économique.

2) La filière éolienne maritime : l'émergence d'un pôle industriel français à consolider par une politique industrielle tournée vers l'éolien flottant.

a) L'émergence d'un pôle éolien maritime français encore fragile

Quatre¹³⁹ des douze usines de composants existant en Europe sont implantées en France, en raison des clauses industrielles qui figuraient dans les premiers appels d'offres réalisés pour l'éolien maritime. Le pays possède ainsi un tiers des capacités européennes de production d'éoliennes en mer. L'implantation des usines d'assemblage en Europe révèle cependant un déficit d'installations industrielles de production en France comparé aux pays voisins, que l'ADEME et la DGE expliquent par un portage politique assez faible et une politique de soutien relativement instable durant les deux dernières décennies¹⁴⁰.

Le retard pris dans la mise en service des parcs des premiers appels d'offres (A0 1 et 2) a conduit les entreprises, dans un premier temps, à se tourner vers les marchés extérieurs,

fossiles pour 1,1%. Les dépenses publiques nationales de R&D sur les énergies renouvelables sont concentrées sur le solaire (76 M €) et la biomasse (65 M €)

¹³⁶ Chimie verte et matériaux agrosources (PIVERT) ; énergies solaires (IPVF et INES2) ; réseaux électriques (SUPERGRID) ; efficacité énergétique et ville durable (EFFICACITY) ; bâtiment durable (INEF4) ; véhicule décarboné et connecté (VEDECOM) ; énergies marines renouvelables (France ENERGIE MARINES) ; géothermie et technologies du sous-sol (GEODENERGIES).

¹³⁷ Les recherches relatives à l'articulation de l'éolien terrestre avec les problématiques environnementales, sur la période 2019 à 2021, représente un budget de 3,2 M € mobilisé par l'ADEME.

¹³⁸ Les industriels avec d'autres acteurs essentiellement privés ont mis en place des programmes de recherches pour arriver à une pale 100% recyclable. Le programme ZEBRA porté par l'IRT Jules Vernes et ENGIE a permis la production du premier prototype de sa pale d'éolienne 100% recyclable. Autre projet annoncé par SIEMENS GAMENSA : la création de la première pale 100% recyclable

¹³⁹ Une usine d'assemblage de nacelles et de génératrices a ainsi été mise en place par General Electric et Poma Leitwind) à Saint-Nazaire. L'usine de General Electric Renewable Energie (LM Wind Power) s'est implantée à Cherbourg pour la fabrication de pales d'éoliennes maritimes. L'usine de Siemens Gamesa Renewable Energie (SGRE) de fabrication de pales éoliennes offshore et de nacelle s'est installée au printemps 2022 dans le port du Havre

¹⁴⁰ Source : réponse au questionnaire n°1 transmis à l'ADEME et à la DGE

entraînant une perte d'emplois industriels sur le territoire national évalués à 570 durant cette période (2018-2019). Le démarrage de la construction des premiers parcs éoliens offshore s'est traduit par une participation croissante des entreprises françaises au marché domestique. En 2020, les entreprises françaises ont réalisé pour la première fois la majorité de leur chiffre d'affaires sur le territoire national (71 % contre moins de 10 % en 2018)¹⁴¹. Avec un chiffre d'affaires domestique de 568 M € en 2020, le marché français constitue désormais le principal débouché des producteurs de composants installés en France. Plus de 2,2 Md € ont été ainsi investis en 2021 dans les parcs français en construction¹⁴² après 1,2 Md en 2020.

La filière industrielle offshore française dispose désormais d'atouts nombreux compte-tenu de la place des entreprises dans la chaîne de valeur. Ces atouts restent à consolider¹⁴³. La structuration de la filière autour des développeurs et de deux pôles d'ensembliers qui eux-mêmes sous-traitent des lots à des fournisseurs locaux, la pénétration des marchés extérieurs, l'investissement réalisé par les ports et l'investissement industriel dans l'offshore flottant de la filière industrielle française représentent des atouts importants dans la compétition internationale. Selon l'analyse effectuée dans une étude réalisée par PwC pour la DGE en 2020, les entreprises françaises pourraient capter environ 40% des marchés liés à la construction de parcs éoliens sur le marché français et 8% sur les sept principaux marchés internationaux pouvant être ciblés par les entreprises françaises (Royaume-Uni, Pays-Bas, Allemagne, Corée du Sud, Japon, Taiwan, USA). Les chiffres de l'ADEME sont sensiblement au même niveau¹⁴⁴.

Selon l'observatoire des énergies de la mer, les emplois indirects et directs sont de 6 591 emplois en 2021¹⁴⁵ dont plus de 1 500 durant l'année 2021 (+ 36% par rapport à 2020), qui s'inscrit dans le cadre des engagements souscrits par les représentants de la filière éolienne avec l'Etat dans le cadre d'un pacte conclu le 14 mars 2022.

Si les progrès industriels sont manifestes et si des opportunités importantes existent sur le marché domestique, européen et à l'international, la filière présente également des faiblesses¹⁴⁶. Les développeurs français n'ont pas encore de références dans l'éolien offshore contrairement aux acteurs européens nordiques, les projets dans lesquels ils sont engagés ne s'étant pas encore traduits par des parcs mis en service. De plus, l'implantation d'usines de turbines en France n'est pas garantie sur le long terme, les centres de décision étant à l'étranger. Par ailleurs, la visibilité du carnet de commandes de filière va dépendre également de la capacité de l'administration à organiser les appels d'offres de manière régulière. De plus, l'outil du contenu local tel qu'il a été pratiqué lors des premiers appels d'offres qui a conduit à

¹⁴¹ Source : Rapport 2021 de l'Observatoire des énergies de la mer (cluster maritime français constitué avec le soutien des grands acteurs industriels de la filière et de l'ADEME, en partenariat avec le SER, le GICAN et FEE).

¹⁴² Tous les domaines d'activité présentent en 2020, un chiffre d'affaires en hausse, selon les données recueillies par l'Observatoire des énergies de la mer (fabrication et d'assemblage : +280 M € ; opérations en mer : + 130 M €).

¹⁴³ L'analyse de la présence des acteurs français dans la chaîne de valeur révèle la constitution d'une force industrielle dans les segments du développement, de la fabrication des nacelles et des pales, des fondations (dont les fondations pour l'éolien flottant), de l'installation maritime, de la maintenance, des câbles électriques et la construction des sous-stations électriques.

¹⁴⁴ « Eolien offshore : analyse des potentiels industriels et économiques en France », ADEME, décembre 2019

¹⁴⁵ La Normandie arrive en tête des régions accueillant le plus d'emplois (34%) suivie par les Pays-de-la-Loire (28%).

¹⁴⁶ Source étude effectuée par PwC en 2020 pour la DGE

l'implantation des quatre usines de fabrication de composants ne pourra plus être mobilisé pour les appels d'offres, pour des raisons liées au respect des règles de concurrence.

b) Une politique industrielle tournée majoritairement vers l'éolien flottant

La décision a été prise au niveau interministériel de faire de l'éolien flottant une des priorités industrielles de soutien à l'innovation afin de faire de la France un leader mondial de l'éolien flottant. Cette ambition, notamment formulée dans la feuille de route établie en mai 2022 sous l'égide du SGPI en concertation avec la DGE, la DGEC et le secrétariat d'Etat en charge de la mer, est concurrencée par celle d'autres pays comme le Portugal et l'Ecosse qui ont développé des sites d'essai et des fermes pilote ainsi que par L'Espagne.

Le soutien financier de l'éolien offshore par le PIA 1, 2 et 3¹⁴⁷ a concerné 19 projets dont le budget total est 982,6 M €. Le montant de l'aide est de 368,3 M € dont 168,2 M € de subventions et 200 M € d'avances remboursables. Le montant déprogrammé des subventions et des aides remboursables (en raison de la baisse du montant du budget finalement engagé par les projets) est de 14,9 M €.

Parmi les projets soutenus figure le financement du projet Haliade¹⁴⁸ et surtout le soutien à des sites d'essais, démonstrateurs et prototypes pour un montant total de l'aide de 355 M€ dont l'essentiel concerne l'aide à quatre fermes pilotes relatives à l'éolien flottant avec une aide (subventions et avances remboursables) d'un montant de 300 M € et un budget de plus de 800 M €. Ces projets de fermes pilotes sont marqués par des délais de réalisation longs. L'ADEME indique que les fermes pilotes ont été impactées par la consolidation des acteurs de la filière au niveau international¹⁴⁹). Un des projets¹⁵⁰ a été arrêté en octobre 2022. Pour les autres, la construction devrait être lancée prochainement pour une mise en service en 2023 ou 2024.

Selon l'ADEME et la DGE, le processus en cours au sein des fermes pilotes a permis aux développeurs et aux services de l'Etat d'acquérir de nombreuses informations (données de sites, connaissances de sol, zones de raccordements...) et de tester la réglementation en vigueur pour anticiper le développement des fermes commerciales des AO5 et AO6. Pour l'ADEME et la DGE, ces fermes auront « un impact majeur en termes de structuration de la filière française et européenne de l'éolien flottant d'une part et de retour d'expériences pour les futurs développements commerciaux à l'échelle du territoire d'autre part ».

La Cour relève que ces fermes étaient supposées entrer en service avant le lancement des appels d'offres relatifs aux parcs éoliens flottants commerciaux, ce qui aurait permis à ces derniers de bénéficier dans de meilleures conditions, du retour d'expérience des expérimentations en cours tant sur le volet procédural que sur le process industriel. Une partie du financement des fermes pilotes a été ainsi dépensée de façon non optimale pour les fermes commerciales.

En sus des financements opérés par les PIA 1 à 3 jusqu'à 2020, axés principalement sur le soutien aux fermes pilotes, d'autres fonds sont mobilisés depuis 2021 dans le cadre du plan

¹⁴⁷ Bilan financier actualisé à la fin avril 2022

¹⁴⁸ Le projet HALIADE X (aide 10,3 M €) : ce projet coordonné par GE Renewable Energy, avec une nacelle prototype produite à Saint-Nazaire, vise à concevoir et fabriquer une turbine d'éolienne en mer de puissance de plus de 10 GW.

¹⁴⁹ avec la liquidation d'un des partenaires : SENVION

¹⁵⁰ GE, Naval Energies : la ferme pilote EFGBI

France 2030. L'objectif avancé par l'Etat dans le « plan France 2030 » conduit par le SGPI depuis 2021, est de renforcer l'industrialisation de la filière dans une double direction.

Plusieurs appels à manifestation d'intérêt (AMI) et appels à projet (AAP) ont été lancés cette année¹⁵¹ en vue d'accompagner le développement industriel d'activités de production et d'assemblage de flotteurs (acier et/ou béton). De plus, un soutien est également prévu pour structurer l'offre des ports sur chacune des façades métropolitaines afin de permettre l'accueil des entreprises de fabrication de sous-composants, d'assemblage de flotteurs, mise à l'eau et intégration de turbines à quai.

Ces objectifs s'appuient sur la stratégie d'accélération « technologies avancées des systèmes énergétiques » dotée d'un budget de 100 à 120 M€ destiné à financer l'éolien flottant mais aussi le photovoltaïque et les réseaux. Ils s'appuient également sur le plan d'investissement de France 2030 pour l'industrialisation de l'éolien flottant dont le soutien est prévu à hauteur de 200 M€ (y inclus le photovoltaïque et les réseaux).

Par ailleurs, dans le cadre d'une feuille de route relative à l'éolien flottant, rédigée sous le pilotage du SGPI en mai 2022¹⁵², des mesures sont proposées pour renforcer la coordination de la politique industrielle avec la politique énergétique. La Cour dans son rapport de 2018 avait critiqué le caractère insuffisamment articulé de ces deux politiques publiques.

Avec cette feuille de route, un début d'articulation entre la politique industrielle de développement de la filière éolienne flottante et de la politique énergétique formalisée par les appels d'offres est relevé. Il est ainsi prévu une planification coordonnée des appels d'offres de la PPE pour les projets éoliens avec les appels à projet et appels à manifestation d'intérêt organisés dans le cadre du plan France 2030. La confrontation des agendas de la PPE et des quotités prévisibles avec les objectifs de la politique industrielle organisée dans le cadre du plan France 2030 a ainsi permis à l'administration d'identifier le rythme et la quotité nécessaire à la sécurisation de la rentabilité des projets d'investissements des industriels. Une augmentation du volume et du rythme des appels d'offres sur dix ans est ainsi proposée.

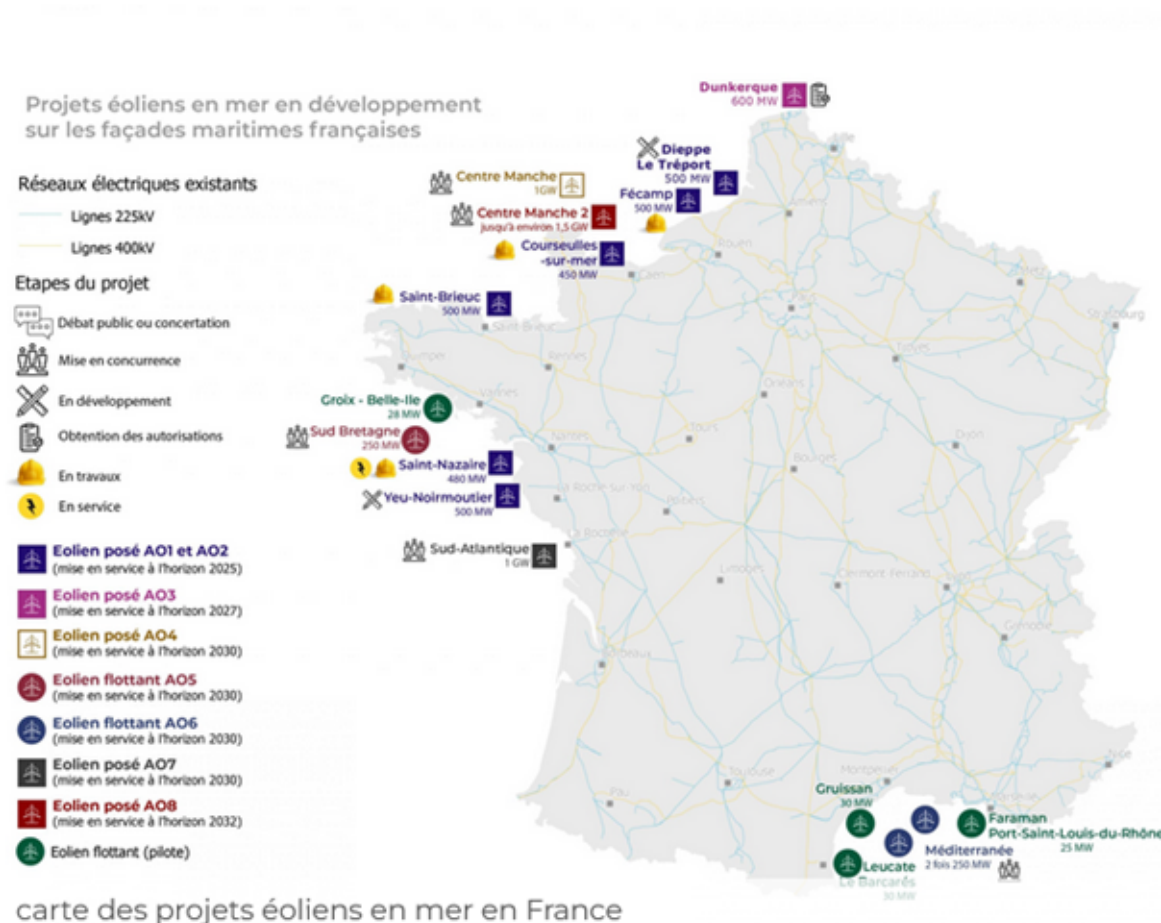
Depuis la dernière enquête de la Cour, des avancées sont donc intervenues dans l'articulation entre la politique énergétique menée par la DGEC et la politique industrielle conduite par le SGPI, la DGE et l'ADEME. Il reste à savoir si les mesures visant à accélérer et fluidifier le lancement de l'attribution des appels d'offres et les soutiens à la mutation des infrastructures portuaires et à l'émergence d'une industrie nationale de pointe capable d'emporter ces marchés se vérifient dans les années à venir.

¹⁵¹ Les projets sont en cours d'examen pour certains de ces AAP et AMI, d'autres ne sont pas encore clôturés.

¹⁵² Le SGPI a indiqué que le contenu de cette feuille de route est confidentiel.

Annexe n° 4. Projets de parcs éoliens maritime en France

Carte n° 3 : Projets de parcs éoliens maritime en France



Source : <https://www.eoliennesenmer.fr/presentation>

Annexe n° 5. Servitudes météorologiques, civiles et militaires relatives à l'implantation des éoliennes

• Les servitudes liées aux radars

Les éoliennes peuvent provoquer plusieurs types d'interférences avec les radars de Météo-France¹⁵³. La réglementation¹⁵⁴ prévoit une distance dite de protection allant de 4 à 10 km selon le type de radars¹⁵⁵ pour laquelle l'avis conforme de Météo France est requis. Au-delà de la distance de protection, l'arrêté du 28 août 2011 prévoit une distance dite d'éloignement allant de 10 à 30 km¹⁵⁶, dans laquelle le porteur de projet doit réaliser une étude des impacts cumulés selon une méthode reconnue par le ministère (article 4 de l'arrêté du 26 août 2011) ; l'avis de Météo France n'est pas requis. Météo France indique que les situations où l'implantation est in fine soumise à son avis sont devenues l'exception et non la règle générale. Afin de faciliter l'appréciation des risques d'interférence de leur projet avec ses radars, Météo-France a mis en place une application en ligne¹⁵⁷ que les porteurs de projet peuvent renseigner et qui leur délivre un certificat à insérer dans leur dossier de demande d'autorisation¹⁵⁸.

S'agissant de la sécurité de la navigation maritime et fluviale, la distanciation minimale des éoliennes doit être de 20 km pour les radars portuaires et de 10 kms pour les radars de centre régional de surveillance et de sauvetage, sauf à obtenir l'accord écrit de l'établissement public chargé des missions de l'État en matière de sécurité de la navigation maritime et fluviale.

Des distances minimales d'éloignement sont également prévues pour les radars de l'aviation civile et les dispositifs d'aides à la navigation allant de 15 à 30 km¹⁵⁹.

Pour les radars militaires, les règles appliquées par le ministère des armées¹⁶⁰ relatives à l'instruction des implantations éoliennes étaient regroupées jusqu'en 2021 dans une la circulaire du 9 juillet 2018 qui soumettait notamment les éoliennes à une règle d'autorisation dans un rayon de 30 km d'un radar. Par instruction datée du 18 juin 2021 (dite instruction n° 1050), l'Armée a modifié ses critères d'analyse en les adaptant aux perturbations liées à

¹⁵³ Météo-France dispose en France métropolitaine de 33 radars Météo-France et d'un radar tiers et de 6 radars en outre-mer. Les éoliennes peuvent provoquer un « écho éolien » : l'éolienne réfléchit une partie du signal radar que celui-ci peut interpréter à tort comme étant de la pluie ce qui conduit à une sur-estimation des précipitations et dégrade la qualité des prévisions météorologiques. Elles peuvent également avoir un « effet masque » : l'éolienne masque le faisceau radar, dissimulant la pluie qui se trouve derrière provoquant un effet inverse de l'écho éolien par une sous-estimation des précipitations

¹⁵⁴ Arrêté du 28 août 2011 sur le régime ICPE des éoliennes terrestres

¹⁵⁵ 5 km pour les radars de bande de fréquence C ; 10 km pour les radars de bande de fréquence S ; 4 km pour les radars de bande de fréquence X

¹⁵⁶ 20 km pour les radars de la bande C, 30 km pour les radars de bande 3 et 10 km pour les radars de la bande X

¹⁵⁷ Application RADEOL accessible en ligne : [Météo-France Radeol](#)

¹⁵⁸ L'application RADEOL délivre automatiquement un certificat au porteur de projet mais il ne s'agit pas d'un avis Météo-France au sens réglementaire du terme mais d'une simple information sur la situation réglementaire applicable. Environ 1 000 certificats sont produits tous les ans.

¹⁵⁹ 30 km pour les radars primaires, 16 km pour les radars secondaires, 15 km pour les VOR (abréviation de VHF Omnidirectional Range ; les VOR désignent un système de positionnement radioélectrique utilisé en navigation aérienne

¹⁶⁰ Cf notamment articles L.5111-6, L.5112-2, L.5114-2, L.5113-1 du code de la défense et article L.54 du code des télécommunications électroniques.

l'augmentation de la taille et de la hauteur des pales. Le ministère des Armées indique que des campagnes de tests en vol ont permis de constater et mesurer des perturbations sur la détection des radars effectives et sensibles jusqu'à des distances de 70 kilomètres. Cette instruction a ainsi élargi à 70 km la zone à partir de laquelle, les éoliennes sont soumises à obligation de solliciter une autorisation. Cette instruction, déferée devant le juge administratif par une des deux fédérations professionnelles éoliennes, a été abrogée par le ministère le 2 juin 2022 avant l'intervention du juge administratif. Le ministère des armées a indiqué ne pas prendre une nouvelle circulaire. En l'état actuel de la réglementation, l'implantation d'éolienne dans un rayon de 5 km autour des radars militaires est proscrite. Le ministère des Armées précise que les demandes d'implantation demeure étudiée au cas par cas, en fonction de la gêne réelle et effective provoquée sur les différents radars et selon une analyse multicritère en fonction de l'implantation des éoliennes, des radars, de la topographie de terrain et du dispositif de protection global de la défense du territoire. Il indique que le taux d'avis favorables rendus est proche de 90%.

S'agissant des aides radioélectriques à la navigation aérienne¹⁶¹, les éoliennes doivent respecter une distance minimale de 15 km. D'autres servitudes radioélectriques sont également prévues et donnent lieu à l'appréciation de l'implantation éolienne selon des critères liés à un zonage¹⁶².

- **Les servitudes liées à la présence d'aérodromes.**

Outre la distance avec les radars, la réglementation prévoit des servitudes destinées à limiter les impacts des parcs éoliens avec les aérodromes.

Aux abords de certains aérodromes civils, l'article L6351-1 du code des transports instaure des servitudes spéciales dites « servitudes aéronautiques de dégagement », à l'intérieur desquelles la présence d'obstacles susceptibles de constituer un danger pour la circulation aérienne ou nuisibles au fonctionnement des dispositifs de sécurité établis dans l'intérêt de la navigation aérienne est interdite. Un accord de l'aviation civile est requis¹⁶³ pour les installations dont la hauteur pourrait constituer un obstacle à la navigation aérienne. L'autorisation de la DGAC peut prévoir des conditions d'implantation de hauteur et de balisage pour les besoins de la navigation aérienne. Afin d'instruire les demandes des porteurs de projet, la DGAC a mis en place des guichets uniques pour le traitement des dossiers dits « obstacles » répartis sur le territoire national. Les éléments que la DGAC prend en compte pour apprécier la compatibilité des implantations éoliennes avec la sécurité de la navigation aérienne étaient regroupés dans une circulaire de 2012, révisées dans une note du 13 juillet 2022¹⁶⁴.

¹⁶¹ VOR, TACAN

¹⁶² Zonage primaire de dégagement, zonage secondaire de dégagement ; secteur de dégagement.

¹⁶³ Pour l'ensemble des demandes instruites en 2022, la DGAC a rendu 46 avis favorables sur les 124 préconsultations ; en plus des dossiers soumis à préconsultations, dans le cadre de l'instruction des demandes d'autorisation, la DGAC a rendu 74 avis favorables (relatifs à un total de 311 éoliennes) et deux avis défavorables. La comparaison avec les années antérieures est compliquée par l'absence de suivi statistique relative au ratio entre les avis favorables ou défavorable comparé au nombre total de saisines, la DGAC n'ayant mis en place son nouveau portail en ligne pour la saisie des demandes qu'à partir de 2022. Les chiffres communiqués par la DGAC concernant les années 2020 et 2021 sont les suivants : en 2020 (1077 pré-consultations ; 246 avis favorables dans le cadre des autorisations environnementales, soit 1 302 éoliennes) en 2021 : 915 préconsultation pour les éoliennes ; 297 avis favorables dans le cadre des autorisations environnementales (soit 1 400 éoliennes).

¹⁶⁴ Cette note relative au traitement des projets éoliens par les services de l'aviation civile est parue le 9 août 2022 au bulletin officiel du ministère de la transition écologique.

S'agissant des aérodromes militaires, des règles liées aux zones et espaces aériens associés aux aérodromes de la défense ainsi qu'aux itinéraires à vue, aux circuits d'aérodromes interviennent également dans l'appréciation des conditions d'autorisation des éoliennes.

- **Les servitudes liées aux zones d'entraînement de l'aviation militaire**

Les armées disposent de zones de survol pour l'entraînement à très basse altitude de leurs équipages dénommées VOLTAC (secteur de vols tactiques), SETBA (secteur d'entraînement à très basse altitude) et RTBA (réseau à très basse altitude) qui couvrent environ 20% du territoire national. Les RTBA¹⁶⁵ de l'Armée de l'Air sont protégés par une limitation de hauteur fixée à 150 mètres maximum¹⁶⁶. Pour les SETBA¹⁶⁷ et les VOLTAC¹⁶⁸, les autorisations sont accordées au cas par cas. Ainsi, une partie importante du territoire est concernée par l'encadrement militaire des règles d'implantation des éoliennes (cf carte ci-dessous). Le ministère indique ne pas émettre d'interdiction systématique et étudier au cas par cas les demandes d'installation dans les zones sous contraintes aéronautiques. Il estime que 50% des implantations éoliennes actuelles ont été érigées dans des zones d'activité militaires.

Selon le bilan effectué des demandes d'autorisation de parcs éoliens appréciés pour l'ensemble des servitudes militaires (radars, aérodromes et zones d'entraînements) lors d'une réunion organisée par le cabinet de la ministre de la défense le 25 avril 2022, depuis le 1^{er} janvier 2022, 87 demandes sur 96 ont reçu un avis favorable soit un taux de 94 % contre 92 % en 2021 ; mais ces chiffres concernent des dossiers instruits selon les critères antérieurs à l'instruction 1050 qui avait durci les conditions d'octroi de l'autorisation du ministère.

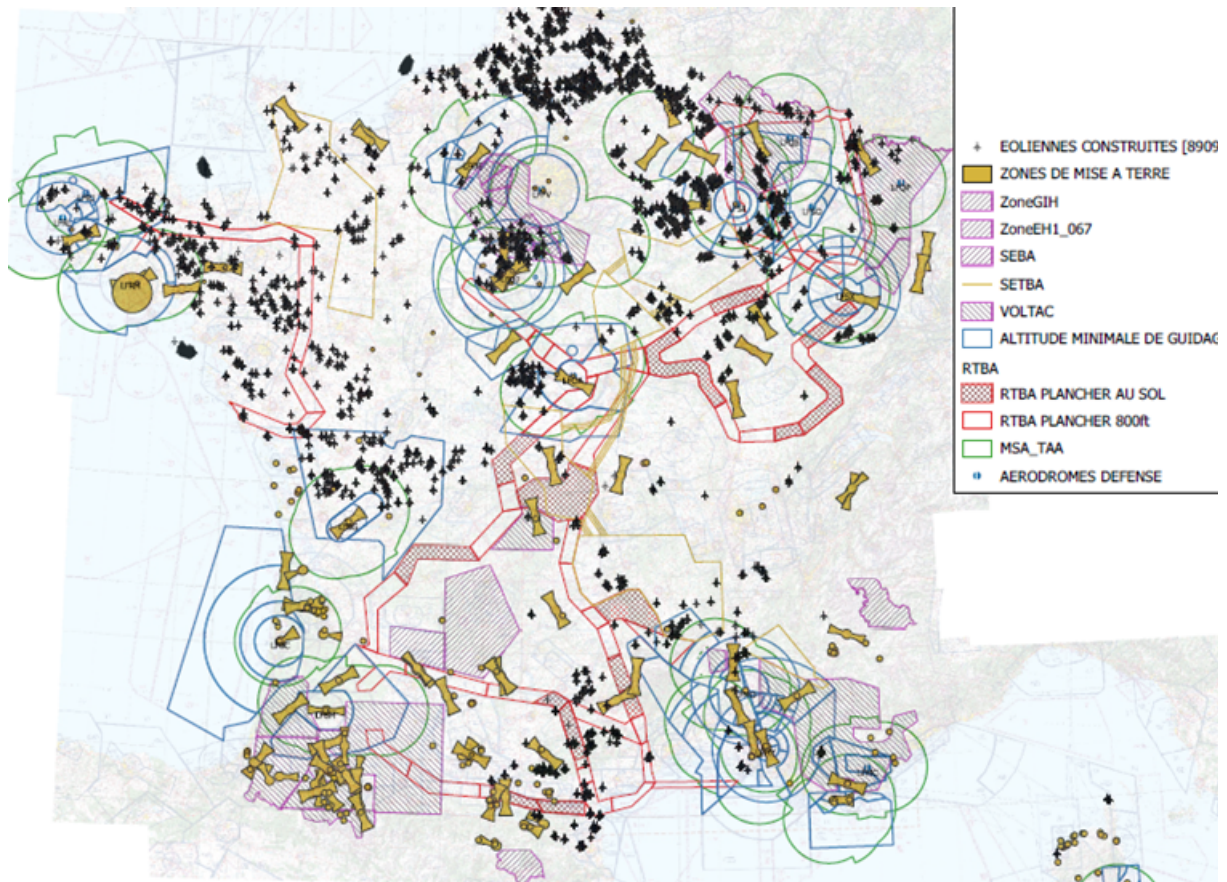
¹⁶⁵ Ces zones, reliées entre elles, définissent des itinéraires spécifiques destinés aux vols d'entraînements à très basse altitude et très grande vitesse.

¹⁶⁶ il existe également une RTBA abaissé au sol interdisant toute implantation d'éolienne

¹⁶⁷ secteurs permettant des activités aériennes à très basse altitude (vols à moins de 500 pieds).

¹⁶⁸ Secteurs dans lesquels, les hélicoptères de l'armée de l'air évoluent en vol tactique c'est à dire vite et proche du sol (entre 0 et 500 pieds)

Carte n° 4 : Carte des servitudes et zones réglementées du ministère des Armées et implantations des éoliennes



Source : ministère des armées

- **Le partenariat de la DGAC avec les développeurs relatif au remplacement des VOR conventionnels par des VOR Doppler**

La DGAC a engagé un partenariat avec les développeurs qui acceptent de prendre en charge le coût du remplacement des VOR conventionnels par des VOR Doppler.

La DGAC a ainsi conventionné avec une trentaine de porteurs de projet éolien pour un montant de prise en charge financière forfaitaire fixé à 1 M € par VOR Doppler.

L'espace libéré par le retrait d'un VOR correspond à environ 707 km² par installation¹⁶⁹.

La DGAC s'est engagée à retirer douze installations d'ici la fin de l'année 2022 et le même nombre d'ici fin 2024 soit un total d'environ 17 000 km².

En 2022, six VOR ont été retirés de service, soit une surface de 4 241 km² ouverte à l'implantation éolienne, un autre VOR ayant déjà été retiré en 2021

¹⁶⁹ Pour une surface de 15 km de rayon.

Annexe n° 6. Les évolutions du cadre réglementaire français relatif à l'éolien jusqu'en 2021

Entre 2003 et 2010, l'éolien terrestre est régi dans le cadre du permis de construire qui intégrait dans la procédure la réalisation d'une étude d'impact et l'organisation d'une enquête publique. Ces deux dernières caractéristiques ne l'ont plus quitté, l'étude d'impact et l'enquête publique étant toujours des étapes clés dans la procédure éolienne terrestre mais également maritime. La loi urbanisme et habitat du 2 juillet 2003 qui avait soumis l'éolien terrestre au régime du permis de construire a également instauré la possibilité pour les régions de mettre en place un schéma régional éolien. La loi de programmation fixant les orientations de la politique énergétique de 2005 instaure le dispositif de l'obligation d'achat et l'assortit d'un cadrage géographique pour l'implantation des parcs avec la mise en place des zones de développement de l'éolien, l'objectif étant de maîtriser le développement des projets éoliens dans les territoires. En 2010, la loi Grenelle II a donné une nouvelle ampleur aux schémas régionaux éoliens en les rendant obligatoire par le fait de les insérer en annexe au schéma régional climat et énergie nouvellement créé. Elle a également instauré la règle des cinq mâts qui oblige tout projet d'implantation à prévoir au moins cinq éoliennes, ce qui réduisait de facto le nombre de parcs installés (cette règle a été supprimée en 2012). La loi Grenelle II adopte également la règle de la distance minimale des 500 mètres d'éloignement avec les habitations et des distances minimales d'éloignement pour les radars, ce qui se traduit par un nombre moindre de sites propices au développement de l'éolien. Elle soumet également désormais l'éolien terrestre au régime des ICPE- mesure toujours en vigueur-, ce qui n'est pas le cas de l'éolien maritime. En outre, la soumission de l'éolien terrestre au régime des ICPE va donner lieu à une instabilité réglementaire de la nomenclature relative à l'éolien (rubrique ICPE 2980 créée par le décret du 23 août 2011 formalisée par deux arrêtés du 28 août 2011 cf infra).

Depuis 2013, à l'exception des dispositions spécifiques de la rubrique ICPE formalisée par les deux arrêtés du 28 août 2011, le mouvement général de la réglementation va dans le sens de la simplification des règles pour l'éolien terrestre et de l'instauration d'un cadre réglementaire pour l'éolien maritime qui n'en disposait pas (à part le régime d'autorisation environnementale auquel sont assujettis les projets éoliens dans le domaine public maritime) avec le constat d'un mouvement législatif récent visant à accélérer la simplification de la procédure de l'éolien maritime.

Pour l'éolien terrestre, à partir de 2013 s'engage un mouvement de simplification qui débute avec la loi dite Brottes du 15 avril 2013 qui supprime la règle des 5 mâts et les zones de développement de l'éolien.

En 2015, la loi dite NOTRe instaure les SRADDET en confiant aux régions la définition d'objectifs quantitatifs pour les énergies renouvelables et la possibilité de définir les zones d'implantation géographique des éoliennes terrestres.

Suite à une expérimentation menée en 2014 dans sept régions pilotes pour la mise en place d'une autorisation environnementale unique, le dispositif est élargi au niveau national par l'ordonnance n°2017-80 du 26 janvier 2017 et ses décrets d'application. Le nouveau dispositif de l'autorisation environnementale – toujours en vigueur – applicable à l'éolien terrestre et à l'éolien maritime implanté dans le domaine public maritime, est mis en place. Il permet de regrouper les autorisations dans un même document et d'instaurer un guichet unique piloté par les DREAL. Cette ordonnance confère au juge administratif la possibilité d'annuler

partiellement ou de régulariser les autorisations environnementales afin de faciliter la régulation des contentieux particulièrement nombreux pour l'éolien.

En 2018, par décret du 29 novembre 2018, un niveau de recours est supprimé, le contentieux est désormais confié aux cours administratives d'appel. La loi n°2018-727 du 10 août 2018 pour un Etat au service d'une société de confiance dite loi ESSOC a permis la suppression de l'approbation d'ouvrages électriques inter-éolien et raccordement des parcs et supprime la nécessité d'obtenir les permis de construire modificatifs pour les parcs autorisés mais non construits;

En 2021, la loi Climat et Résilience du 22 août 2021 instaure un volet régional à la PPE pour les énergies renouvelables et prévoit la création d'un comité régional de l'énergie.

Pour l'éolien maritime, l'ordonnance relative aux espaces maritimes relevant de la souveraineté ou de la juridiction de la république française du 8 décembre 2016 instaure le dispositif de l'autorisation unique pour les projets éoliens implantés dans la zone économique exclusive (ZEE). En 2016, le contentieux de l'éolien maritime est confiée à la cour administrative de Nantes puis ensuite, par la loi du 7 décembre 2020 d'accélération et de simplification de l'action publique (dite loi ASAP), le contentieux relève désormais du Conseil d'Etat. En 2017, la loi du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement prévoit le raccordement en mer aux frais de RTE et sous sa maîtrise d'ouvrage. La loi du ESSOC du 18 août 2018 instaure l'autorisation à caractéristiques variables (cf infra) ainsi que la prise en charge par l'Etat d'une partie de l'étude d'impact et la saisine de la Commission Nationale du Débat public en amont des appels d'offres. La loi ASAP de 2020 instaure la parallélisation des procédures en vue de leur accélération en permettant au ministre chargé de l'énergie de lancer la procédure de mise en concurrence avant la fin du débat public ou de la concertation préalable. Elle prévoit également la mutualisation des débats publics par façade et encadre leur durée. La loi Climat et résilience de 2021 instaure la définition par façade maritime des objectifs quantitatifs de la PPE pour l'éolien maritime.

Deux arrêtés ministériels de prescriptions générales (dits AMPG) encadrant les installations éoliennes terrestres soumises au régime de la déclaration et de l'autorisation connaissent également la même instabilité avec une modification tous les deux ans. L'éolien terrestre est soumis au régime des installations classées (ICPE). La rubrique ICPE 2980 pour les éoliennes terrestres a été créée par le décret 2011-984 du 23 août 2011. La création de cette rubrique a été accompagnée de l'élaboration de deux arrêtés ministériels de prescriptions générales (dits AMPG) encadrant les installations éoliennes terrestres soumises au régime de la déclaration et de l'autorisation.

Ces arrêtés ministériels de 2011 ont été amenés à évoluer :

- en 2014 notamment pour préciser les prescriptions relatives à l'impact des éoliennes sur le fonctionnement des radars et des aides à la navigation utilisés dans le cadre des missions de sécurité de la navigation aérienne et de sécurité météorologique des personnes et des biens ;
- en 2020 notamment pour introduire l'obligation pour les exploitants de déclarer les données techniques des aérogénérateurs aux étapes clés du cycle de vie de l'installation, pour ajouter des conditions spécifiques dans le cas du renouvellement des aérogénérateurs d'un parc éolien en fin de vie, pour introduire l'obligation de démanteler la totalité des fondations sauf dans le cas où le bilan environnemental est défavorable, pour ajouter des objectifs de recyclage ou de réutilisation des aérogénérateurs et des

rotors démantelés, progressifs à partir de 2022, pour modifier la formule de calcul du montant des garanties financières à constituer initialement et au moment de la réactualisation à la suite d'une modification, en prenant en compte la puissance unitaire des aérogénérateurs

- et en 2021 notamment pour clarifier les prescriptions applicables en fonction de la date de dépôt de dossier d'autorisation ou du renouvellement, y compris concernant le critère d'appréciation de l'impact sur les radars Météo France, pour apporter des précisions sur le montant recalculé et l'actualisation des garanties financières à la mise en service et pour définir le protocole de mesure acoustique à appliquer et instaurer un contrôle acoustique systématique à réception.

Annexe n° 7. Le contentieux éolien et l'organisation de sa prise en charge par les services de l'Etat

Le niveau de recours des décisions concernant l'éolien terrestre et maritime est très élevé ce qui représente un frein au développement des projets éoliens compte-tenu des délais de traitement des contentieux. Les services de l'Etat se sont organisés pour gérer ces contentieux par une répartition de leur prise en charge entre l'échelon central et le niveau local.

Tous les projets offshore ont fait l'objet de recours, et une grande majorité des projets terrestres également. Les recours sont, le plus souvent, portés par des associations de protection de l'environnement, des riverains ou, pour l'éolien maritime, par les associations de pêcheurs. Les recours pour l'éolien maritime portent sur ¹⁷⁰ 28 recours et 56 procédures au total (8 au tribunal administratif (TA), 28 à la cour administrative d'appel (CAA) et 20 au Conseil d'Etat). La durée maximum du contentieux a concerné le parc de Saint-Brieuc (six ans). Un des contentieux a été engagé contre la France, auprès de la Commission européenne, par la Belgique au sujet du parc éolien de Dunkerque, en cours de développement.

De nombreuses mesures de régulation des recours ont été engagées ces dernières années.

Pour l'éolien terrestre, le niveau du tribunal administratif a été supprimé par décret du 29 novembre 2018 relatif aux éoliennes terrestres ; le contentieux relève désormais des cours administratives d'appel et du conseil d'Etat (en cassation). La Direction des Affaires Juridiques (DAJ) du ministère de la transition écologique a constaté que depuis cette réforme, le délai de jugement est compris entre 12 et 18 mois en premier et dernier ressort et qu'il est porté jusqu'à 30 mois lorsqu'un pourvoi en cassation a été déposé devant le Conseil d'Etat. Avant cette réforme, le délai de jugement en premier et dernier ressort (TA et CAA) pouvait être compris entre 3 et 4 ans, porté à plus de 6 ans en cas de pourvoi déposé devant le Conseil d'Etat. Une réduction des délais est donc constatée. Cette réforme s'est également traduite par un amoindrissement des marges de manœuvre de l'administration, qui ne peut plus rattraper en appel des lacunes dans l'instruction des dossiers ou le traitement des mémoires en défense.

Pour l'éolien maritime, la suppression du niveau des tribunaux administratifs avait été réalisée antérieurement, en 2016, le contentieux étant alors confié à la cour administrative d'appel de Nantes. Finalement, il a été décidé de supprimer ce niveau et de centraliser les recours de premier et dernier ressort au niveau du Conseil d'Etat pour l'éolien offshore ce qui a été effectué depuis la loi ASAP en 2020. A la date de clôture de l'enquête, un seul recours introduit sous ce nouveau régime a donné lieu à une décision au fond du Conseil (11 mois se sont écoulés entre le dépôt des requêtes et la décision du Conseil d'Etat).

Une autre mesure de régulation des contentieux introduite en 2017 dans le code de l'environnement¹⁷¹ donne la possibilité au juge administratif, lorsqu'il constate qu'un vice n'affecte qu'une phase de l'instruction ou qu'une partie de l'autorisation, de limiter à cette

¹⁷⁰ Projet de Courseulles-sur-Mer : 2 recours et 4 procédures au total (2 en CAA et 2 en CE) ; projet de Fecamp : 2 recours et 4 procédures au total (2 en CAA et 2 en CE) ; projet de Saint-Brieuc : 7 recours et 19 procédures au total (5 en TA, 7 en CAA, 7 en CE) ; projet de Saint-Nazaire : 2 recours et 4 procédures (2 en CAA et 2 en CE) ; projet de Yeu-Noirmoutier : 10 recours et 19 procédures au total (3 au TA, 10 en CAA et 6 en CE) ; projet de Dieppe-le-Treport (aucun recours n'est clos) : 5 recours et 6 procédures au total (5 en CAA et 1 en CE)

¹⁷¹ Article L181-18 du code de l'environnement créé par l'ordonnance n°2017-80 du 26 janvier 2017

phase ou à cette partie la portée de l'annulation et de demander au préfet de reprendre l'instruction à la phase ou sur la partie entachée d'irrégularité. Il peut également lorsqu'il constate qu'un vice entraînant l'illégalité de l'autorisation est susceptible d'être régularisé par une autorisation modificative, surseoir à statuer le temps que la régularisation soit effectuée (dans un délai qu'il fixe). La loi relative à l'accélération de la production des énergies renouvelables¹⁷² fait obligation au juge de permettre, avant de procéder à une éventuelle annulation, la régularisation d'une illégalité d'une autorisation environnementale.

De plus, les moyens de contrôle de la légalité ont été réformés, par le décret du 29 novembre 2018¹⁷³ dans le sens d'une cristallisation des moyens au bout de deux mois à compter de la communication aux parties du premier mémoire en défense. Les parties ne peuvent donc plus invoquer de nouveaux moyens après l'expiration de ce délai.

La fonction de médiateur de l'éolien a été instituée fin 2021 et confiée à un membre du CGEDD. Il peut être saisi par les préfets lorsqu'ils font face à des cas particulièrement difficiles que le droit peine à appréhender. Le médiateur a pour mission d'évaluer l'acceptabilité des projets, de s'assurer que la concertation a été bien menée et de proposer aux développeurs des évolutions permettant d'améliorer leurs projets et de renforcer le niveau de consensus local.

Dans la circulaire du 16 septembre 2022 relative à l'accélération des énergies renouvelables, le gouvernement annonce qu'aucun pourvoi en cassation ne sera formé automatiquement contre des autorisations régulièrement délivrées et que chaque décision d'opportunité sur un éventuel pourvoi sera prise par les directions du MTEC compétentes.

Pour l'éolien terrestre, jusqu'à la suppression du premier niveau, les DREAL rédigeaient les avant-projets de mémoires en défense pour ce premier palier. Depuis la suppression de ce niveau, les DREAL sont toujours les rédactrices des avant-projets mémoires en défense¹⁷⁴, la Direction des Affaires Juridiques (DAJ) du ministère de la transition écologique gère au niveau central les recours en cassation devant le Conseil d'Etat. En cas de décision juridictionnelle défavorable à l'Etat, la DAJ saisit pour avis la DGPR concernant l'opportunité de se pourvoir en cassation. La DGPR consulte les services déconcentrés (DREAL, DEAL) concernés et formule un avis sur l'opportunité d'un recours. L'expertise de la DGALN est parfois sollicitée sur des points complexes relatifs à la biodiversité ou au paysage. Il arrive que surviennent des divergences, soit entre le préfet et la DGPR, soit entre le préfet et la DREAL, ou en interne au sein des services centraux. En pratique, la DAJ suit très souvent l'avis de la DGPR, sauf objection éventuelle quant aux chances trop faibles ou selon les consignes du cabinet du ministre.

La DAJ estime qu'environ 170 requêtes en premier et dernier ressort ont été traitées en 2020 et 2021. Depuis le début de l'année 2022 (entre janvier et avril), 62 requêtes relatives à l'éolien ont été déposées auprès d'une cour administrative d'appel. Plus globalement, en ce qui concerne le contentieux éolien (TA, CAA et CE), la DAJ estime qu'environ 267 requêtes ont été déposées en 2020 et 215 en 2021. Ces chiffres peuvent être mis en perspective avec les 195 arrêtés préfectoraux (autorisation, refus, rejet) signés sur douze mois glissants ce qui révèle que la grande majorité des décisions préfectorales font l'objet d'un voire de plusieurs contentieux.

¹⁷² Article 23 et 60

¹⁷³ Décret n°2018-1054 relatif aux éoliennes terrestres, à l'autorisation environnementale et portant diverses dispositions de simplification et de clarification du droit de l'environnement.

¹⁷⁴ Préparés par les DREAL, les mémoires en défense sont revues, signées et déposées par la DAJ du ministère de la transition écologique.

La DAJ n'établit pas de statistiques sur les contentieux éoliens mais considère, selon les estimations réalisées en octobre 2021 qu'environ 500 contentieux éoliens sont en cours et 210 d'entre eux portent sur des refus d'autorisation contestés par les porteurs de projet, soit 42% des contentieux suivis par la DAJ. Les pétitionnaires attaquent systématiquement les décisions de refus de délivrance d'autorisation et ont souvent gain de cause auprès des cours administratives d'appel. Les décisions de délivrance d'autorisation sont attaquées quasi-systématiquement également, le plus souvent par des associations de riverains opposées au projet ou des associations environnementales, plus rarement par des particuliers isolés, et plus rarement encore par des communes éventuellement opposées au projet.

La DGPR indique qu'en règle générale, le préfet est souvent porteur d'une approche politique des projets, prenant en compte l'opposition ou au contraire (plus rarement) l'implication des populations locales dans les projets contestés. Il arrive régulièrement que le préfet sollicite des pourvois en cassation pour des motifs politiques liés au contexte local. Ces demandes sont mises en perspective par la DREAL ou la DGPR en fonction des intérêts protégés visés par l'article L511-1 du code de l'environnement.

La DGPR a relevé que la réforme du contentieux éolien entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2019 s'est traduite par un amoindrissement des marges de manœuvre de l'administration, qui ne peut plus rattraper en appel des lacunes dans l'instruction des dossiers ou le traitement des mémoires en défense. Elle indique que parfois des lacunes sont identifiées mais l'argumentaire technique pertinent des administrations centrales ne peuvent être intégrées dans les mémoires de la DAJ au motif que celui-ci aurait été opérant en appel mais demeure insuffisant pour appuyer un pourvoi en cassation. La réforme du contentieux a donc placé les services déconcentrés en première ligne ; leur intervention est déterminante sur le devenir contentieux des projets éoliens et des décisions prises à leur égard par le préfet. Les lacunes intervenant éventuellement à ce stade ne sont plus rattrapables. Des actions d'information et de formation à destination des services déconcentrés sont en cours pour renforcer leur expertise contentieuse. La DGPR est en cours d'élaboration d'un guide contentieux consacré à l'éolien.

Tableau n° 8 : Instances consultées durant l'examen des demandes d'autorisation (éolien terrestre)

Sites classés ou en instance de classement	Lorsque l'autorisation environnementale est demandée pour un projet pour lequel elle tient lieu de l'autorisation spéciale au titre des sites classés ou en instance de classement, le préfet saisit pour avis conforme le ministre chargé des sites qui, s'il le juge utile, peut solliciter l'avis de la commission supérieure des sites, perspectives et paysages = article R181-25 code de l'environnement
Réserves naturelles	Lorsque l'autorisation environnementale est demandée pour un projet pour lequel elle tient lieu de l'autorisation spéciale au titre des réserves naturelles lorsque celle-ci est délivrée par l'Etat, le préfet peut saisir pour avis la commission départementale de la nature, des paysages et des sites ou le conseil scientifique régional du patrimoine naturel. En cas d'avis défavorable de cette commission ou de ce conseil, le préfet saisit pour avis conforme le ministre chargé de la protection de la nature qui se prononce le cas échéant après avis du conseil national de la protection de la nature. = article R181-26 du code de l'environnement
Dérogação « atteinte aux habitats et espèces protégées »	Lorsque l'autorisation environnementale l'autorisation environnementale est demandée pour un projet pour lequel elle tient lieu de dérogation aux interdictions édictées en application du 4° de l'article L411-2, le préfet saisit pour avis le Conseil national de la protection de la nature qui se prononce dans les 2 mois. Si l'avis du conseil national de la protection de la nature est défavorable ou assorti de réserves, le préfet saisit pour avis conforme le ministre chargé de la protection de la nature ou si la dérogation concerne des espèces marines, le ministre chargé des pêches maritimes. = article R. 181-28 du code de l'environnement
Défrichement	Lorsque la demande d'autorisation environnementale tient lieu d'autorisation de défrichement d'un bois ou d'une forêt relevant du régime forestier, le préfet saisit pour avis l'Office national des forêts. = article R.181-31 du code de l'environnement
Aviation civile Défense Architecte des Bâtiments de France Météo	Lorsque la demande d'autorisation environnementale porte sur un projet d'installation éolienne, le préfet saisit pour avis conforme : <ul style="list-style-type: none">- Le ministre chargé de l'aviation civile,- Le ministre de la défense,- L'architecte des bâtiments de France si l'autorisation environnementale tient lieu des autorisations prévues par les articles L621-32 et L632 du code du patrimoine,- Les opérateurs radars et de VOR (visual omni range) dans les cas prévus par un arrêté du ministre chargé des installations classées. = article R181-32 du code de l'environnement

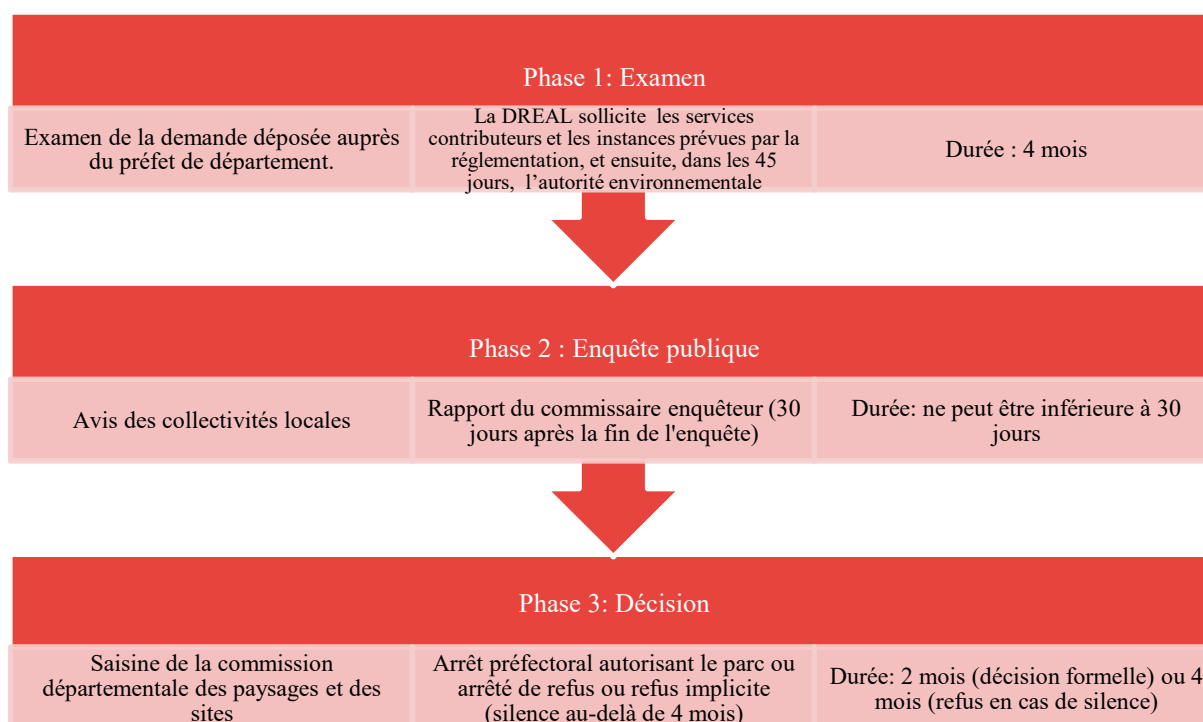
Source : Cour des comptes

Annexe n° 8. Instruction des autorisations environnementales (éolien terrestre) : procédure d'instruction, délai et dossiers en cours

1) Les trois phases de la procédure d'instruction des projets éoliens terrestres

La procédure d'autorisation environnementale se déroule en trois phases : une phase d'examen de la demande d'autorisation déposée auprès du préfet du département faisant intervenir de nombreux services de l'État, une phase de consultation du public et une phase de décision. Durant la phase d'examen, le service installations classées des DREAL assure l'instruction des demandes. Il sollicite le concours de nombreux services contributeurs : les services de la DREAL en charge des paysages et de la biodiversité, les services de la DREAL en charge de l'étude des dangers (installations classées), les services déconcentrés du ministre de la culture et du patrimoine, des services de la Défense, de la DGAC, de Météo France et de l'agriculture.

Schéma n° 1 : Les trois phases de la procédure d'autorisation des projets éoliens terrestres (hors zones d'accélération pour l'implantation des éoliennes terrestres)



Source : Cour des comptes

2) **Délais d'instruction des autorisations environnementales (éolien terrestre)**

Tableau n° 9 : Délai d'instruction des demandes d'autorisation depuis 2018

Année d'autorisation	Nombre d'autorisation (AEnv)	Délai d'instruction (mois)
2018	9	12
2019	59	15
2020	73	18
2021	110	22
2022 (année en cours)	27	22

Source : DGPR

Tableau n° 10 : Délais moyens d'instruction avant et après la réforme de l'autorisation environnementale (éolien terrestre)

Région	Autorisation (2016 - 2021)		Autorisation environnementale (2017 - 2021)	
	Nb d'AP AE	Durée moyenne d'instruction DDAE (mois)	Nb d'AP AEnv	Durée moyenne d'instruction DDAEnv (mois)
AUVERGNE - RHONE-ALPES	12	16	7	14
BOURGOGNE - FRANCHE-COMTE	26	18	7	18
BRETAGNE	27	18	17	16
CENTRE-VAL DE LOIRE	49	16	19	9
GRAND EST	65	18	18	25
HAUTS-DE-FRANCE	130	15	40	17
ILE DE FRANCE	1	13	2	13
NORMANDIE	22	18	10	14
NOUVELLE-AQUITAINE	92	23	36	21
OCCITANIE	16	19	7	27
PAYS DE LA LOIRE	44	14	18	22
PROVENCE-ALPES-COTE D'AZUR	0	0	0	0
MOYENNE NATIONALE		18		18

Source : DGPR

Tableau n° 11 : Délais des phases de l'enquête publique et de décision

Année de décision	Nombre de DDAEnv	Moyenne de Durée phase décision (mois)	Phase de consultation du public (mois)	Durée totale d'instruction (mois)
2018				
AP d'autorisation	7	3	5	12
AP de refus	2	5	4	12
2019				
AP d'autorisation	51	4	5	15
AP de refus	8	5	6	14
2020				
AP d'autorisation	55	6	6	17
AP de refus	21	9	6	20
2021				
AP d'autorisation	70	7	7	22
AP de refus	44	6	7	21

Source : DGPR

3) Dossiers en cours d'instruction (éolien terrestre)

Tableau n° 12 : Les autorisations en cours au premier semestre 2022 en nombre de dossiers et en puissance MW

REGIONS	AUTORISATIONS EN COURS	
	Nb de dossiers	Puissance (MW)
AUVERGNE-RHONE-ALPES	21	516
BOURGONE-FRANCHE-COMTE	31	903
BRETAGNE	22	279
CENTRE-VAL DE LOIRE	33	689
GRAND EST	128	3 142
HAUTS DE FRANCE	124	2 813
NOUVELLE-AQUITAINE	89	1 669
NORMANDIE	16	291
ILE-DE-FRANCE	0	0
OCCITANIE	2	50
PAYS DE LA LOIRE	15	232
	481	10 584

Source : DGPR

Tableau n° 13 : État des lieux d'instruction des dossiers de demande d'exploitation de parcs éoliens terrestres au 2^{ème} trimestre 2021

Région	Autorisations délivrées		Autorisations en cours (T2 2021)		Autorisations rejetées			Autorisations refusées		
	Nb de dossier	Puissance (MW)	Nb de dossier	Puissance (MW)	Nb de dossier	Puissance (MW)	Motifs principaux	Nb de dossier	Puissance (MW)	Motifs principaux
ARA	2	32	21	516	1	25	Biodiv : fort enjeu Milan royal	1	25	Biodiv (2 éoliennes dans
BFC	3	67	31	903	9	182	5 Biodiversité	2	34	1 saturation visuelle
BRETAGNE	13	167	22	279	2	28		1	13	
Cvdl	7	80	33	689	1	40	/	8	155	Patrimoine et Paysage
GE	6	121	128	3142	9	141	1 - Biodiversité /Cadre de	6	127	2 Cadre de vie
HdF	26	354	124	2813	4	76	3 Biodiversité	19	349	3 refus tacites
IDF	1	6	0	0	0	0	/	1	21	Paysage
NA	15	221	89	1669	4	92	Armée, paysage	24	399	12 : paysage, patrimoine
NOR	1	7	16	291	0	0	/	3	32	1 SETBA, 2 Biodiversité
OCC	5	73	2	50	2	88	1 - Biodiversité	3	39	Biodiversité, Patrimoine
PACA	0	0	0	0	0	0	/	0	0	-
PDL	10	120	15	232	5	113	Biodiversité, PLU, paysage, p	1	24	Paysages, patrimoine
REU	0	0	1	12	0	0	/	0	0	-
Total	89	1 247	482	10 597	37	785		69	1 218	13

Source : DGPR

Note : la 1^{ère} colonne (vert) correspond au nombre d'autorisations signées pendant les 12 derniers mois ; la 2^{ème} colonne (jaune) correspond au nombre d'autorisation en cours d'examen au T2 2021 ; la 3^e colonne (rose) correspond au nombre de rejet d'autorisation des 12 derniers mois (pendant la phase d'examen ; la 4^{ème} colonne (gris) correspond au nombre des refus d'autorisation des 12 derniers mois (conclusion de la phase de décision). Motifs des refus d'autorisation des éoliennes terrestres entre juin 2020 et juin 2021

Tableau n° 14 : Autorisations en instruction, rejetées et refusées pour l'éolien terrestre

Région	Autorisations		Autorisations en		Autorisations rejetées			Autorisations refusées		
	Nb de dossiers	Puissance (MW)	Nb de dossiers	Puissance (MW)	Nb de dossiers	Puissance (MW)	Motifs principaux	Nb de dossiers	Puissance (MW)	Motifs principaux
ARA	2	32	21	516	1	25	Biodiv : fort enjeu Milan roy	1	25	Biodiv (2 éoliennes dans
BFC	3	67	31	903	9	182	5 Biodiversité	2	34	1 saturation visuelle
BRETAGNE	13	167	22	279	2	28		1	13	
CVdL	7	80	33	689	1	40	/	8	155	Patrimoine et Paysage
GE	6	121	128	3142	9	141	1 - Biodiversité /Cadre de	6	127	2 Cadre de vie
HdF	26	354	124	2813	4	76	3 Biodiversité	19	349	3 refus tacites
IDF	1	6	0	0	0	0	/	1	21	Paysage
NA	15	221	89	1669	4	92	Armée, paysage	24	399	12 : paysage, patrimoine
NOR	1	7	16	291	0	0	/	3	32	1 SETBA, 2 Biodiversité
OCC	5	73	2	50	2	88	1 - Biodiversité	3	39	Biodiversité, Patrimoine
PACA	0	0	0	0	0	0	/	0	0	-
PDL	10	120	15	232	5	113	Biodiversité, PLU, paysage,	1	24	Paysages, patrimoine
REU	0	0	1	12	0	0	/	0	0	-
Total	89	1 247	482	10 597	37	785		69	1 218	13

Source : DGPR

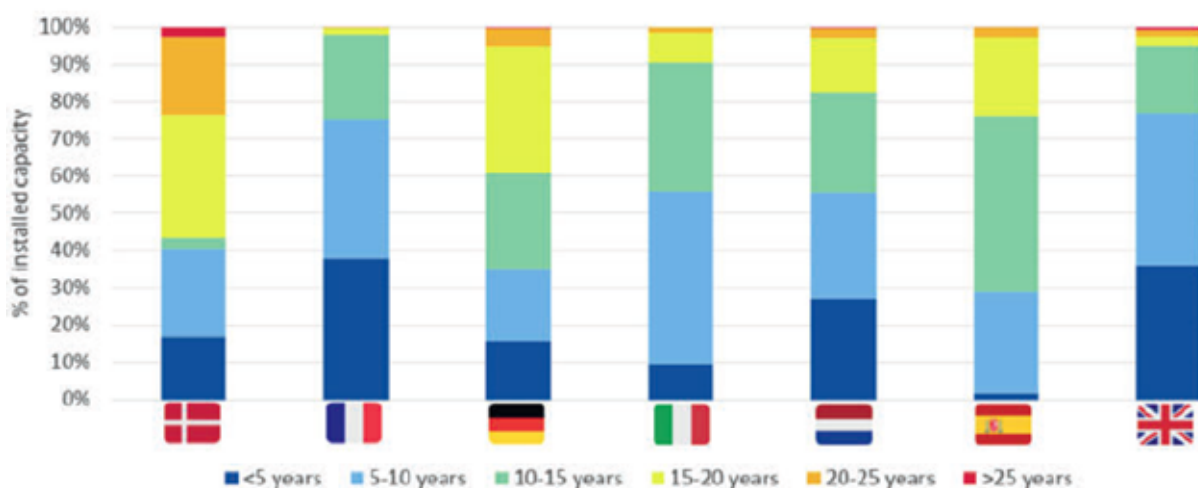
Annexe n° 9. Le renouvellement des parcs (repowering)

L'instruction du 11 juillet 2018 a clarifié l'instruction des projets de renouvellement en distinguant plusieurs cas :

- Cas n° 1 : remplacement des éoliennes par un autre modèle de dimensions identiques, au même emplacement
- Cas n° 2 : remplacement, au même emplacement, par des éoliennes de même hauteur hors tout (mât, nacelle et pale à la verticale), mais avec des pales plus longues
- Cas n° 3 : remplacement, au même emplacement, par des éoliennes plus hautes
 - En cas d'éoliennes plus hautes :
 - augmentation inférieure à 10 % : modification non substantielle,
 - augmentation inférieure à 50 % : modification substantielle,
 - zone intermédiaire entre 10 et 50 % laissée à l'appréciation des services au cas par cas.
- Cas n°4 : remplacement et et déplacement des éoliennes
- Cas n° 5 : ajout de mâts.

Le repowering va prendre de l'ampleur dans les prochaines années avec l'arrivées en fin de vie des premiers parcs éoliens. Selon l'Ademe, entre 40 et 80 GW de puissance éolienne terrestre pourraient atteindre leur fin de vie d'ici à 2030 à travers l'Union Européenne. Sont principalement concernés, à court/moyen termes, le Danemark, dont environ 20 % de la capacité installée des parcs éoliens ont plus de 20 ans, et l'Allemagne. En France, 7 GW seraient concernés sur la période 2021-2028.

Graphique n° 11 : Répartition de la capacité installée des parcs éoliens par tranche d'âge



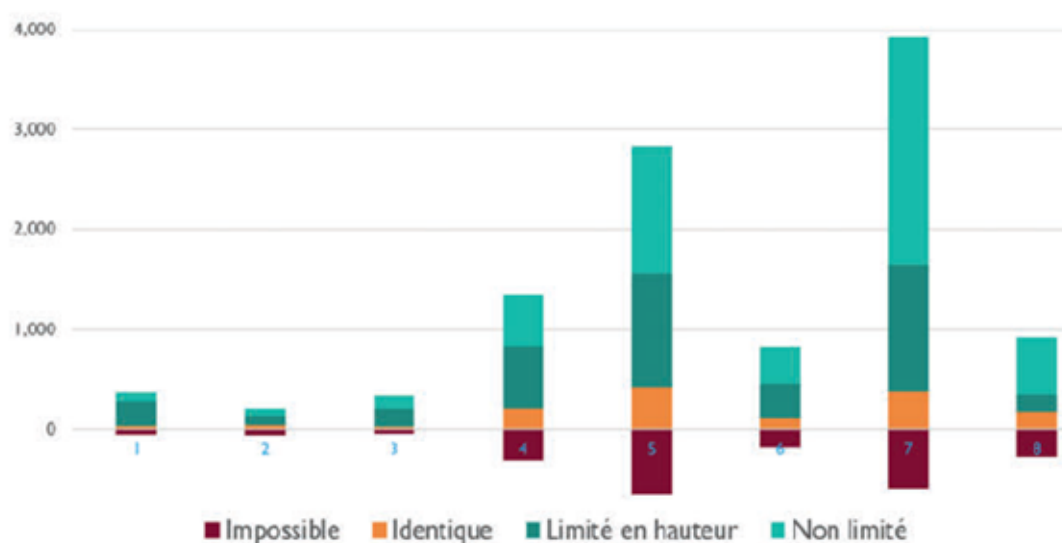
Source : WindEurope 2019 cité par Ademe (renouvellement des parcs)

L'Ademe estime à 65 % la proportion des parcs éoliens construits avant 2015 qui serait soumise à contraintes dans au moins une famille, et 30 % dans au moins deux familles (radar, Natura 2000, météo...). Elle estime également qu'au minimum un quart des projets de

l'échantillon étudié pourraient se voir imposer de reconstruire à l'identique (du fait notamment des contraintes de hauteur et/ou de diamètre de rotor). Parmi ceux-ci, 10 à 15 % pourraient renoncer au renouvellement en raison de coûts trop élevés (> 70 €/MWh) en raison de l'absence de perspective d'optimisation de leurs coûts.

Sur les projets non contraints, la baisse des coûts de production attendue conduirait au contraire à des gains de production quasiment doublés par rapport au périmètre de l'échantillon étudié.

Graphique n° 12 : Potentiel de pertes et gains de production par type de renouvellement (GWh/an)

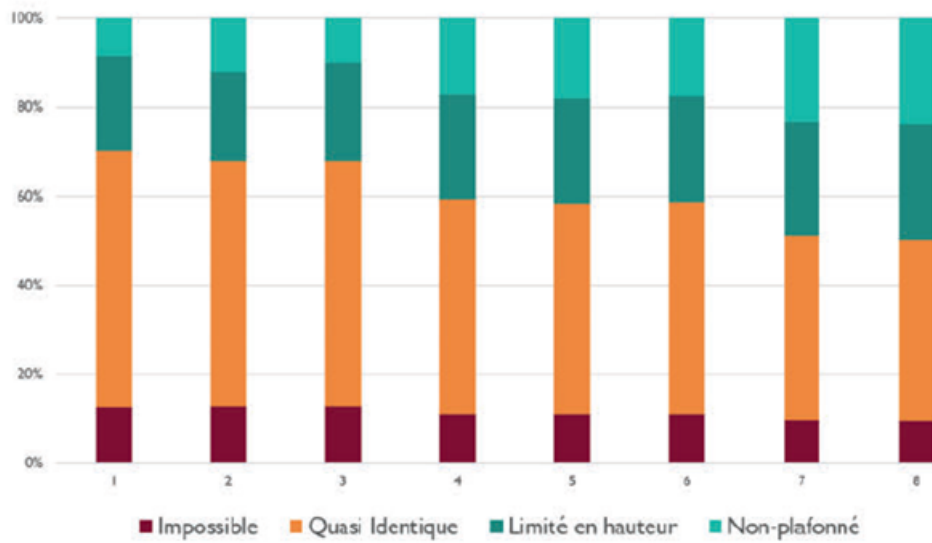


Source : Ademe

Note : Les catégories 1 & 2 concernent les parcs mis en service avant 2005- Les catégories 3 à 5 concernent les parcs mis en service entre 2005 et 2009 - Les catégories 6 à 8 concernent les parcs mis en service entre 2009 et 2014

Les résultats de l'analyse faite par l'Ademe montrent que les parcs les plus contraints sont les plus anciens (mis en service avant 2005). Les parcs qui pourront être renouvelés, même s'ils sont limités en nombre, présentent aussi des possibilités de gains de production importantes du fait des améliorations technologiques importantes proposées par les parcs renouvelés. Les parcs plus récents présentent souvent moins de contraintes.

Graphique n° 13 : Proportion de renouvellement par type de renouvellement selon l'âge des parcs



Source : Ademe

Note : Les catégories 1 & 2 concernent les parcs mis en service avant 2005- Les catégories 3 à 5 concernent les parcs mis en service entre 2005 et 2009 - Les catégories 6 à 8 concernent les parcs mis en service entre 2009 et 2014.

Annexe n° 10. Les principaux modèles de prise en charge par l'Etat des étapes de la procédure de l'éolien maritime en Europe

Tableau n° 15 : Modèles de prise en charge par l'Etat des étapes de la procédure de l'éolien maritime en Europe

<i>Rôle de l'Etat</i>	Etudes de dérisquage	Etude d'impact	Enquête publique	Autorisation	Occupation du domaine public	Recours
<i>France</i>	X	Une partie de l'étude d'impact ¹⁷⁵	X			
<i>Royaume-Uni</i>		X	X		X ¹⁷⁶	
<i>Belgique</i>	X	X ¹⁷⁷	X			
<i>Allemagne</i>	X	X ¹⁷⁸				
<i>Danemark</i>	X		X ¹⁷⁹			
<i>Pays-Bas</i>	X	X	X	X	X	X

Source : Cour des comptes

¹⁷⁵ En France, depuis la loi ESSOC, l'Etat prend en charge une partie de l'étude environnementale (les études permettant d'alimenter l'état initial de l'environnement, qui est une partie obligatoire de l'étude d'impact).

¹⁷⁶ La désignation du lauréat vaut délivrance d'occupation du domaine public

¹⁷⁷ Le lauréat ne réalise pas l'étude d'impact mais seulement un rapport environnemental

¹⁷⁸ Le lauréat réalise une étude d'impact allégée car l'État fédéral réalise en amont une étude d'impact précise

¹⁷⁹ Une consultation du public est réalisée par le porteur de projet en amont de présenter son projet ; après examen, la collectivité organise à son tour une enquête publique avant d'autoriser le projet

Annexe n° 11. Le modèle allemand de planification spatiale de l'éolien terrestre

En Allemagne, une planification prescriptive est conduite à tous les échelons administratifs. Ce modèle présente des avantages certains mais également des fragilités juridiques. Le système d'aménagement territorial allemand est structuré autour de trois niveaux : le niveau fédéral, le niveau des Länder qui élabore les plans et programmes de développement régionaux et le niveau local. Une participation au développement de l'éolien doit être effectuée par chaque niveau avec réservation d'un pourcentage de foncier pour l'éolien. La loi fédérale sur l'aménagement du territoire dispose en effet que les conditions de surfaces nécessaires au développement des énergies renouvelables doivent être garanties dans les plans d'aménagement régionaux. Des contentieux ont été engagés à l'encontre de ces plans dont un certain nombre ont été annulés dans des régions à fort potentiel éolien.

Un projet de loi a été déposé le 15 juin 2022 afin de renforcer les procédures de planification et de faciliter l'approbation de l'éolien terrestre en Allemagne.

De plus, à travers la loi sur les besoins en surface éolienne, l'Etat vise à accroître la surface disponible dans le but d'affecter 2% de la superficie du territoire à l'éolien terrestre d'ici fin 2032 en fixant des zones juridiquement contraignantes réservées à l'éolien terrestre pour les Länder (ces derniers devront s'assurer qu'ils atteignent leurs objectifs de surface occupée par l'éolien ; à défaut, la règle de distance spécifique aux habitations ne s'appliquera pas).

Annexe n° 12. L'échec des expériences françaises de planification de l'éolien terrestre : les ZDE et les SRE

Les zones de développement éolien (ZDE)

Les ZDE, mises en place en 2010 par la loi Grenelle II ont perduré jusqu'à leur suppression en 2013. Le code de l'énergie (article L314-10 ancien) prévoyait la création de ces ZDE dans les parties du territoire régional favorables au développement de l'énergie éolienne selon le critère de leur potentiel éolien. L'objectif des ZDE était de permettre aux élus locaux de favoriser ou non l'implantation d'éoliennes en certains lieux. Seules les éoliennes implantées dans les ZDE pouvaient alors bénéficier du soutien financier dans le cadre de l'obligation d'achat. Jusqu'à la mise en place des schémas régionaux éoliens (SRE) en 2011, les ZDE constituaient le seul zonage relatif à l'éolien.

A partir de 2011, ils ont cohabité avec les SRE, leur articulation avec ces derniers était régie par le code de l'énergie qui prévoyait que sur proposition des communes ou EPCI, le représentant de l'Etat définit les ZDE en fonction des délimitations territoriales inscrites dans les SRE, de leur potentiel éolien, des possibilités de raccordement aux réseaux et en lien avec les problématiques paysagères, patrimoniales et de biodiversité. La mise en place des ZDE s'étant traduite par une baisse importante du nombre des implantations de parcs éoliens, elles ont été abandonnées en 2013¹⁸⁰.

Les schémas régionaux éoliens (SRE)

Les schémas régionaux éoliens ont été mis en place en 2003. Comme les ZDE, ces schémas ont connu plusieurs phases. La loi n°2003-590 du 2 juillet 2003 urbanisme et habitat avait ouvert la possibilité aux régions de mettre en place un schéma régional avec la contribution des services de l'État et après concertation avec les départements et les EPCI concernés. Afin de promouvoir un développement harmonieux de l'énergie éolienne, ces schémas devaient indiquer « les secteurs géographiques qui paraissent les mieux adaptés » à l'implantation des éoliennes. La notion de zones les mieux adaptés était comprise comme une zone dans laquelle les contraintes techniques et autres servitudes étaient estimées globalement les plus favorables.

Dès leur mise en place, ces schémas n'avaient pas valeur prescriptive. Ils ne liaient donc pas l'État dans l'instruction des demandes d'autorisation et les communes et EPCI n'étaient pas tenu d'en tenir compte dans l'élaboration de leur document d'urbanisme (SCOT et PLU). Ils étaient conçus comme des instruments supports qui contribuent à assurer une cohérente territoriale des différents projets. En 2005, l'articulation avec les ZDE s'est traduite par l'intégration dans la loi du critère lié aux ZDE c'est-à-dire le potentiel éolien. La finalité des SRE ne changeait pas (« promouvoir un développement harmonieux » de l'éolien en indiquant « les secteurs géographiques qui paraissent les mieux adaptés à l'implantation d'installation » d'éoliennes). En 2010, la loi Grenelle II a instauré les schémas régionaux climat air et énergie (SRCAE) et inscrit les SRE en annexe de ces schémas chargés d'identifier « les parties du territoire favorables au développement de l'énergie éolienne ».

¹⁸⁰ Les ZDE ont été supprimées par la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes

La loi no 2015-991 du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République a ensuite intégré les SRCAE (et leur volet SRE) dans le nouveau schéma régional : les schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET)¹⁸¹.

Les SRE ont été déferés par les associations défavorables à l'éolien devant le juge administratif qui les a annulés car ils n'avaient pas été précédés d'une évaluation environnementale conformément aux dispositions de l'article L122-4 du code de l'environnement¹⁸².

Les références aux SRE dans le code de l'environnement et le code de l'énergie

L'article L.553-1 du code de l'environnement toujours en vigueur, dispose que la délivrance de « l'autorisation d'exploiter une installation éolienne tient compte des parties du territoire régional favorables au développement de l'énergie éolienne définies par le schéma régional éolien (..), si ce schéma existe ».

L'article R.222-2 du code de l'environnement, également toujours en vigueur, dispose que le SRCAE (auquel la loi a substitué le SRADDET) comporte un volet intitulé « schéma régional éolien » et que ce dernier « identifie les parties du territoire régional favorables au développement de l'énergie éolienne compte tenu d'une part du potentiel éolien et d'autre part des servitudes, des règles de protection des espaces naturels ainsi que du patrimoine naturel et culturel, des ensembles paysagers, des contraintes techniques et des orientations régionales. ». Il est ajouté que ce schéma « établit la liste des communes dans lesquelles sont situées ces zones. Le code de l'énergie, à l'article L314-10, continue à viser le cas où un SRE ne serait pas publié pour donner la compétence au préfet de région de l'arrêter.

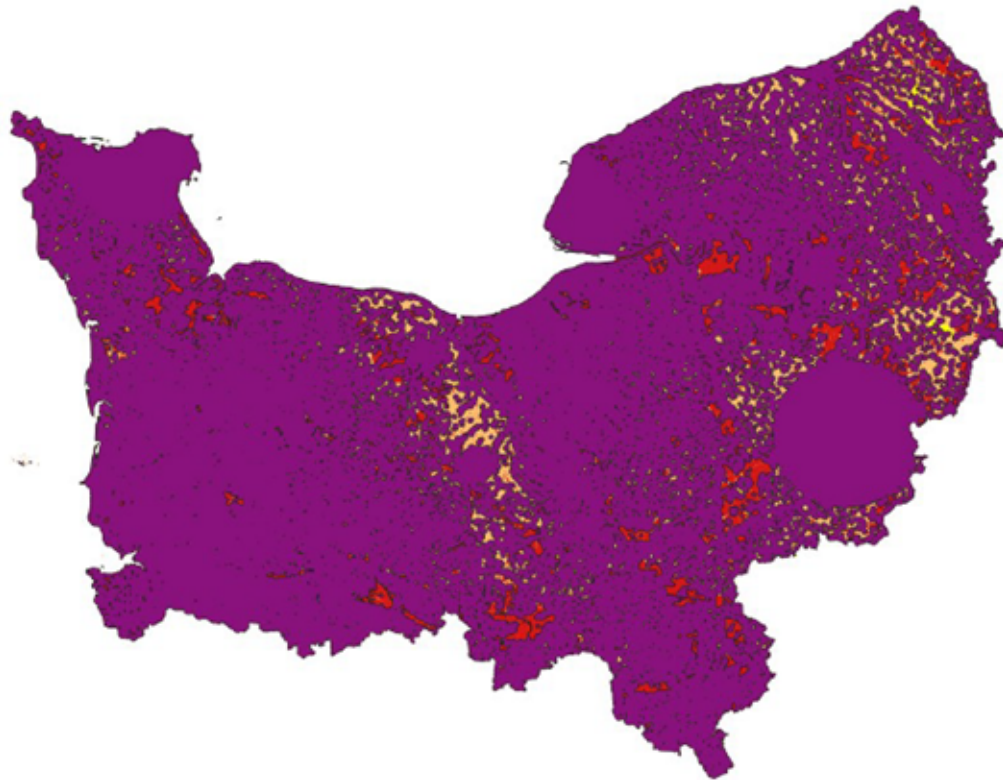
Le code de l'énergie maintient également des références aux schémas régionaux de l'éolien. L'article L314-10 prévoit qu'à défaut de publication du schéma régional éolien, le préfet de région est compétent pour l'élaborer et l'arrêter. L'article L141-5-2 du code de l'énergie vise le schéma régional de l'éolien comme partie constitutive du schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie de la région Ile-de-France.

¹⁸¹ Sauf pour l'Ile de France et la Corse pour lesquels le SRADDET n'est pas prévu ; pour ces deux régions, le SRCAE est maintenu

¹⁸² L'exigence d'évaluation environnementale, issue du droit communautaire, a été transposée postérieurement à la date limite de publication des SRE, de sorte que l'ensemble des SRE a été élaboré sans s'y conformer.

Annexe n° 13. Projet de cartographie des zones propices à l'éolien en Normandie

Carte n° 5 : Projet de cartographie des zones propices à l'éolien en Normandie



Violet : rédhibitoire
Rouge : à éviter
Orange : possible mais fortes contraintes
Jaune : possible avec contraintes locales
Vert : pas de contraintes identifiées
Bleu : possibilité de repowering
Les zones jaunes, vertes et bleues ne sont pas visibles sur la carte car les surfaces sont trop petites

Source : DGEC

Annexe n° 14. Évolution du zonage des parcs éoliens maritimes français**Tableau n° 16 : Évolution du zonage des parcs des premiers appels d'offres (km2)**

<i>Appel d'offres</i>	Dimensions de la zone mise en appel d'offres et soumise à débat public	Dimensions du parc lauréat
<i>Saint-Brieuc</i>	180	75
<i>Saint-Nazaire</i>	200	78
<i>Fécamp</i>	88	60
<i>Noirmoutier-Ile d'Yeu</i>	112	83
<i>Courseulles</i>	77	50
<i>Dieppe-Le Tréport</i>	110	83

Source : Cour des comptes

Tableau n° 17 : Évolution du zonage des parcs de Dunkerque, Centre-Manche, Sud-Bretagne, Occitanie, PACA et Oléron (en km2)

<i>Appel d'offres</i>	Zone mise en débat public	Zone mise au dialogue concurrentiel	Zone en appel d'offres
<i>Dunkerque</i>	180	73	50
<i>Centre-Manche 1</i>	10 500	500	183
<i>Sud-Bretagne</i>	1 330	600	

Source : Cour des comptes

Annexe n° 15. Planification maritime de l'éolien : les pratiques des pays européens voisins

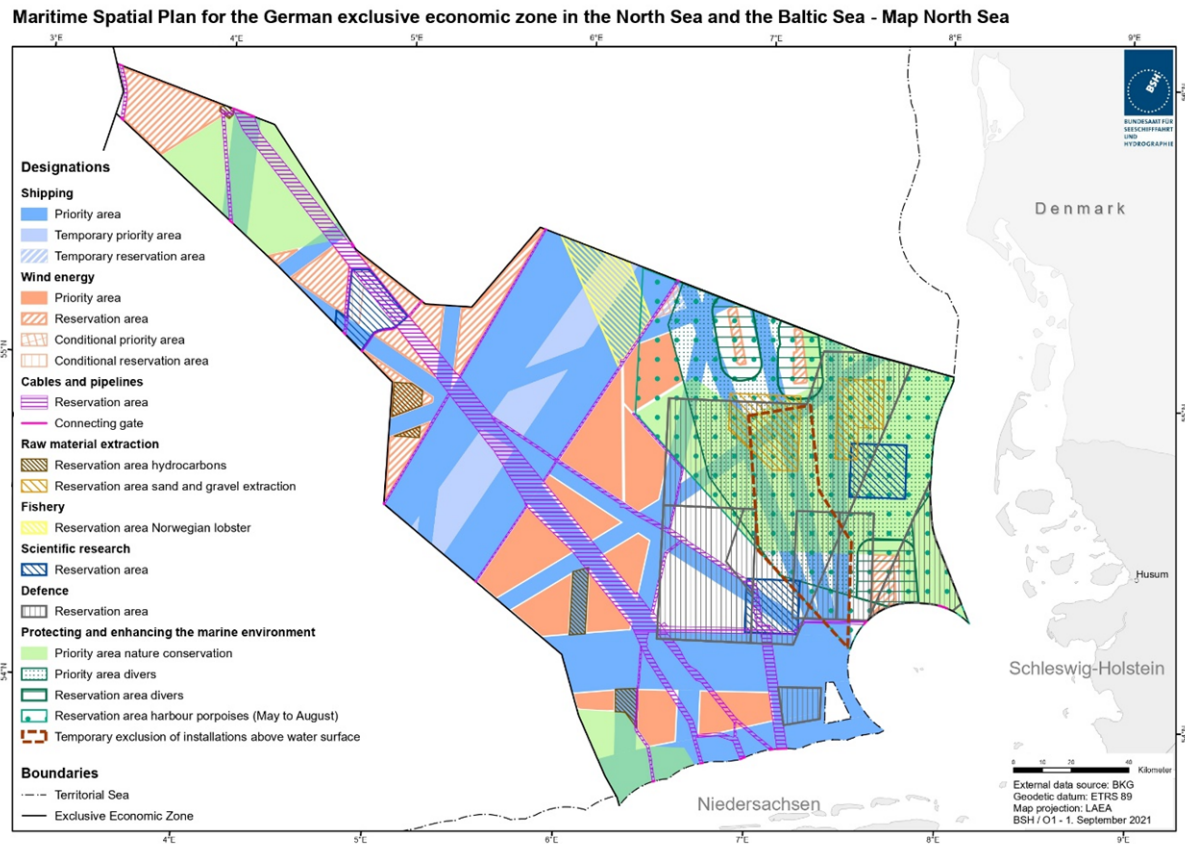
Allemagne :

Le cadre réglementaire de l'éolien maritime a été profondément réformé en 2017 par la loi sur l'offshore (Windenergie-auf-See-Gesetz-WindSeeG). Elle instaure un modèle centralisé (zentrales Modell) reposant sur la désignation des zones d'énergie éolienne offshore par l'Agence fédérale maritime et hydrographique allemande (BSH). Ce zonage par la BSH est en œuvre depuis 2011 donc bien avant la réforme du cadre réglementaire général de l'éolien maritime qui a consisté à doter la BSH de compétences supplémentaires, la chargeant en sus de la planification, de la réalisation des études de dérisquage (études sur les conditions techniques du sol, du vent et des courants). Le plan de zonage établi par la BSH comporte les localisations des futurs parcs ainsi que le tracé des câblages. Cette planification s'accompagne d'études d'impact environnemental et est réalisé dans le cadre de consultations avec les entreprises, les agences gouvernementales et les associations.

Le plan défini est incorporé dans le plan de développement des sites (Flächenentwicklungsplan – FEP) développé par le BSH qui détaille les zones qui seront proposées lors des appels d'offres ainsi que les périodes de ces derniers. Le FEP est mis à jour tous les quatre ans. Il a été modifié de façon anticipée en 2020 afin de répondre au rehaussement des objectifs décidés par le gouvernement. Le FEP s'inscrit dans le cadre du plan de planification maritime (Raumordnungsplan) qui définit les zones destinées à l'éolien en mer au sein de la ZEE allemande. Paru pour la première fois en 2009, le plan actuel a été publié en 2021. Les aires éoliennes sont définies d'après les objectifs de la loi WindSeeG qui prévoit 20 GW en 2030 pour les zones prioritaires et 40 GW en 2040 pour les zones de réserve. Les aires dites conditionnelles sont soumises à des arbitrages du ministère. Une nouvelle version de la loi est en discussion au Bundestag et prévoit au moins 30 GW d'ici 2030, 40 GW d'ici 2035 et 70 GW d'ici 2045 ce qui rend nécessaire l'identification de nouvelles zones.

Dans la cartographie maritime allemande, les zones prioritaires de l'éolien sont inscrites en orange et sont destinées à accueillir les parcs ; les zones de réservation ont été pensées pour répondre à l'accroissement ultérieur des capacités ; celles-ci sont considérées insuffisantes pour absorber la hausse des objectifs prévus par la nouvelle coalition fédérale.

Carte n° 6 : Cartographies de la planification maritime éolienne en zone économique exclusive en Allemagne



Source : [BSH - Maritime-Spatial-Plan-2021](#)

Danemark

Le premier exercice de planification maritime global a été achevé en 2021. Il porte sur les eaux territoriales (40 000km²) et la ZEE (61 500km²). Auparavant, seules des planifications sectorielles étaient effectuées. La planification énergétique est pilotée par l'Agence danoise de l'énergie.

En 1995, le Danemark a été le premier pays à créer un comité maritime spécial pour l'éolien offshore. A plusieurs reprises, le parlement a demandé à l'Agence danoise de l'énergie de réaliser des études pour identifier les capacités éoliennes. En 2018, il lui a été demandé de trouver des espaces pour 10 GW.

La première étape de l'exercice de planification conduit au Danemark consiste dans l'élaboration d'une cartographie large de l'ensemble des eaux danoises dans le cadre d'un dialogue menés par l'agence danoise de l'énergie avec les autres agences et services du pays afin d'identifier des zones spécifiques possibles pour le déploiement de l'éolien. Deux cartes sont alors dessinées :

-l'une superpose les restrictions pour l'éolien et indique les zones où l'implantation est impossible en raison notamment des servitudes de défense, de transport, de télécommunications, de la présence de Parc Natura 2000 et des parcs déjà existants. Les fonds

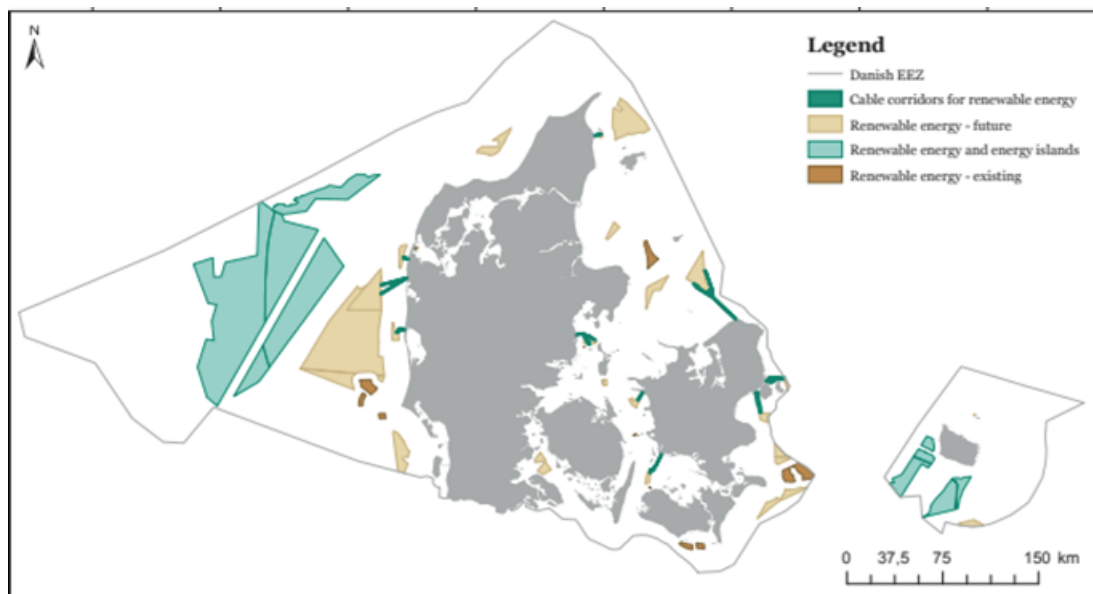
situés dans un rayon de 6km autour des parcs offshore en service sont considérés comme impraticables afin de préserver les conditions de vent des parcs installés ;

- une autre carte illustrant les activités compatibles avec l'éolien est tracée. Cet exercice demande, selon l'agence danoise de l'énergie, des efforts importants des autorités mais cela permet de réduire au maximum les conflits d'usage et les risques pour les investisseurs.

La deuxième étape consiste dans une étude approfondie pour laquelle l'agence danoise de l'énergie travaille en collaboration avec des consultants afin d'identifier la faisabilité technique et économique des zones préalablement identifiées. Les fonds à plus de 50 mètres sont exclus de l'étude tout comme les zones à moins de 20 km de la zone (15km dans le détroit). Les zones sont ensuite classées selon le LCOE estimé, la moins onéreuse étant proposée en appel d'offres.

Les exercices de mapping successifs ont montré la nécessité de réserver significativement plus de km² aux projets. En effet, lorsque les études physiques sont ultérieurement effectuées, cela conduit à la réduction de la zone concernée en raison de la découverte de nombreuses incompatibilités liées notamment aux restrictions environnementales (route des oiseaux migrateurs par exemple). L'agence danoise de l'énergie sélectionne donc des zones trois à quatre fois plus grandes que ce que sera in fine le parc offshore. Pour 1 GW, l'emprise réelle est estimée à 222 km².

Carte n° 7 : Plan maritime danois pour l'éolien maritime



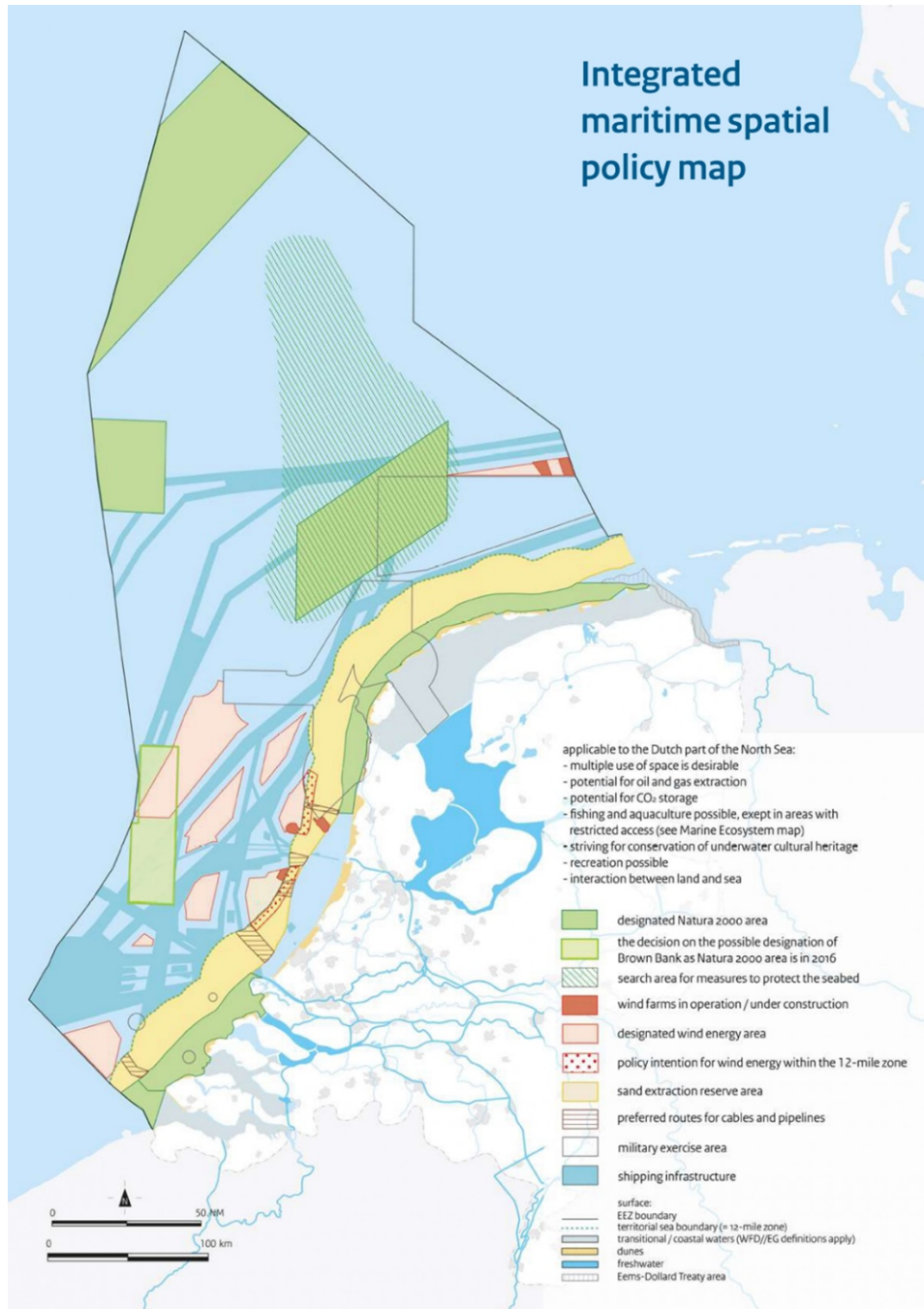
Source [Danmarks Havplan](#)

Pays-Bas :

L'exercice de planification est graduel. L'État a des zones dans le plan national de l'eau 2009-2015, puis de nouvelles zones dans la version 2016-2021 ainsi que dans la dernière version du plan établi pour la période 2022-2027. Les éoliennes en mer ne peuvent être installées que dans les zones prévues à cet effet pour lesquelles des études sont effectuées avant que l'État ne rende une décision sur le site qui sera soumis à appel d'offres et en fixe les critères.

Les zones destinées à l'éolien se décomposent en parcs en exploitation, parcs en construction, zones d'appels d'offres futurs et zones de prospective pour des appels d'offres après 2030. Il s'agit dans le cadre de cet exercice d'identifier et d'arbitrer entre les enjeux de biodiversité, de pêche, de défense et de commerce maritime afin de statuer sur la possibilité de déployer de l'éolien et lancer des études physiques sur les zones. Le North Sea Program 2022-2027 contient une cartographie de ces différents zonages.

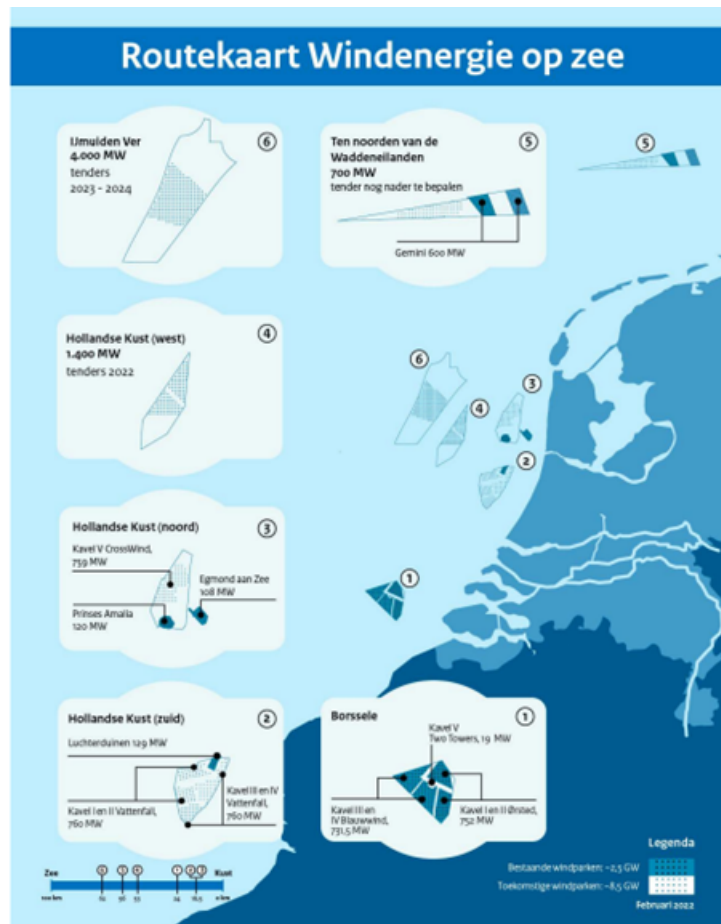
Carte n° 8 : Cartographie de la planification éolienne maritime aux Pays-Bas



Source [Policy Document on the North Sea 2016-2021](#)

La plupart des zones mentionnées dans ce document apparaissent comme prévues pour des appels d'offres dans la version suivante de 2022-2027.

Carte n° 9 : Zonage de l'éolien maritime aux Pays-Bas pour la période 2022-2027



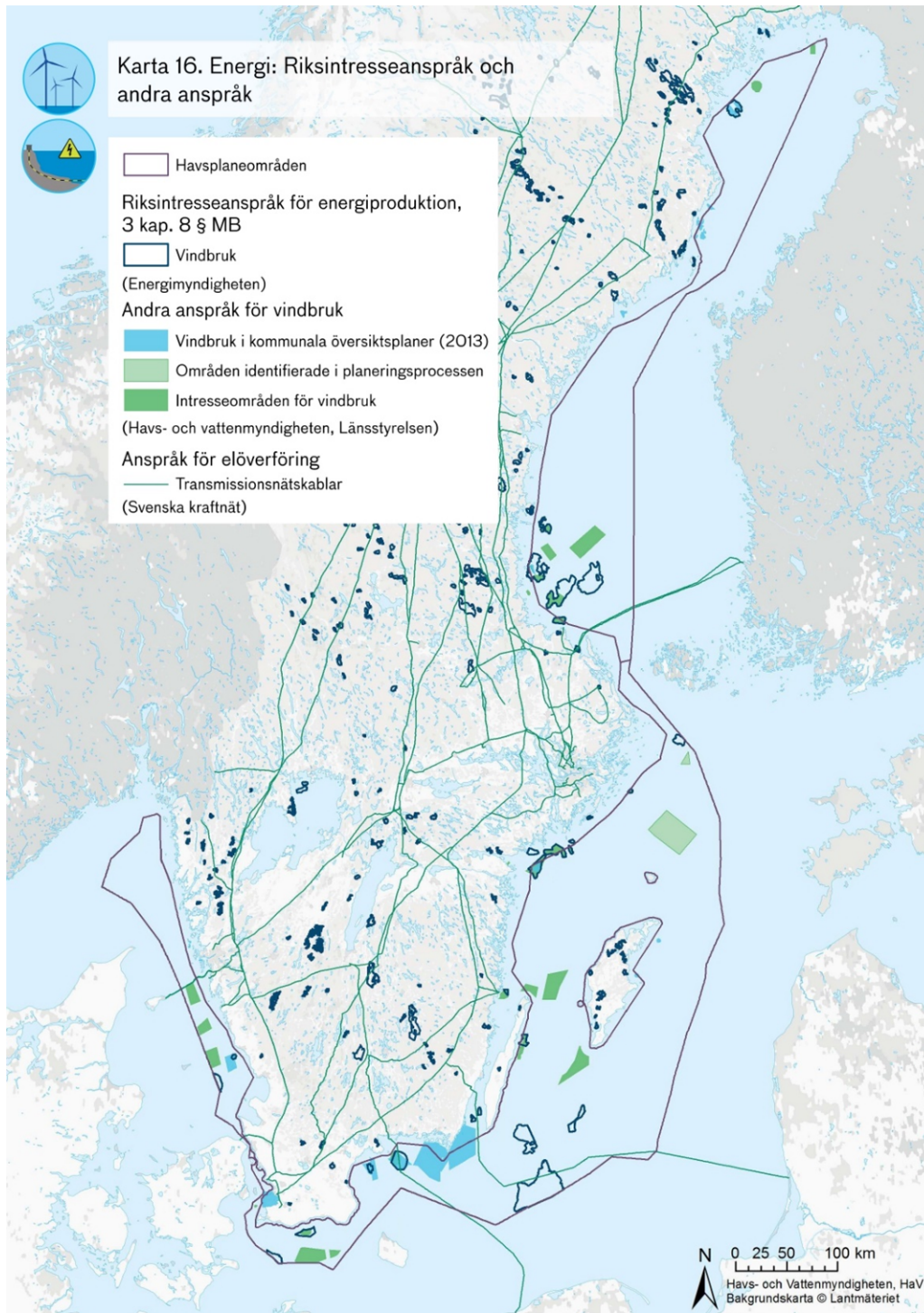
Source : [Programme de la Mer du Nord 2022-2027](#)

Suède :

L'exercice de planification consiste dans l'arbitrage entre les différentes activités sur le fondement du critère de l'intérêt général majeur, ceci lorsqu'elles apparaissent contradictoires, ce qui est notamment le cas de la politique énergétique et de la politique de la défense qui se disputent plusieurs zones. L'éolien est notamment favorisé lorsque les conditions de vent, de raccordement et de consommation proches sont favorables. L'implantation d'un parc dans une zone d'intérêt majeur facilite la délivrance des autorisations mais n'est pas obligatoire.

Les zones actuellement identifiées comme favorables à l'éolien représentent une production potentielle totale de 20 à 30 TWh. L'agence suédoise de l'énergie conduit actuellement des études pour délimiter des zones pouvant accueillir 90 TWh supplémentaires.

Carte n° 10 : Planification de l'éolien maritime de la Suède



Source [Havsplaner för Sverige - Bottniska viken, Östersjön, Västerhavet \(havochvatten.se\)](http://havochvatten.se)

Vindbruk i kommunala översiktsplaner (2013) = Parcs éoliens dans les schémas directeurs municipaux (2013) ;
 Områden identifierade i havsplaneringsprocessen = Zones identifiées dans le processus de planification maritime ;
 Intresseområden för vindbruk = Zones d'intérêt pour les parcs éoliens. Les points bleu foncé correspondent aux parcs éoliens en activité

Annexe n° 16. Les étapes conduisant au zonage des espaces destinés à l'éolien maritime

Les différentes étapes conduisant au zonage des espaces destinés à l'éolien offshore font intervenir la politique énergétique conduite par la DGEC et la politique spatiale maritime conduite par la Direction Générale des Affaires Maritimes, de la Pêche et de l'Aquaculture, avec différentes étapes.

Un travail d'identification du potentiel éolien des zones maritimes, d'une durée de deux ans environ, est d'abord conduit par la DGEC¹⁸³. Cette étape permet de quantifier l'objectif national à inscrire dans la loi de programmation énergie climat (LPEC) et dans la stratégie nationale maritime et littoral (SNML). A partir de la détermination de l'objectif national éolien, il s'agit ensuite de répartir le volume par façade et de l'inscrire dans la PPE lors de sa révision.

Le relais est ensuite pris par la politique maritime en vue d'inscrire ces volumes dans les documents stratégiques de façade et d'en déterminer le zonage spatial avec l'identification des sites.

La politique énergétique reprend la suite de la procédure. Après la révision de la PPE et des DSF, la DGEC organise les débats publics préalables au lancement des consultations (appels d'offres), ce qui mobilise les équipes en administration centrale et dans les DREAL au minimum 16 mois.¹⁸⁴ Du débat public résulte la validation de la zone ou une plusieurs zones alternatives à partir de laquelle ou desquelles l'État choisit une zone qu'il soumet à concurrence.

Le dialogue concurrentiel engagé avec les candidats permet ensuite d'arrêter un cahier des charges définitif avec un zonage précis des sites concernés par la consultation ; la durée de cette phase de mise en concurrence – hors retard - est estimée à un an¹⁸⁵. À la suite de la phase d'appel d'offres, un lauréat est choisi. La DGEC lance les études de dérisquage sur les sites retenus durant la phase de l'appel d'offres. Le lauréat, muni des études de dérisquage correspondant à une partie de l'étude d'impact, peut ensuite engager les études nécessaires à sa demande d'autorisation environnementale afin d'obtenir in fine, l'autorisation d'exploiter et donc d'engager les travaux de construction du parc.

¹⁸³ Ce travail d'identification du potentiel éolien suppose de conduire des études de caractérisation des sites au niveau environnemental et technique ; il est mené par la DGEC en lien avec le Cerema, l'Ifremer et l'OFB.

¹⁸⁴ Préparation saisine : 3 mois ; préparation du débat public : 5 mois ; débat public : 4 mois ; rapport et décision ministérielle : 4 mois ; évaluation environnementale stratégique : 1 an en parallèle du débat . La durée du débat public durerait dans les faits entre 18 et 24 mois selon les indications données à la Cour lors des entretiens réalisés durant l'enquête.

¹⁸⁵ Dialogue concurrentiel : 4 mois ; élaboration des offres : 4 mois ; analyse des offres et désignation du lauréat : 4 mois

Annexe n° 17. L'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER)

L'IFER est régie par l'article 1519 D du code général des impôts pour l'éolien terrestre, sous le nom d'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER), et par les articles 1519 B et 1519 C pour les éoliennes maritimes¹⁸⁶. Elle a été instituée par la loi de finances pour 2010 afin de compenser la suppression de la taxe professionnelle et de rétablir ainsi une retombée économique locale de la présence d'unités de production d'énergie et des réseaux. Il s'agit d'une taxe sur les capacités et non la production (ce qu'interdirait la directive européenne sur la taxation des produits énergétiques et ce qui simplifie la gestion), applicable aux éoliennes de plus de 100 KW. Son produit est affecté pour 30 % aux départements, pour 50 % aux EPCI et pour 20 % aux communes¹⁸⁷.

La taxation de l'éolien en mer a pris un nom différent mais obéit à la même logique de taxation des capacités¹⁸⁸. Pour les parcs en eaux territoriales, 50 % de son produit va aux communes littorales, 35 % de son produit aux comités des pêches¹⁸⁹, 10 % à l'Office français de la biodiversité et 5 % aux organismes de sauvetage en mer. L'affectation reste à préciser pour les parcs futurs en zone économique exclusive. Le rapport CGEDD-IGAM-IGF de juin 2021 sur le statut juridique et fiscal de l'éolien en mer a proposé que ce soit à un fonds national, considérant qu'au-delà de douze miles marins (la limite des eaux territoriales), l'affectation aux collectivités côtières voisines perd sa justification.

Le taux de ces taxes est de 3,254 €/KW pour l'hydraulique, le thermique, le nucléaire et, depuis 2019, pour le photovoltaïque ; de 7,82 €/KW pour l'éolien et les hydroliennes ; de 18,605 €/KW pour l'éolien en mer. On peut noter qu'à la suite d'un amendement à l'article 143 de la LFI pour 2020, un taux de 20,42 €/KW a été instauré pour la géothermie outre-mer. Le recouvrement est adossé à celui de la CFE. Le rendement de l'IFER éolien a été de 108,8 M€ en 2019. A l'horizon de 2024, lorsque les 2,9 GW des parcs maritimes des appels d'offres de 2011 et 2013, seront en service, le produit de leur taxe s'élèvera à 54,2 M€ par an.

En mars 2021, le MTECT a proposé de moduler le taux de l'IFER selon la densité préexistante d'éoliennes sur le territoire de l'EPCI bénéficiaire, pour encourager l'implantation dans les régions où elles sont les moins nombreuses. Parmi les arguments opposés par le ministre du budget et des comptes publics figurent ceux-ci : le niveau de la taxe est trop faible pour qu'une telle mesure soit incitative ; la constitutionnalité et la conformité au droit européen de la proposition paraissent douteuses ; la différenciation accroîtrait les coûts de gestion de cette taxe à faible rendement. Ce dernier argument ne convainc pas totalement, dans la mesure où la gestion de l'IFER utilise les formulaires et les systèmes informatiques de la CFE, dont les taux varient géographiquement. Il s'agirait néanmoins d'une complexification dont les avantages et

¹⁸⁶ Les articles 1519 et suivants traitent de diverses taxes et redevances au profit des collectivités territoriales, qui s'appliquent aux mines (1519), aux pylônes supportant des lignes électriques de plus de 200 KV (1519 A), à la production d'électricité thermique (1519 E) et d'électricité hydraulique ou photovoltaïque (1519 F), ainsi qu'aux transformateurs, stations radioélectriques, installations de transport et de stockage du gaz, etc.

¹⁸⁷ La loi de finances pour 2019 a modifié la répartition pour garantir 20 % aux communes même lorsqu'elles font partie d'un EPCI à fiscalité professionnelle unique

¹⁸⁸ La LFI pour 2022 a modifié les articles 1 519b et 1 519c du code général des impôts pour pouvoir appliquer aux futurs parcs en zone économique exclusive

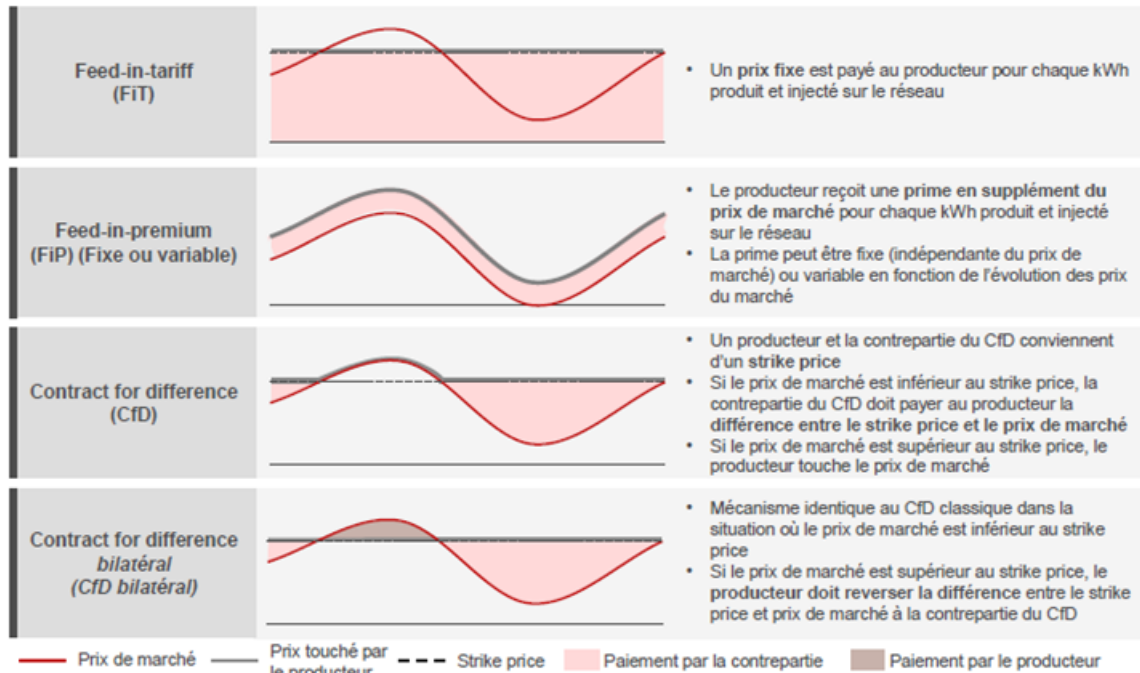
¹⁸⁹ 15 % au comité national, 10 % aux comités régionaux et 10 % aux comités départementaux

les coûts devraient être pesés. En tout état de cause, une éventuelle modulation devrait concerner tous les parcs d'un territoire donné.

Annexe n° 18. Présentation des dispositifs de soutien à la production

La classification des mécanismes de soutien aux EnR repose sur leur degré d'exposition aux variations des prix de marché. Le graphique ci-après présente les grandes catégories de soutien à la production.

Graphique n° 14 : Mécanismes de soutien aux EnR



Source : [E-Cube](#)

En France, on distingue deux catégories de mécanismes de soutien à la production d'énergies renouvelables. L'obligation d'achat (Feed-in-Tariff) se caractérise par des prix d'achat garantis fixés indépendamment des prix de marché. Le principal défaut de ce dispositif est l'absence de sensibilité aux besoins du marché susceptible de générer des surproductions. Le complément de rémunération permet également de garantir au producteur un revenu qui rentabilise son investissement mais sa rémunération est dans ce cas une prime variable correspondant à la différence entre le tarif de référence et le prix de marché. Dans ce cadre, le producteur est incité à adapter sa stratégie commerciale en fonction de l'évolution des prix du marché.

Le tarif d'achat (ou de référence dans le cas du complément de rémunération) est déterminé soit par les pouvoirs publics (arrêtés tarifaires) dans le cadre du guichet ouvert, soit par les lauréats des procédures d'appels d'offre.

Tableau n° 18 : Présentation simplifiée des dispositifs de soutien français

	Caractéristiques du dispositif de soutien	
	Obligation d'achat	Complément de rémunération
<i>Commercialisation de la production</i>	Acheteur obligé	Producteur
<i>Charges associées aux dispositifs de soutien</i>	Acheteur obligé	EDF Obligation d'Achat
<i>Rémunération du producteur</i>	Rémunération définie <i>ex-ante</i>	Prime <i>ex post</i> ; différence entre le prix de marché et le prix de référence
	Modalités d'attribution	
	Guichet ouvert	Appel d'offre
<i>Régulation des volumes soutenus</i>	Sans	État
<i>Détermination du niveau de soutien</i>	État (arrêtés tarifaires)	Candidats selon cahier des charges

Source : Cour des comptes

Annexe n° 19. Principaux cadres tarifaires

Les tableaux ci-après récapitulent, en distinguant l'éolien terrestre et l'éolien en mer, l'évolution des différents cadres tarifaires depuis 2001. Ils précisent leurs principales caractéristiques, notamment la manière dont le soutien est attribué (tarif/appel d'offres), la nature de la rémunération versée (obligation d'achat/complément de rémunération), la durée du contrat et le niveau de soutien.

Tableau n° 19 : Principaux cadres tarifaires (éolien terrestre)

Description	Tarif / AO	OA / CR	Durée du contrat (en années)	Tarif de base (€/MWh)	Prime de gestion (€/MMh)
Arrêté du 8 juin 2001	Tarif	OA	15	83,8	
Arrêté du 10 juillet 2006	Tarif	OA	15	82	
Arrêté du 17 novembre 2008	Tarif	OA	15	82	
Arrêté du 17 juin 2014	Tarif	OA	15	82	
Arrêté du 13 décembre 2016	Tarif	CR	15	82	2,8
Arrêté du 6 mai 2017	Tarif	CR	20	72 à 74	2,8
Appel d'offres CRE 4 - P1	AO	CR	20	65,9	
Appel d'offres CRE 4 - P2	AO	CR	20	68,7	
Appel d'offres CRE 4 - P3	AO	CR	20	63,2	
Appel d'offres CRE 4 - P4	AO	CR	20	66,6	
Appel d'offres CRE 4 - P5	AO	CR	20	63,2	
Appel d'offres CRE 4 - P6	AO	CR	20	60	
Appel d'offres CRE 4 - P7	AO	CR	20	59,7	
Appel d'offres CRE 4 - P8	AO	CR	20	61,7	
Appel d'offres PPE2 - P1	AO	CR	20	64,5	
Appel d'offres PPE2 - P2	AO	CR	20	67,3	
Appel d'offres PP2 - P3	AO	CR	20	76,4	

Source : données CRE ; tableau Cour des comptes

Note 1 : les tarifs des arrêtés 2001 à 2016 sont dégressifs les cinq dernières années du contrat (entre 28 €/MWh et 82 €/MWh) ; les tarifs de l'arrêté de 2017 passent à 40 €/MWh au-delà d'un certain niveau de production calculé en fonction du diamètre du rotor.

Note 2 : pour les appels d'offres, la colonne « tarif de base » correspond au tarif moyen pondéré des offres des lauréats

Tableau n° 20 : Principaux cadres tarifaires (éolien en mer)

Description	Tarif / AO	OA / CR	Durée du contrat	Tarif de base (€/MWh)
Appel d'offres lancé en 2004	AO	OA	20	120
Arrêté du 10 juillet 2006	Tarif	OA	20	130
Arrêté du 17 novembre 2008	Tarif	OA	20	130
AO1 2011 (Saint-Brieuc)	AO	OA	20	155
AO1 2011 (Saint-Nazaire)	AO	OA	20	143,6
AO1 2011 (Courseulles-sur-Mer)	AO	OA	20	138,7
AO1 2011 (Fécamp)	AO	OA	20	135,2
AO2 2013 (Yeu / Noirmoutier)	AO	OA	20	137
AO2 2013 (Dieppe / Le Tréport)	AO	OA	20	131
Fermes pilotes flottantes	Appel à projet	OA	20	240
AO3 2019 (Dunkerque)	AO	CR	20	44
AO4 2023 (Centre-Manche 1)	AO	CR	20	44,9

Source : CRE ; tableau Cour des comptes

Note 1 : les tarifs des arrêtés de 2006 et de 2008 n'ont jamais été mis en œuvre.

Note 2 : pour les AO 1 et 2, le tarif de base correspond au tarif renégocié.

Annexe n° 20. Le soutien à l'éolien terrestre jusqu'en 2016 (obligation d'achat)

Le mécanisme de l'obligation d'achat a été créé par l'[article 10](#) de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public, codifié aux articles [L. 314-1 à L. 314-13](#) du code de l'énergie.

Depuis l'entrée en vigueur de la loi du 10 février 2000, plusieurs arrêtés tarifaires sont intervenus mais cette succession de textes résulte surtout d'annulations contentieuses et non d'une évolution significative des niveaux de soutien. Certains de ces arrêtés ayant été annulés pour des raisons de forme, les pouvoirs publics ont repris des arrêtés aux conditions financières similaires simplement purgés des vices de forme ayant conduit à l'annulation.

Les arrêtés tarifaires ont été les suivants :

- Arrêté du [8 juin 2001](#)¹⁹⁰
- [Arrêté 10 juillet 2006](#)¹⁹¹
- [Arrêté du 17 novembre 2008](#)¹⁹²
- [Arrêté du 17 juin 2014](#)¹⁹³

Ces textes reposent sur des principes similaires.

Le tarif applicable sur une durée de 15 ans, est défini sur deux périodes, avec un tarif plus élevé au cours de la première période puis un tarif inférieur au cours de la seconde et qui diminue avec la qualité du site. Celle-ci dépend notamment de la vitesse de vent et se caractérise par la durée annuelle de fonctionnement de référence, égale à la moyenne sur les huit années médianes du quotient entre l'énergie produite au cours de l'année et la puissance maximale installée.

Le premier arrêté tarifaire (2001) fixait la première période cinq ans et la seconde à dix ans. Les arrêtés suivants ont fixé la période à taux maximal à dix ans, et la période suivante à cinq ans. Les montants du tarif de base de l'éolien terrestre n'ont pas évolué depuis 2006 et sont identiques dans les arrêtés de 2006, 2008 et 2014, soit 82 €/MWh.

Le tarif applicable à une nouvelle installation dépend de l'année de la demande complète de contrat d'achat. Il est égal au tarif de base prévu par l'arrêté auquel est appliqué un indice de dégressivité. Cet indice (facteur 0,98) introduit une décroissance annuelle de 2 %, en fonction de la date effective de dépôt de la demande supposé tenir compte de la baisse des coûts due à l'effet d'apprentissage. Il s'applique à un coefficient K tenant compte, à part égale, de l'évolution des coûts horaires du travail dans les industries mécaniques et électriques et de

¹⁹⁰ Par décision en date du [21 mai 2003 \(Req. N° 237466\)](#), le [Conseil d'État](#) a rejeté le recours contre l'arrêté fondé notamment sur le niveau excessif du tarif fixé.

¹⁹¹ Annulé par la décision du [Conseil d'État](#) du 6 août 2008 (Req. N° 297723) pour consultation irrégulière du Conseil supérieur de l'énergie.

¹⁹² Annulé par [décision du Conseil d'État du 28 mai 2014](#) (Req 324852) pour absence de notification de l'aide à la commission européenne.

¹⁹³ Par décision en date du 9 mars 2016 (Req. 384092), le [Conseil d'État](#) a rejeté le recours contre l'arrêté fondé notamment sur le niveau excessif du tarif fixé.

l'indice des prix à la production de l'industrie et des services¹⁹⁴ (entre 2006 et la date de demande complète de contrat d'achat).

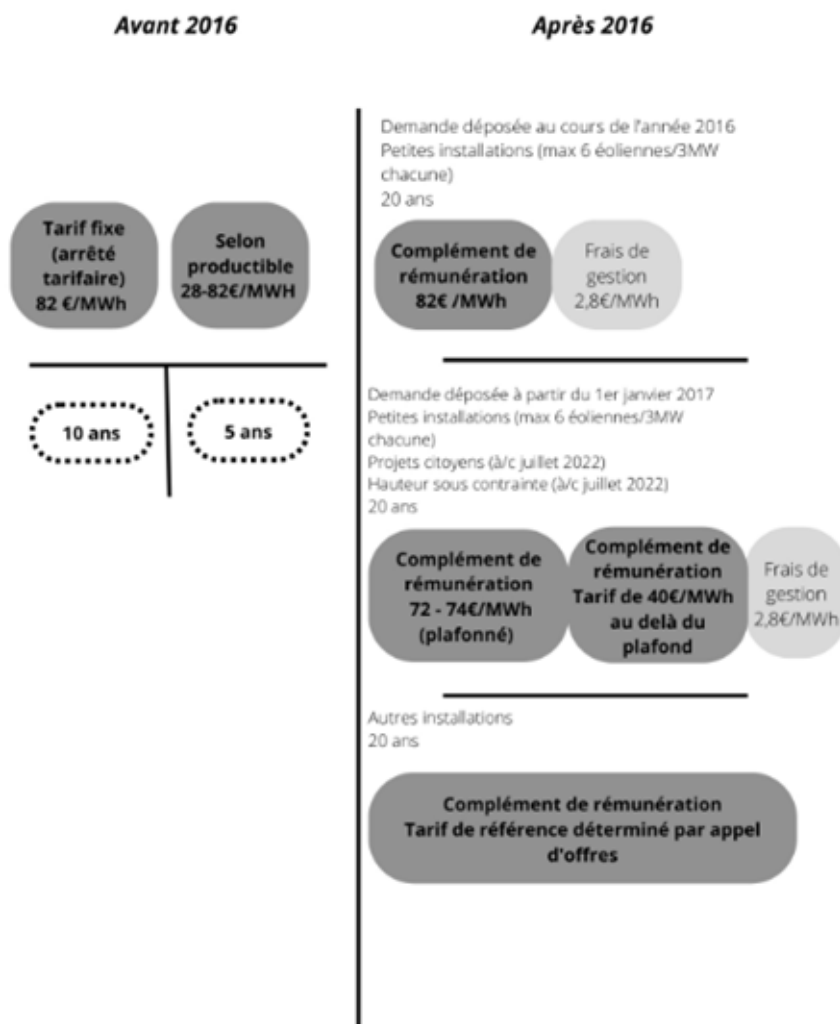
Après la signature du contrat, le tarif est actualisé chaque année selon une formule d'indexation définie par le coefficient L qui repose sur les mêmes indices (coût du travail, indices de prix à la production), afin de refléter l'évolution des coûts d'exploitation des installations. Ce coefficient détermine l'évolution du tarif d'une année sur l'autre sur la durée du contrat.

¹⁹⁴ CHTTS: Indice mensuel du coût horaire du travail révisé, salaires et charges dans l'Industrie mécanique et électrique ; PPEI: Indice de prix de production de l'industrie française pour le marché français

Annexe n° 21. Le soutien à l'éolien terrestre à partir de 2016 (guichet ouvert)

La réforme des mécanismes de soutien est intervenue à partir de 2016 pour l'éolien terrestre. Elle a conduit à la fin du système de l'obligation d'achat au profit du complément de rémunération. En revanche, le guichet ouvert a été maintenu, dans les limites autorisées par la Commission, pour les petites installations, avant d'être retreint de façon plus importante en avril 2022, aux seuls projets citoyens et sous contrainte de hauteur.

Graphique n° 15 : Évolution des mécanismes de soutien à la production (éolien terrestre)



Source : Cour des comptes

Le régime du guichet ouvert pour l'éolien terrestre issu de la réforme des mécanismes de soutien repose sur deux arrêtés :

- L'[arrêté du 13 décembre 2016](#) organise la transition entre le mécanisme de l'obligation d'achat et celui du complément de rémunération; l'accès à ce mécanisme a été largement ouvert puisqu'il s'applique aux demandes déposées au cours de l'année 2016 sur le

fondement du précédent arrêté tarifaire (arrêté du 17 juin 2014) mais aussi aux installations nouvelles pour lesquelles une demande complète de contrat mentionnée à l'article 4 est déposée avant le 31 décembre 2016 ;

- L'arrêté du 6 mai 2017 modifié constitue le régime de droit commun pour les installations remplissant les conditions d'éligibilité qu'il fixe.

Le tableau ci-dessous présente les principales caractéristiques de chacun des arrêtés et les conditions mises en place pour bénéficier de l'un ou l'autre de ces arrêtés. Les parcs qui ne remplissent aucune des conditions pour bénéficier du guichet ouvert doivent participer aux appels d'offre.

Tableau n° 21 : Comparaison des arrêtés en vigueur (guichet ouvert)

	Arrêté 13 décembre 2016	Arrêté 6 mai 2017 modifié
Date de dépôt de la demande	Au cours de l'année 2016	Après le 1er janvier 2017
Installations concernées	Sans restriction	Limite de six aérogénérateurs par installation et de 3 MW maximum pour chaque aérogénérateur ; Condition de hauteur (137 mètres) Projets locaux et citoyens
Niveau du soutien (1)	- 82 €/MWh les 10 premières années - de 28 à 82 €/MWh les cinq années suivantes en fonction de la qualité du parc - frais de gestion de 2,8 €/MWh	- de 72 €/MWh à 74 €/MWh en fonction du diamètre de plus grand rotor jusqu'à un plafond annuel - 40 €/MWh au-delà du plafond annuel pour les premiers MWh - frais de gestion de 2,8 €/MWh
Plafonnement du soutien total	Puissance cumulée de 1 800 MW (1)	Sans
Durée du contrat	15 ans	20 ans

(1) Au-delà, les installations doivent se reporter aux autres mécanismes d'aide existant (arrêté du 6 mai 2017 pour les installations remplissant les conditions, ou appel d'offre)

Source : arrêtés tarifaires

L'arrêté du 6 mai 2017 ne fixait initialement que des conditions liées à taille du parc (6 aérogénérateurs maximum) et à sa puissance (3 MW maximum par générateur). Il a été modifié par [l'arrêté du 27 avril 2022](#) qui a introduit de nouvelles conditions de hauteur et de participation citoyenne.

L'arrêté prévoit un tarif différencié selon le diamètre du plus grand rotor de l'installation. Les installations avec un rotor inférieur à 80 mètres perçoivent un tarif de 74 €/MWh et les installations avec un rotor supérieur à 100 mètres perçoivent un tarif de 72 €/MWh (interpolation linéaire entre 80 et 100 mètres).

L'arrêté prévoit également une minoration du tarif (40 €/MWh) au-delà d'un certain niveau de production. Le plafond, exprimé en MWh, est fixé chaque année, selon une formule qui prend en compte le diamètre du rotor :

$$P = \frac{1}{20} \sum_i^n K_i * \pi \left(\frac{D_i}{2} \right)^2$$

où les i sont les différents mâts, D est le diamètre du rotor en mètres et K , un coefficient calculé comme suit : $13 / (D/110)$.

De cette formule, inutilement complexe (elle se résume à $P = 56,156 * D$), on peut calculer les plafonds suivants pour un aérogénérateur, selon différentes hypothèses de diamètre de rotor.

Tableau n° 22 : Plafond de production déclenchant l'application du tarif de référence minoré

	Diamètre du rotor (mètres)				
	80	90	100	110	120
Production (MWh)	4 492	5 054	5 616	6 177	6 738

Source : arrêté du 6 mai 2017 ; tableau et calculs Cour des comptes

Pour un aérogénérateur de 2,5 MW, le productible correspondant à ces différents plafonds de production varie entre 1 800 heures et 2 700 heures selon la taille du rotor. Ces valeurs apparaissent plus réalistes que celles utilisées pour les arrêtés tarifaires antérieurs à 2016 où la minoration du tarif n'intervenait qu'à partir de 2 400 heures . Néanmoins, d'après les informations données par EDF OA, la part de la production soumis au tarif minoré était inférieur à 4 % en 2022.

Annexe n° 22. La participation des citoyens et des collectivités aux projets éoliens

La participation des citoyens et des collectivités au capital ou au financement de projets est un outil utilisé pour faciliter l'acceptabilité d'un projet éolien et son ancrage local. Elle peut prendre plusieurs formes dont :

- la participation au financement sans participation à la gouvernance ;
- Avec participation à la gouvernance du projet, par un apport en capital (projets dits « citoyens » même si le concept n'est pas clairement défini).

Les mesures incitatives pour développer de tels projets résultent de dispositions réglementaires ou des clauses des cahiers des charges des appels d'offre.

Le développement des projets citoyens en France et en Europe

Selon le site [énergie partagée](#), les projets à gouvernance locale¹⁹⁵ dans le domaine de l'éolien seraient au nombre 35 (sur un total de 280), dont 20 en développement et 15 en fonctionnement pour une puissance totale de 370 MW (sur 537 MW). Ces projets rassemblent au total 5 200 actionnaires citoyens et 61 collectivités (en direct ou via une SEM).

Certains pays européens sont parvenus à développer des projets citoyens d'énergie renouvelables à plus grande échelle. Ainsi, le projet éolien « Krammer » (Pays-Bas) est géré par deux coopératives réunissant près de 5 000 sociétaires. Le parc éolien offshore Middelgrunden au Danemark a été développé par une coopérative de 8 500 membres avec la ville de Copenhague pour un total de 45 millions d'euros.

L'Allemagne a connu un essor important de tels projets. Selon l'IDDRI, 42 % des capacités d'ENR électriques installées entre 2000 et 2016 étaient détenues particuliers et d'agriculteurs, à titre individuel ou via des coopératives ou sociétés locales. La fin du tarif d'achat au profit du complément de rémunération en 2014 a ralenti ce développement. Le législateur allemand a alors souhaité favoriser la participation des projets détenus à 51 % minimum par des personnes physiques aux appels d'offres d'éolien terrestre en leur octroyant certains avantages :

- ils bénéficient du prix maximum adjugé pour l'appel d'offre (*pay-as-clear*) ;
- ils peuvent déposer leur candidature sans disposer au préalable de l'autorisation environnementale ;
- ils bénéficient d'un délai de réalisation prolongé;

Ces avantages ont permis aux projets citoyens d'emporter la quasi-totalité de la puissance appelée des trois premiers appels d'offre avec des prix très compétitifs (38,2 €/MWh en novembre 2017).

Néanmoins, ces projets se sont caractérisés par un taux de réalisation très faible et par des effets d'aubaine importants, par des montages juridiques permettant aux grands développeurs de bénéficier des avantages offerts à ces projets tout en respectant formellement

¹⁹⁵ Entrent dans cette catégorie les sociétés de projets dont les acteurs locaux et citoyens (et leurs intermédiaires) représentent a minima 40 % de l'actionnariat en fonds propres et quasi fonds propres.

les conditions de détention imposées par les textes. La suppression d'une partie de ces avantages a entraîné une forte baisse du nombre d'offres) et une remontée des tarifs (cf. annexe XXX).

Les clauses des cahiers des charges

Les cahiers des charges éoliens contiennent des clauses destinées à favoriser la participation citoyenne. Pour la période 1 de l'appel d'offre CRE4, une majoration allant de 2 à 3 €/MWh¹⁹⁶ du prix d'achat proposé est accordée si le candidat s'engage dans son offre à recourir à l'investissement participatif pour financer son projet. Si l'engagement n'est pas respecté, le prix d'achat est alors minoré de - 3 €/MWh.

À partir de la deuxième période, le cahier des charges introduit une distinction entre « investissement participatif » et « financement participatif ». L'investissement participatif fait référence, comme pour la première période, à l'ouverture du capital mais se traduit par des conditions plus restrictives, le seuil minimum de détention du capital passant de 20 % à 40 %. S'agissant du financement participatif, le bonus est de 1 €/MWh si 10 % du financement total du projet est apporté, distinctement ou conjointement par au moins vingt personnes physiques, une ou plusieurs collectivités territoriales ou des groupements de collectivités.

Les conditions posées sont peu contraignantes. Le cahier des charges prévoit en effet que le candidat doit s'engager à respecter les règles d'éligibilité sur une période de trois ans après la date d'achèvement. Cela signifie que le lauréat peut mettre fin à son engagement après cette période tout en continuant à bénéficier pour le reste de la durée du contrat du tarif de référence majoré.

Sur toute la période de l'appel CRE 4, les offres retenues contenant des engagements en matière de financement participatif ou de gouvernance partagée ont représenté 413,2 MW sur 3 503 MW (12 %). Ce relatif insuccès s'explique par le coût et le risque plus importants associés aux projets éoliens. La DGEC estime le surcoût de ces dispositifs à environ 43 M€, hors indexation, sur la durée des contrats.

Les modalités de soutien ont encore évolué dans le cadre des appels d'offres PPE2. Le cahier des charges prévoit désormais, pour les projets avec financement collectif ou gouvernance partagée, une valorisation sous forme d'un bonus de points. Le candidat peut obtenir jusqu'à cinq points, en s'engageant à une gouvernance partagée sur au moins la moitié de ses fonds propres, via des collectivités ou a minima 50 personnes physiques. D'après les évaluations faites par la CRE, l'équivalent d'un point de notation en €/MWh pourrait conduire à une augmentation de tarif supérieure à celle induite par l'ancien dispositif de bonus.

En revanche, l'extension de la durée d'engagement constitue un point positif. Elle est toujours de trois ans pour les projets avec financement collectif mais est passée à dix ans pour les projets en gouvernance partagée.

Le tarif réellement touché par le producteur peut s'éloigner des valeurs proposées lors des appels d'offres. Les projets citoyens bénéficient du tarif offert le plus élevé (*pay-as-clear*). Par ailleurs, les offres des lauréats sont affectées d'un coefficient qui tient compte de la qualité du site par rapport à un site de référence afin de corriger les différences de rémunération liées aux différences de productible.

¹⁹⁶ 2 €/MWh si la part du capital ou du financement du projet en investissement participatif s'élève à 20 %, 3 €/MWh si elle s'élève à 40 % ou plus et interpolation linéaire si elle est comprise entre 20 et 40 %.

Dans les autres pays européens, les tarifs des appels d'offres de 2020 et 2021 sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau n° 23 : Appels d'offres éolien terrestre en Europe (2020 et 2021)

	2020		2021	
	Puissance attribuée (MW)	Prix (€/MWh)	Puissance attribuée (MW)	Prix (€/MWh)
France	749	63,2	540	61,0
	258	60		
	520	59,7		
Allemagne	523	57,6-62	691	52-60
	151	57,4-62	1 110	57-60
	464	59-62		
	192	60-62		
	285	61,7-62		
	659	56-62		
	400	55,9-60,7		
	7	19,4-55,2	1 494	52-59
Italie	406	57-68,4	337	69
	281	66,9-68,5	393	68-69
	259	68,4-68,6		
Grèce	153	51,9-69,2		
	472	60		
Irlande	479	74		
Pays-Bas	116	non disponible		
	107	non disponible		
Pologne			300	40-54
			460	31-58
Russie			1 851	20-59
Espagne			1 000	20-29
			2 200	28-37
Danemark			428	Absence d'offres

Source : [WindEurope](#)

Plus récemment, l'appel d'offres attribué au [Royaume-Uni](#) en juillet 2022 (888 MW) repose sur un tarif d'environ 50 €/MWh.

Annexe n° 23. Modalités d'évaluation et de compensation des charges de service public

Le périmètre des charges de service public

En application des dispositions de l'article [L. 121-6](#) du code de l'énergie, l'État compense intégralement les entreprises du secteur de l'électricité pour les charges imputables aux obligations de service public qui leur sont assignées.

Ces charges sont les suivantes :

- Soutien au développement des énergies renouvelables
- Soutien à la cogénération au gaz naturel
- Soutien à [l'effacement](#) de consommation
- Mise en œuvre de la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (ZNI)
- Soutien au développement des capacités de [stockage](#) d'électricité
- Dispositifs sociaux (hors chèque énergie)¹⁹⁷
- Coûts de gestion induits par la conclusion et la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération pour les gestionnaires de ces contrats¹⁹⁸.

Le soutien au développement des énergies renouvelables constituait jusqu'en 2020 plus de 60 % du montant total des charges de service public de l'énergie. Cette part a diminué à moins de 50 % en 2021 avec l'augmentation des prix de l'électricité, atteignant un niveau proche de celui résultant de la péréquation tarifaire dans les ZNI.

Les modalités de financement et de paiement des charges de service public

La compensation des charges de service public était assurée initialement de façon extrabudgétaire par la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), instaurée par la loi du 3 janvier 2003. Il s'agissait alors d'une contribution payée par les consommateurs finaux au prorata de l'électricité consommée. L'article 5 de la loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificatives pour 2015 a réformé le dispositif et budgétisé les dépenses de compensation des charges de service public sur des supports divers (budget général et compte d'affectation spéciale). Depuis le 1^{er} janvier 2021, l'ensemble des crédits concernés sont désormais portés par le programme 345 – *Service public de l'énergie* de la mission *Écologie, développement et mobilité durables* (EDMD).

Le versement des compensations aux opérateurs se fait par l'intermédiaire de la Caisse des dépôts et consignations.

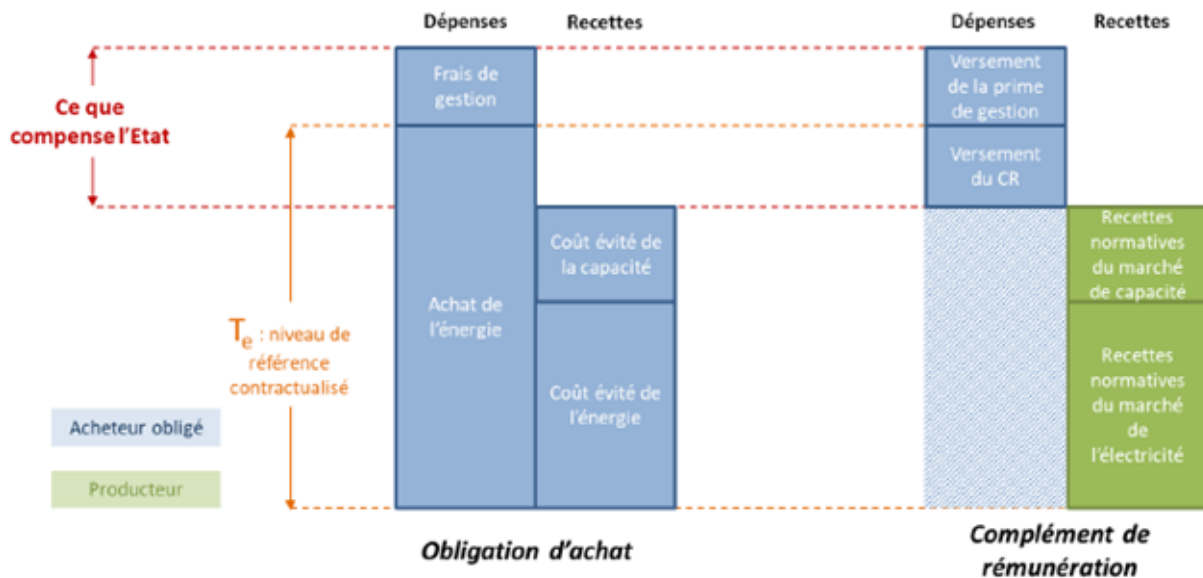
¹⁹⁷ Services associés au chèque énergie, contributions des fournisseurs aux fonds de solidarité pour le logement, et tarifs sociaux de l'électricité et du gaz.

¹⁹⁸ Cela concerne notamment le coût d'intermédiaires qui assurent la vente de l'électricité sur les marchés pour les producteurs, facturent leur intervention à ces producteurs tout en lui reversant la rémunération obtenue sur le marché.

Le mécanisme d'évaluation des charges de service public

Les surcoûts résultant de la mise en œuvre des dispositifs de soutien sont pris en charge par l'État et compensés aux opérateurs selon des modalités définies par l'article [L.127-1](#) du code de l'énergie. Le graphique ci-dessous décrit ces modalités.

Graphique n° 16 : Mécanisme d'évaluation des charges de service public



Source : CRE

Dans les deux cas, une augmentation des prix de l'électricité conduira à une baisse des charges à compenser. Pour l'obligation d'achat, l'augmentation des prix de l'électricité se traduira par une augmentation des coûts évités venant en déduction de la compensation à verser au producteur. Pour le complément de rémunération, l'augmentation des prix de l'électricité réduira le niveau de la prime venant compenser l'écart entre la valeur de la production vendue sur le marché par le producteur et le prix de référence fixé par le contrat d'achat.

Obligation d'achat

Le montant des surcoûts correspond à la différence entre le coût de l'électricité achetée au producteur par l'acheteur obligé¹⁹⁹ et la valeur de sa vente sur les marchés (appelée « coût évité énergie ») ainsi que le coût évité par l'acquisition des garanties de capacité (coût évité « capacité »).

Complément de rémunération

Pour le complément de rémunération, les charges se calculent par rapport à la différence entre la rémunération obtenue par les producteurs d'EnR par la vente sur le marché de leur production (M_o) et le tarif de référence garanti (T_e). Selon les contrats, les revenus de capacité

¹⁹⁹ EDF supporte des charges associées à la fois à l'obligation d'achat et au complément de rémunération alors que les autres opérateurs (entreprises locales de distribution et organismes agréés) ne supportent que des charges liées à l'obligation d'achat.

sont également déduits de la prime versée au producteur. Une prime de gestion, également proportionnelle à l'énergie produite (2,8 €/MWh) est également versée.

Graphique n° 17 : Évaluation des charges de service public - complément de rémunération)

$$CR = \underbrace{\text{Energie} * (T_e - M_0)}_{\text{Prime à l'électricité}} - \underbrace{(Nb_{\text{capa}} \cdot \text{prix}_{\text{réf, capa}})}_{\text{Capacité}} + \underbrace{\text{Energie} * P_{\text{gestion}}}_{\text{Prime de gestion}}$$

Source : CRE

Le versement du complément de rémunération incombe à EDF obligation d'achat.

L'évaluation par la CRE du volume annuel des charges de service public

Sur la base de ces principes, la CRE évalue chaque année, en juillet, le montant des charges de service public²⁰⁰ selon des modalités fixées aux articles [R. 121-30 et suivants](#) du code de l'énergie.

L'article [R. 121-30-I](#) du code de l'énergie précise les dates avant lesquelles les opérateurs supportant des charges de service public de l'énergie doivent adresser leurs déclarations, soit le 31 mars pour les charges constatées au titre de l'année écoulée et le 30 avril pour la déclaration des charges prévisionnelles pour l'année à venir et la mise à jour des prévisions au titre de l'année en cours.

L'évaluation des charges se fait sur trois années glissantes. Ainsi, le montant des charges pour l'année N+1 comprend :

- La prévision de charges au titre de l'année N+1 ;
- La mise à jour de la prévision de charges au titre de l'année N ;
- La régularisation des charges au titre de l'année N-1 (charges constatées).

À titre d'illustration, le montant des charges évaluées par la CRE dans sa [délibération](#) du 13 juillet 2022 comprend :

- La prévision de charges pour l'année N+1 (2023) ;
- La mise à jour de la prévision de charges pour N (2022) ;
- La régularisation des charges pour N-1 (charges constatées) (2021).

Les évaluations de la CRE servent à la préparation des montants inscrits en loi de finance.

²⁰⁰ Article [L. 121-9](#) du code de l'énergie

Annexe n° 24. Volume de production soutenue et charges de service public – données chiffrées

Le tableau ci-dessous présente l'évolution du volume de la production soutenue (GWh). Il comprend des données générales relatives à l'ensemble des énergies renouvelables soutenues et des données spécifiques à l'éolien. Il précise également le volume de production soutenue relevant d'obligation d'achat.

Tableau n° 24 : Évolution du volume de la production soutenue (GWh)

GWh	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022 (Prev)	2023 (Prev)
Energie soutenue toutes EnR	44 767	48 326	55 728	61 568	68 053	64 351	65 791	65 731
Dont Éolien	19 944	22 784	26 313	31 391	36 247	31 589	32 819	36 095
dont Éolien en obligation d'achat	19 944	22 780	26 041	29 389	31 075	25 419	22 814	22 625
%	100%	100%	99%	94%	86%	80%	70%	63%

Source : CRE ; tableau Cour des comptes

Note : les prévisions pour 2022 et 2023 intègrent l'éolien en mer, les premiers appels d'offres (AO1 et AO2 relevant du mécanisme de l'obligation d'achat)

Le tableau ci-dessous montre l'évolution des différentes catégories de charges de service public (M€) entre 2017 et 2023. S'agissant du soutien aux EnR, il distingue notamment les charges liées au soutien à l'éolien (terrestre et en mer) et celles liées au soutien au photovoltaïque. Le tableau suivant précise, s'agissant des charges de soutien à l'éolien, la répartition de ces charges selon les mécanismes de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération).

Tableau n° 25 : Évolution des charges de service public de l'énergie (2017-2023)

M€	2017	2018	2019	2020	2021	2022 (Prév)	2023 (Prév)
Soutiens aux EnR	4 271	4 399	5 167	5 807	2 954	- 11 428	- 18 567
Dont éolien terrestre	1 104	1 194	1 593	1 949	200	- 8 883	- 12 773
Dont éolien en mer						- 169	- 592
Dont solaire	2 525	2 460	2 747	2 905	2 276	- 724	- 2 744
Injection biométhane				201	22	- 112	- 56
Cogénération	529	716	733	643	654	286	158
Soutien en ZNI	1 687	1 782	1 945	2 009	2 192	2 549	2 478
Effacement		9	7	3	13	87	72
Dispositifs sociaux	395	137	27	28	29	36	44
Frais de gestion	50	48	49	55	57	68	73
Total	6 964	7 145	8 033	8 745	6 122	- 8 514	- 16 499

Source : CRE ; tableau Cour des comptes

Tableau n° 26 : Évolution des charges de soutien à l'éolien par nature de soutien (M€)

M€	2017	2018	2019	2020	2021	2022 (Prév)	2023 (Prév)
Obligation d'achat	1 103	1 184	1 496	1 667	248	-3 818	-6 477
Complément de rémunération	0,2	8	96	281	-47	-5 234	-6 888
Total soutiens à l'éolien	1 104	1 192	1 593	1 949	200	-9 052	-13 366

Source : délibérations annuelles CRE et délibération du 3 novembre 2022 (charges constatées sauf 2022 et 2023) ; tableau Cour des comptes

Le tableau ci-après compare, pour les années 2020 et 2021, la part respective de l'éolien terrestre et du solaire dans le volume total de la production EnR soutenue ainsi que dans les charges de service public. Il indique également le coût unitaire auquel EDF OA achète la production dans le cadre du mécanisme de l'obligation d'achat.

Tableau n° 27 : Comparaison éolien terrestre-solaire – production soutenue et charges

	2020	2021
Production soutenue EnR (TWh)	68	64
<i>Part éolien (%)</i>	<i>53%</i>	<i>49%</i>
<i>Part solaire (%)</i>	<i>16%</i>	<i>17%</i>
Soutiens aux EnR (M€)	5 807	2 954
<i>Part éolien (%)</i>	<i>34%</i>	<i>7%</i>
<i>Part solaire (%)</i>	<i>50%</i>	<i>77%</i>
Coût d'achat unitaire EnR en OA (€/MWh)	133	147,8
<i>Coût d'achat unitaire éolien</i>	<i>90,3</i>	<i>90,6</i>
<i>Coût d'achat unitaire solaire</i>	<i>280,3</i>	<i>271,5</i>

Source : délibérations annuelles CRE (charges constatées) ; tableau Cour des comptes

Annexe n° 25. Données financières des parcs dont les comptes ont été communiqués

Nom des parcs	Lusanger	Brunehaut	Croix 3 Chesnots	Bricqueville	Frencq	Aile des Crêtes C2	Aile des Crêtes B1	Clos Bataille	Tigny Nouvelle II	Illois
Année raccordement	2007	2016	2 010	2 018	2 015	2 016	2 019	2 007	2 016	2016
Puissance (MW)	8,00	10,00	8,00	8,80	6,00	2,40	2,40	10,00	11,50	9,00
Nbre mâts	8		4	4	3	3	3	5	5	3
Tarif du MWhcontrat (€)	90,2	82	82	ND	82	82	82	90,2	82	82
Moyenne des comptes reçus :										
Chiffre d'affaires (CA) en K€	1 422,0	1 952,3	1 296,2	1 391,0	1 810,8	225	199,0	1 633,2	1 799,4	1 576,7
Résultat net après impôts (K€)	103,0	283,3	296,8	157,0	324,0	-11	-5,8	524,2	473,0	206,3
Capacité d'autofinancement (CAF)	780,8	1 240,3	1 473,0	646,7	978,0	111	49,5	880,4	1 140,0	883,7
Ratios moyens										
Résultat net après impôts / CA	7,2%	14,5%	22,9%	11,3%	17,9%	-5,0%	-2,9%	32,1%	26,3%	13,1%
CAF / Chiffre d'affaires	54,9%	63,5%	113,6%	46,5%	54,0%	49,0%	24,9%	53,9%	63,4%	56,0%
Taux de rentabilité interne (TRI)										
TRI sur base CAF moy. sur 20 ans	1,4%	5,4%	8,3%	0,3%	5,7%	-1%	-1,3%	4%	5,7%	5,4%
TRI sur base CAF moy. sur 25 ans	3,0%	6,7%	9,3%	2,1%	6,9%	1,1%	0,6%	5,6%	6,9%	6,6%

Nom des parcs	Fontfroi de	Chemin Avesnes	Blanc Mont	Auxois Sud	Senev Illois
Année raccordement	2 012	2 019	2 019	2010	2 013
Puissance (MW)	11,50	39,60		16	9,00
Nbre mâts	5	11	8	ND	3
Tarif du MWhcontrat (€)	ND	ND	ND	74	ND
Moyenne des comptes reçus :					
Chiffre d'affaires (CA) en K€	3 857	4 859	3 325	2 909	1 577
Résultat net après impôts (K€)	542	1 001	-315	-1 507	289
Capacité d'autofinancement (CAF)	2 793	3 183	2 269	1 750	886
Ratios moyens					
Résultat net après impôts / CA	14,1%	20,6%	-9,5%	-51,8%	18,3%
CAF / Chiffre d'affaires	72,4%	65,5%	68,2%	60,2%	56,2%
Taux de rentabilité interne (TRI) projet					
TRI projet base CAF moy. sur 20 ans	6,2%	13,4%	3,7%	0,4%	6,5%
TRI projet base CAF moy. sur 25 ans	7,4%	14,1%	5,1%	2,2%	7,6%

Annexe n° 26. La rentabilité normale d'un bénéficiaire d'aide d'Etat

Les lignes directrices qui encadrent les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie²⁰¹ ne définissent pas la notion de rentabilité normale. La jurisprudence ne l'a pas fait non plus. Le point 61 des lignes directrices pour 2014-2020 invite à évaluer la rentabilité grâce à des méthodes couramment utilisées (valeur actualisée nette, taux de rendement interne ou rendement moyen du capital investi, notamment) et à la comparer avec les taux de rendement normaux d'autres projets d'investissement similaires ou, lorsqu'ils ne sont pas disponibles, « avec le coût du capital de l'entreprise dans son ensemble ou avec les taux de rendement généralement observés dans le secteur concerné ».

Il en résulte qu'il n'existe pas de définition générale de la rentabilité normale, elle s'apprécie à un moment et en un lieu donnés. Elle tient compte de la durée et des risques du projet. Puisqu'elle correspond au seuil où va se prendre la décision d'investir, elle s'apprécie en examinant la rentabilité d'investissements aux caractéristiques analogues, notamment de durée et de risque. Ainsi, pour l'éolien, d'autres investissements dans l'énergie, mais aussi dans d'autres secteurs, par exemple l'immobilier, peuvent servir de référence.

Dans le cas des parcs éoliens, une appréciation de la rentabilité normale devrait logiquement tenir compte de l'évolution des risques au cours de la vie du parc et des transferts de ceux-ci qu'engendre le soutien public. Si ces risques sont élevés en phase de développement, où un permis peut être refusé, si la construction expose le développeur aux aléas multiples des chantiers, les parcs en exploitation, dès qu'un contrat est signé avec EDF-OA, bénéficient à l'inverse de la couverture quasi complète des risques de marché.

Dans une communication de 2008 ((2008/C 14/02, JOUE du 19 janvier 2008), la commission européenne a proposé une méthode de calcul afin d'établir un taux de référence pour calculer les équivalents-subvention de prêts bonifiés ou d'aides étalées dans le temps. Il repose sur l'ajout à l'IBOR (ou à défaut au taux du marché monétaire à trois mois) d'un nombre de points de base allant de x à 1000 en fonction de la notation de l'entreprise et des sûretés associées au financement. Il ne s'agit que d'une référence parmi d'autres, notamment les décisions sur des régimes d'aides qui ont validé des taux de rentabilité.²⁰²

Le principe du caractère incitatif de l'aide interdit de la verser si le projet a connu un début d'exécution. Par conséquent, le caractère normal de la rentabilité ne peut être apprécié que sur la base de budgets ou de plans d'affaires. Il en résulte que les gestionnaires des aides devraient s'assurer, une fois l'installation en service, non seulement que l'emploi de l'aide a été conforme à son objet, mais aussi qu'elle n'a pas engendré de rentabilité anormale.

²⁰¹ Tant celles pour la période 2014-2020 que celles publiées le 18 février 2022 pour l'année 2022

²⁰² Par exemple : C(2013) 7726 final du 14 novembre 2013 ; C(2014) 8106 final du 28 octobre 2014 ; C(2014) 1315 final du 27 mars 2014

Annexe n° 27. L'augmentation des coûts des matières premières et leur impact sur les turbiniens européens

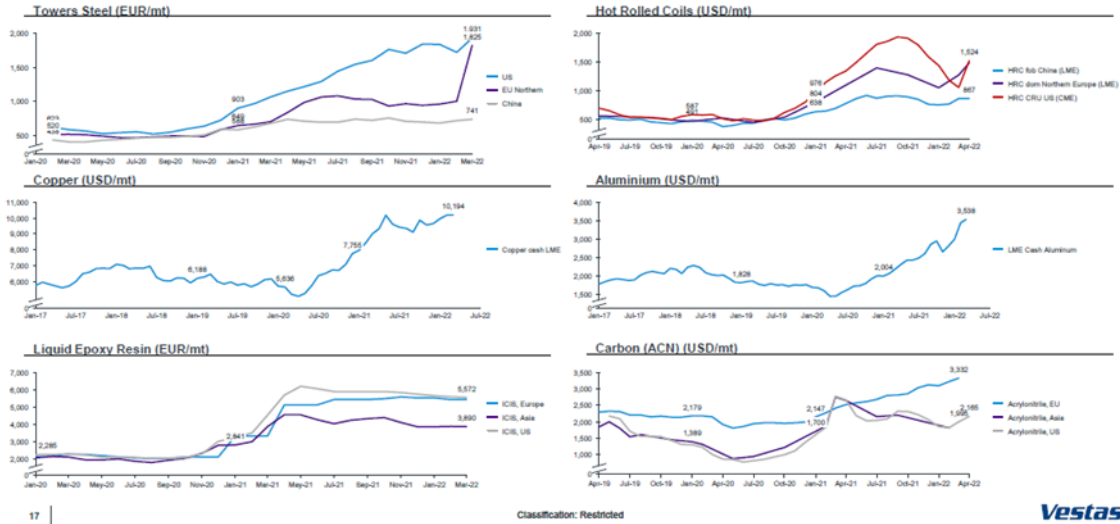
Dans une lettre écrite à la commission européenne le 22 février 2022 par les représentants d'ENERCON, de VESTAS, de GE Renewable Energy, de NORDEX, de SIEMENS Gamesa Renewable Energy et l'association éolienne Windeurope, indiquent que « l'industrie européenne de l'énergie éolienne traverse une période difficile sans précédent, fermant des usines et arrêtant les investissements dans l'Union européenne – juste au moment où nous devrions nous développer. Au cours des deux dernières années, l'industrie a dû fermer des usines de fabrication de turbines et de composants en Allemagne, en Espagne et au Danemark, les bastions traditionnels de l'industrie éolienne en Europe. Cela survient alors que l'Union européenne veut étendre l'énergie éolienne de 190 GW aujourd'hui à 450 GW en 2030 et 1 300 GW en 2050 ». Ils indiquent que les règles et les procédures en Europe « sont trop longues et complexes » et que l'industrie éolienne doit faire face à des prix élevés de l'acier et d'autres matières premières et qu'en 2021, au sein de l'Union européenne, 11 GW de nouveaux parcs éoliens ont été construits alors qu'elle a besoin de 32 GW par an pour atteindre l'objectif européen de 40 % d'énergie renouvelable pour 2030. Ils ajoutent que la Chine dispose d'une industrie éolienne importante et en pleine croissance et qu'elle construit des parcs éoliens plus nombreux que l'Europe et qu'elle concurrence l'industrie européenne sur les marchés mondiaux. (Asie, Amérique du Sud, Afrique). Ils font état du fait que la Chine commence à décrocher des commandes pour construire des parcs éoliens en Europe (en France, en Italie, en Croatie, en Ukraine et en Serbie).

Selon les turbiniens européens, il convient d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables et de réduire notre dépendance à l'égard des importations en mettant en œuvre une simplification des processus d'autorisation dans les États membres, en renforçant la position de l'industrie éolienne européennes dans les appels d'offres fondés actuellement que sur le prix²⁰³ alors que les États membres peuvent utiliser d'autres critères que le prix pour une part de 30 % (cf infra), en évitant les offres négatives dans les appels d'offres et en soutenant l'innovation pour favoriser l'avance technologique de l'industrie européenne éolienne.

²⁰³ « Jusqu'à présent, les enchères n'étaient décidées que sur le prix. C'est une voie sans issue : nos concurrents chinois sont voués à l'emporter uniquement sur le coût ».

Photo n° 1 : Évolution des coûts des matières premières entre 2020 et mars 2022

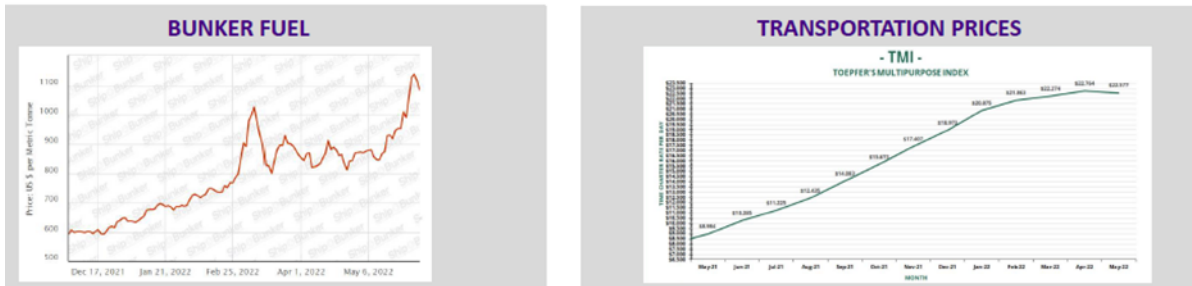
Raw Material Development Over Recent Years



Vestas

Source : VESTAS

Photo n° 2 : Évolution du coût du carburant et des transports entre décembre 2021 et mai 2022



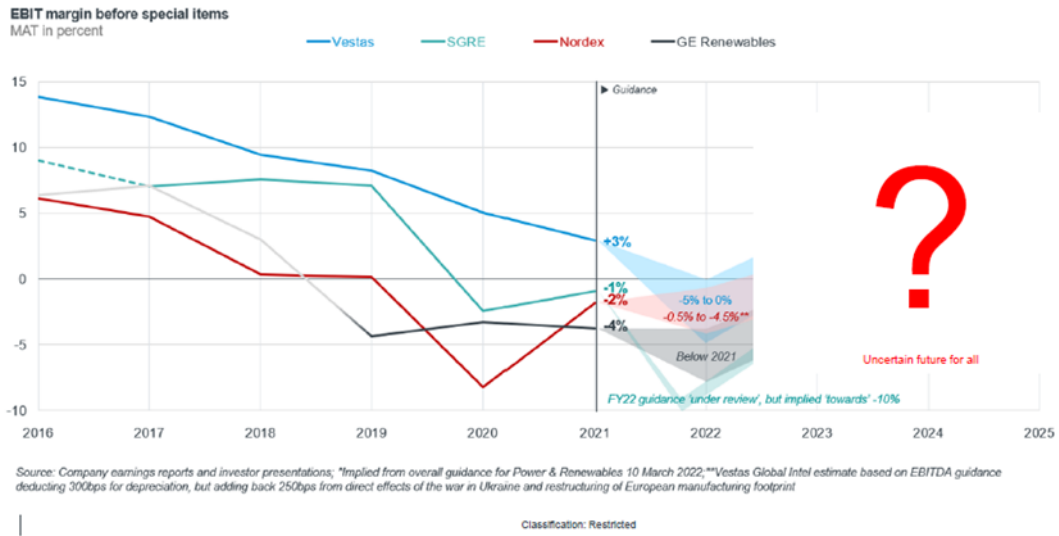
Classification: Restricted

Vestas

Source : VESTAS

Photo n° 3 : Évolution de la marge des fabricants d'équipements et perspective en mai 2022

OEM margin development and outlook per 24 May 2022



Source : VESTAS