

Consultation accélération du développement éolien en mer en France – Procédures et soutien public

Note de cadrage

Contexte :

Le premier parc éolien en mer en France a été mis en service en totalité à la fin de l'année 2022 à Saint Nazaire. Il est ainsi le premier des sept parcs déjà attribués en France. Les trois autres parcs attribués en 2012 seront installés d'ici 2024/2025. Les parcs attribués en 2014 seront installés en 2025-2026. Le dernier parc, à Dunkerque, attribué en 2019, devrait être en service à l'horizon 2027-2028. Ces sept parcs représenteront au total une puissance installée d'environ 3,6 GW à cet horizon.

Afin d'atteindre les objectifs fixés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie, l'Etat a lancé 5 procédures depuis 2020, pour attribuer un parc en Normandie (AO4), un en Bretagne (AO5), deux en Méditerranée (AO6), un au large d'Oléron (AO7) et un second en Normandie (AO8). Tous ces projets ont fait l'objet d'un débat public (à l'exception de l'AO8 qui a fait l'objet d'une concertation préalable avec garant) et sont en procédure de dialogue concurrentiel de façon plus ou moins avancée (phase de pré-sélection des candidats pour les dernières, phase de remise des offres pour les premières).

En parallèle, la filière industrielle a signé avec l'Etat un « pacte éolien en mer » qui prévoit d'atteindre un rythme d'attribution de projets de 2 GW/an dès 2025, pour une capacité installée de 18 GW en 2035 et de 40 GW en 2050, au-delà du rythme prévu par la loi et la PPE d'au moins 1 GW/an à compter de 2024 (Article L100-4 du code de l'énergie). La filière s'engage quant à elle à quadrupler le nombre d'emplois directs et indirects liés à l'éolien en mer d'ici 2035, à engager plus de 40 milliards d'euros d'investissement au cours des 15 prochaines années et à atteindre un contenu local à hauteur de 50% sur les projets.

Atteindre un tel rythme nécessite d'accélérer l'ensemble des étapes de la réalisation d'un parc éolien, de l'identification des zones jusqu'à la réalisation du parc.

L'élaboration de la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie doit conduire à la définition d'objectifs d'installation de parcs éolien en mer posés et flottants sur chaque façade maritime. Les débats publics de façade permettront ensuite d'éclairer la décision publique concernant les zones préférentielles pour la réalisation des projets en question. Les études de site et les procédures de mise en concurrence seront ensuite lancées sur ces zones, sur une période pouvant aller jusqu'à 7 ans après la conclusion des débats.

Les travaux de révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie sont en cours et doivent ainsi permettre d'identifier les mesures nécessaires à l'atteinte des objectifs qui seront fixés par la loi. Un atelier s'est déroulé sur le sujet de l'éolien en mer le 19 septembre 2022.

Des contributions de l'ensemble des parties prenantes sont attendues à la suite de cet atelier. Au-delà des contributions libres sollicitées lors de cet atelier, **la DGEC souhaiterait plus spécifiquement consulter la filière et les parties prenantes sur les procédures d'attribution du soutien public pour les projets et sur le modèle économique des installations.** Les sujets relatifs à la planification et à la définition des objectifs prévus dans la prochaine loi de programmation ne sont pas l'objet de cette consultation.

Modalités de participation : contribution écrite, en précisant si son contenu est confidentiel ou s'il peut être rendu public. La DGEC se réserve le droit d'organiser des réunions d'échanges dédiées pour approfondir certaines contributions. La DGEC encourage les répondants à inclure dans leurs réponses les enjeux législatifs et réglementaires identifiés en lien avec les différentes options présentées dans ce document.

Les réponses ne doivent pas dépasser 30 pages, sans que cela soit une obligation (les annexes ne sont pas incluses dans ce chiffre).

1. Concernant le processus d'attribution d'un soutien public pour des projets à des développeurs

1.1. Rappel sur le processus d'attribution des sept premiers parcs et sur le processus d'attribution actuel

Les six premiers parcs éoliens en mer ont été attribués en 2012 et 2014 à l'issue de deux procédures d'appels d'offres lancées respectivement en 2011 et 2012. La première procédure portait sur cinq parcs (quatre seulement ont été attribués), la seconde sur deux parcs.

Depuis le parc éolien en mer de Dunkerque, les procédures d'attribution se font par dialogue concurrentiel. Le principal objectif de cette procédure est de permettre à l'Etat et à RTE (en charge du raccordement) d'échanger avec les candidats pré-sélectionnés sur un projet de cahier des charges. Cette démarche a permis d'adapter les cahiers de charges aux spécificités de l'éolien en mer (posé et flottant) tout en garantissant les intérêts publics. Les échanges portent notamment sur les différents critères de notation, sur les prescriptions applicables au lauréat, sur le cadre lié au raccordement et sur les modalités du soutien public via le complément de rémunération.

Il convient également de noter que le dialogue concurrentiel offre un cadre juridique sécurisé avec les candidats afin d'échanger sur les études techniques et environnementales menées par l'Etat, en assurant l'égalité de traitement entre les différents candidats.

Cette procédure, encadrée par le code de l'énergie, se décompose en trois phases :

- Phase de présélection des candidats sur des bases techniques et financières : l'Etat élabore un document de consultation, sur lequel la Commission de Régulation de l'énergie (CRE) rend un avis. Les dossiers des candidats sont ensuite analysés par la CRE et les candidats sélectionnés sont invités à participer au dialogue concurrentiel
- Phase de dialogue concurrentiel : après diffusion d'un projet de cahier des charges, l'Etat organise des réunions plénières avec l'ensemble des candidats ainsi que des bilatérales avec chacun. Des contributions écrites sont également demandées. Une fois ce dialogue terminé, l'Etat élabore une version définitive du cahier des charges qu'il soumet pour avis à la CRE avant de le notifier aux candidats.
- Elaboration des offres et sélection du lauréat : les offres sont analysées par la CRE. L'Etat désigne finalement le lauréat de la procédure concurrentielle.

Le cahier des charges doit être notifié à la Commission Européenne qui est compétente en matière d'aides d'Etat. La Commission vérifie sa compatibilité avec le marché intérieur et les lignes directrices pour les aides d'Etat, avant d'autoriser l'aide.

La procédure de dialogue concurrentiel a démontré son utilité pour les trois dernières procédures et est également prévue pour les procédures en Méditerranée (AO6), au large

d'Oléron (AO7) et pour le second parc en Normandie (AO8). Ces procédures permettront notamment d'échanger avec les candidats sur des sujets qui n'ont pas été abordés lors des précédents dialogues :

- Procédure portant sur deux projets distincts pour les projets en Méditerranée ;
- Enjeux technologique de l'éolien posé en grande profondeur pour le parc au large d'Oléron ;
- Interaction entre deux parcs proches (AO4 et AO8) et mutualisation du raccordement pour le second parc au large de la Normandie.

Une fois ces procédures menées, la quasi-totalité des sujets connus à ce jour et susceptibles d'être abordés au cours d'un dialogue concurrentiel aura été étudiée. Afin d'atteindre les rythmes d'attribution de 2 GW/an, l'Etat a identifié plusieurs possibilités pour accélérer les procédures d'attribution :

- Accélérer la procédure de dialogue concurrentiel ;
- Recourir à une procédure d'appel d'offres sans dialogue concurrentiel ;
- Attribuer plusieurs parcs en parallèle.

1.2. Retour d'expérience sur les dialogues concurrentiels AO4 et AO5 (pour les candidats des dialogues correspondants)

Les dialogues concurrentiels AO4 (6 candidats) et AO5 (10 candidats), en 2021 et 2022, ont produit des avancées significatives concernant les cahiers des charges, tant sur la prise en considération des nouveaux enjeux techniques de l'éolien en mer (raccordement en courant continu, recours à des technologies flottantes, etc.) que sur la prise en compte des spécificités de chaque projet (enjeux environnementaux, de développement territorial, de coexistence des usages, de calendrier au regard des conditions de site, etc.).

La DGEC souhaite bénéficier d'un retour d'expérience des acteurs concernés sur les modalités d'organisation de la procédure et sur les possibilités d'amélioration (y compris sur le plan pratique), par exemple sur les sujets suivants : règles de stabilité des groupements, de prévention des conflits d'intérêt, limitation du nombre de candidats, nombre de contributions, bilatérales, réunions plénières, etc.

1.3. Accélérer la procédure de dialogue concurrentiel ou recourir à une procédure d'appel d'offres sans dialogue concurrentiel

L'Etat s'interroge sur l'opportunité d'accélérer la procédure de dialogue concurrentiel (ou de recourir à une procédure reposant sur un appel d'offres simple, à l'instar des appels d'offres de 2011 et 2012 ou des procédures sur les autres énergies renouvelables électriques).

L'Etat prévoit déjà de recourir à un dialogue concurrentiel accéléré pour les procédures des AO7 et AO8, en limitant le nombre de réunions et de contributions demandées aux candidats et en se concentrant sur les points qui n'ont pas pu être approfondis au cours des précédents dialogues.

Il pourrait également être envisagé de recourir à un appel d'offres simple avec une consultation préalable publique sur un projet de cahier des charges. Toutes les parties prenantes auraient ainsi la possibilité de faire des propositions et remarques sur le projet de cahier des charges établi par l'Etat avant que celui-ci ne soit notifié. Le recours à une telle procédure permettrait d'éviter la phase de préselection et donc de gagner plusieurs mois sur la procédure. Elle poserait en contrepartie la question des modalités pratiques des échanges préalables pour l'élaboration et la finalisation du cahier des charges, ainsi que des conditions d'échanges sur les études techniques et environnementales menées par l'Etat sur les zones.

Au-delà du recours à ces procédures d'appels d'offres prévues par le code de l'énergie, il pourrait également être envisagé de disposer d'un cahier des charges type « à options » qui pourrait être notifié préalablement à la Commission Européenne et qui s'adapterait aux spécificités des projets, tant sur le plan technologique (posé, posé grande profondeur, flottant) que sur le plan des enjeux environnementaux et de développement territorial. Une telle option pourrait permettre d'accélérer davantage la procédure et de donner une grande visibilité à la filière. Il ne serait toutefois pas possible de s'écarter ensuite des différentes options notifiées à la Commission européenne. Le cadre pourrait donc se révéler finalement plus rigide.

Questions posées par la DGEC sur le choix des procédures de mise en concurrence :

- Pour les procédures ultérieures à celle de l'appel d'offres n°8 en Normandie, quelle procédure vous paraît la plus adaptée (dialogue concurrentiel accéléré, appel d'offres simple, appel d'offres sur un cahier des charges type) ?
- Quels sont les avantages et inconvénients des trois procédures ?
- Vous paraît-il pertinent de disposer de cahiers des charges types et donc d'une standardisation des appels d'offres ?
- Dans le cas d'un appel d'offres simple, quelles modalités d'échange en amont sur le cahier des charges devraient être prévues ? Quelles modalités de publicité faudrait-il prévoir, en l'absence d'avis publié au Journal Officiel de l'Union Européenne, comme c'est aujourd'hui le cas pour la phase de pré-sélection de dialogue concurrentiel ?
- Quelles modalités d'échange faudrait-il prévoir tout au long de la procédure après l'élaboration du cahier des charges pour assurer l'égalité entre les candidats et la transparence des candidatures tout en préservant la confidentialité des informations relevant du secret technique et commercial ? Est-il envisageable d'organiser des réunions auxquelles tout le monde pourrait participer ? Le cas échéant, comment pourrait s'opérer une sélection de participants à de telles réunions ?
- Comment poursuivre et améliorer le partage des résultats des études techniques et environnementales dans les différentes procédures envisagées ?
- Quelles sont les adaptations réglementaires qui vous paraissent nécessaires ?
- Identifiez-vous d'autres options de procédure pour l'attribution de parcs éoliens en mer ?

1.4. Attribution simultanée de plusieurs projets

Cette faculté sera déjà mise en œuvre pour les parcs au large de la Méditerranée, avec l'attribution de deux parcs en parallèle. Les deux parcs présentent de nombreux enjeux et caractéristiques similaires : ce sont deux parcs éolien flottants sur la même façade maritime. Les critères environnementaux, identifiés au cours du débat public, sont déterminants (présence de l'avifaune dans le Golfe du Lion). Les critères de notation des deux parcs seront donc identiques.

L'Etat a de plus fait le choix, au moment du document de consultation, de rendre des offres liées possibles pour un même candidat sur les deux parcs, c'est-à-dire de permettre à un même

candidat de proposer une offre améliorée s'il venait à être désigné lauréat pour les deux parcs. Une telle possibilité permet ainsi d'envisager un coût réduit pour la collectivité, mais pose également des enjeux de calendrier afin que les deux parcs soient mis en service simultanément par un même producteur.

Pour ces différentes candidatures, l'Etat a également ouvert la possibilité à une même société de candidater dans deux groupements différents, en s'associant avec deux sociétés différentes pour les deux parcs. Cette option offre plus de flexibilité pour les candidats, mais peut générer plus de complexité de gestion pour assurer l'égalité de traitement et l'absence de conflits d'intérêts entre les candidats.

Questions posées par la DGEC sur la mutualisation des procédures :

- Est-il préférable de réaliser des procédures mutualisées pour plusieurs parcs ou de lancer des procédures indépendantes simultanément ?
- Quels sont les avantages et inconvénients des deux solutions ?
- Dans le cas d'une procédure mutualisée, faut-il prévoir des règles particulières pour les candidatures (une seule composition d'un même groupement pour tous les parcs, des compositions légèrement différentes pour les différents parcs...)?
- En cas de procédure mutualisée, quels types de projets pourraient figurer dans une même procédure ? Notamment concernant :
 - o **La technologie** : peut-il y avoir des parcs flottants et des parcs posés dans la même procédure ?
 - o **Les façades maritimes** : peut-on envisager plusieurs parcs sur des façades différentes ?
 - o **Les critères de notation** : doivent-ils être identiques, a minima similaires, ou peuvent-ils être totalement différents ?
- Faut-il permettre des offres liées entre les différents parcs ? Dans quelle limite et sous quelles conditions ?
- Dans le cas où la procédure mutualisée conduit à attribuer plusieurs parcs, est-il opportun de limiter la capacité d'un candidat à être lauréat de l'intégralité des lots ?

Les réponses pourront éventuellement être différenciées en fonction des options de procédure exposées à la partie 1.3 (dialogue concurrentiel ou appel d'offres).

1.5. Autres sujets relatifs au processus d'attribution

Plusieurs questions complémentaires ont été posées au cours des différents débats publics sur les différentes étapes de réalisation des parcs éoliens en mer, au regard des pratiques des autres pays (notamment européens), et sur la répartition des missions entre l'Etat, RTE et les candidats.

Depuis les lois mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures (2017), pour un Etat au service d'une société de confiance (2018), et d'Accélération et de Simplification de l'Action Publique (2020) :

- C'est le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE) qui est en charge du raccordement des parcs éoliens en mer. Cela permet notamment à RTE de prévoir des

raccordements mutualisés à plusieurs parcs lorsque cela est pertinent (exemple de la Normandie pour les deux parcs de 1 et 1,5 GW). Cela autorise également des effets d'échelle grâce à une standardisation des moyens de raccordement.

- L'Etat est en charge de la phase de consultation dite « amont » du projet. Il est le maître d'ouvrage du débat public qui intervient le plus en amont possible afin de définir la zone d'implantation du parc le plus tôt possible, à un moment où les caractéristiques du parc ne sont pas encore définies. Depuis la loi ASAP, ce débat public peut être réalisé par façade.
- L'Etat attribue ensuite au lauréat une zone qui lui permet de réaliser un seul projet, en mettant en œuvre la séquence dite « Eviter-réduire-compenser » lors de l'élaboration de son projet.
- L'Etat peut également réaliser des études techniques et environnementales qu'il met ensuite à disposition du candidat. Ces études permettent soit d'améliorer son offre en limitant les risques liés à une connaissance incomplète de la zone, soit d'accélérer les procédures d'autorisation en fournissant au lauréat les données nécessaires à l'élaboration de son dossier de demande d'autorisation. La fait pour l'Etat de réaliser les études permet d'une part de rationaliser les moyens mis en œuvre, dans un contexte de demande croissante au niveau mondial, et d'autre part d'offrir une égalité de traitement aux différents candidats en leur fournissant les mêmes informations pour l'élaboration de leurs offres.
- C'est enfin le lauréat qui est chargé d'obtenir les différentes autorisations pour son projet.

D'autres pays, par exemple l'Ecosse, ont un modèle très différent, plus proche du régime des concessions d'hydrocarbures: les projets sont attribués de façon progressive en plusieurs phases. Ainsi, c'est d'abord une portion de mer qui est attribuée aux différents candidats qui gagnent ainsi le droit, contre une redevance, de l'exploiter. Il leur revient ensuite la charge de réaliser les études puis d'élaborer ensuite leur projet. Ils peuvent ensuite candidater à des appels d'offres ultérieurs pour obtenir, le cas échéant, un raccordement au réseau de transport d'électricité et un soutien public pour la réalisation d'un projet de parc éolien.

Le risque pèse ainsi sur le développeur, qui n'est pas assuré au moment de l'obtention de sa concession maritime (i) que le site puisse accueillir un parc éolien en mer d'un point de vue technique et (ii) qu'il puisse obtenir le cas échéant un soutien. Il est ainsi fort probable que seule une fraction des 25 GW que le Gouvernement Ecossois a annoncés au premier semestre 2022 ne soit effectivement réalisée. Toutefois, une telle annonce permet en parallèle le développement d'une filière industrielle en lui donnant une certaine visibilité (qui reste relative au regard de l'incertitude du volume total qui sera effectivement mis en service).

Une option consiste à approfondir le dispositif français, en confiant à l'Etat la réalisation des études mais également de l'étude d'impact et le suivi d'éventuels recours contre le projet (*full permitting*)¹. C'est donc un projet autorisé et purgé de recours qui serait attribué dans le cadre de la mise en concurrence. Une telle modification réduirait le risque pour les industriels ainsi que le délai de mise en service du projet après attribution, mais elle ne réduirait pas nécessairement le délai global de réalisation des projets. Elle impliquerait de modifier de nouveau des procédures qui ont été largement remaniées par les lois récentes et qui ont confié

¹ Dans son relevé d'observations provisoires Les soutiens à l'éolien terrestre et maritime, la Cour des comptes se montre plutôt favorable à cette approche considérant que « 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'Etat (dérivage de la zone, obtention de l'autorisation et purge des recours) ».

à l'Etat un rôle plus important sur la phase amont (débat public, réalisation des études...).

Questions posée par la DGEC sur le processus d'attributions :

- Que pensez-vous de l'attribution du raccordement au gestionnaire du réseau de transport ?
- Pensez-vous utile de modifier la répartition des missions entre l'Etat et le lauréat au cours du processus d'attribution :
 - o Sur la réalisation des études? Vous semble-t-il utile de prévoir le remboursement des études techniques par le futur lauréat ? Selon quelles modalités ?
 - o Sur l'obtention des autorisations? Notamment vous semblerait-il pertinent que l'Etat attribue un projet déjà autorisé et purgé de tout recours? Le cas échéant, à quelle échéance cela serait-il pertinent pour obtenir un réel gain dans le calendrier de réalisation des projets, étant entendu qu'une modification aujourd'hui n'entraînerait pas de gain pour les prochains projets puisque le délai d'autorisation serait essentiellement identique ?
- Pensez-vous que d'autres modèles expérimentés à l'étranger seraient transposables en France et vous semble-t-il pertinent qu'ils le soient, le cas échéant (modèle écossais par exemple)? Au contraire, vous semble-t-il que certaines spécificités françaises empêcheraient une telle transposition ?
- Vous semble-t-il pertinent d'envisager des appels d'offres technologiquement neutres, mettant par exemple en compétition le posé grande profondeur avec le flottant ?

2. Le devenir du mécanisme du Contrat de Complément de Rémunération (CCR)

2.1. Rappel sur le processus de soutien actuel

Les six premiers parcs bénéficient d'un tarif d'achat, c'est-à-dire que EDF OA, ou un autre « acheteur obligé » titulaire d'une mission de service public, est responsable de la vente de l'électricité produite par l'installation sur les marchés. Il rachète à un prix fixe l'électricité au producteur. Ce prix est le résultat de l'offre déposée par le candidat au cours de la procédure de mise en concurrence. Si les prix de marchés sont plus bas que le tarif, l'Etat compense la différence à l'acheteur obligé, si les prix de marché sont au contraire plus élevés, l'Etat perçoit la différence de la part de l'acheteur obligé.

Depuis le parc éolien en mer de Dunkerque, les producteurs bénéficient, en application des lignes directrices pour les aides d'Etat, d'un complément de rémunération (CCR). Sur le principe, le fonctionnement est relativement similaire, à la différence près que c'est le producteur lui-même qui est chargé de vendre l'électricité produite, soit sur les marchés, soit directement à un consommateur. Selon le niveau des prix de marché, soit les acheteurs obligés lui reversent la différence, en cas de prix de marché bas ; soit lui prélèvent la différence, en cas de prix de marché élevés (voir annexe 2). L'intérêt de ce mécanisme réside dans l'évolution du rôle du Producteur, qui devient également un acteur actif du marché de l'électricité et est exposé aux enjeux de vendre sa production sur le marché.

Ces mécanismes sont considérés comme une aide d'Etat et doivent donc à cet effet être

notifiés à la Commission Européenne qui vérifie la compatibilité avec les lignes directrices pour les aides d'Etat.

Le CCR, qui a donc succédé à l'obligation d'achat, présente des avantages et des inconvénients tant pour le producteur que pour l'Etat.

- Pour le producteur, il offre de la visibilité sur une durée suffisante (les contrats durent typiquement 20 ans) pour amortir son investissement, en l'isolant des risques de marché. Sans cette garantie, il pourrait notamment être plus difficile d'obtenir des prêts de la part des instituts financiers. En revanche, il est dans l'obligation de reverser la totalité des revenus perçus au-dessus du niveau de tarif. En effet, la contrepartie du transfert des risques vers l'Etat est que le producteur ne peut pas réaliser des revenus à la hausse en cas de situation favorable sur les marchés, comme c'est le cas actuellement.
- Pour l'Etat, ce soutien implique un engagement financier sur une durée potentiellement longue. Pour les premiers parcs, l'Etat s'est ainsi engagé à payer un tarif de l'ordre de 130 à 140 €/MWh (après une renégociation des tarifs en 2018) à un moment où les prix de marchés étaient de l'ordre de 40 à 50 €/MWh, représentant à l'époque plus de 20 Mds€ de soutien public étalés sur 20 ans. Toutefois, en cas de prix de marché très élevés (qui peuvent par ailleurs conduire l'Etat à financer des mesures particulièrement coûteuses pour protéger les consommateurs), l'Etat perçoit des revenus importants de la part de ces producteurs d'énergies renouvelables. Le dispositif de complément de rémunération permet ainsi potentiellement de maintenir un prix de l'électricité plus abordable pour le consommateur. Il conduit, selon les cas, à un transfert du producteur vers le consommateur ou contribuable (quand les prix sont hauts) ou du consommateur ou contribuable vers le producteur (quand les prix sont bas).

Les coûts en baisse quasi-constante² de l'éolien en mer ainsi que le niveau élevé des prix du marché de l'électricité réinterrogent la nécessité d'un soutien de la part de l'Etat pour les parcs éoliens en mer. Il convient toutefois de prendre en compte l'intérêt réciproque des dispositifs de complément de rémunération, comme exposé ci-dessus.

2.2. Autres dispositifs envisageables

D'autres exemples de soutien, sur le modèle du complément de rémunération, existent dans d'autres pays européens :

- En Allemagne le modèle de complément de rémunération est ainsi asymétrique. Le producteur est assuré d'un niveau de prix minimal : quand le prix de marché est inférieur à ce niveau, l'Etat verse la différence. En revanche, quand les prix de marché sont plus élevés, le producteur conserve ses gains. Dans un tel modèle, les risques de marché sont plus élevés. Le niveau concurrentiel conduit ainsi l'Etat à verser moins d'aide, mais il n'est pas en mesure de capter les hauts revenus en cas de prix haut. Ce modèle semble peu adapté aux conditions de marché actuelles et a conduit l'Etat allemand à départager à plusieurs reprises des candidats par tirage au sort ces dernières années (chaque candidat demandant un soutien nul à l'Etat). Une loi du 7 juillet 2022 prévoit ainsi, pour les futurs appels d'offres sur les zones dérisquées par l'Etat, la fin du mécanisme de soutien public et le passage à une mise en concurrence sur la base d'un montant forfaitaire proposé par les candidats (60% de la notation).
- Au Danemark, le complément de rémunération est symétrique, mais fonctionne avec des plafonds asymétriques. Ainsi, pour le parc Thor, les versements du producteur

² Ce point est toutefois à relativiser au regard de l'augmentation importante du coût des matières premières observé depuis la reprise économique post-covid et de la guerre en Ukraine

vers l'Etat (en cas de prix de marché élevés) sont limités à 375 M€, tandis que le soutien de l'Etat au Producteur est limité à 874 M€. Ces plafonds peuvent se révéler rapidement limitants selon les conditions de marché, et laisser des marges conséquentes aux producteurs.

Similairement à l'exemple de l'Allemagne ou des Pays-Bas, il pourrait être envisagé de ne plus accorder de soutien public aux projets, en leur laissant la possibilité de vendre leur production, en totalité ou en partie sur les marchés. Les producteurs pourraient ainsi être davantage incités à vendre directement à des consommateurs par l'intermédiaire de contrats long termes (*Corporate Power Purchase Agreement* ou *Corporate PPA*). L'absence de soutien public, dans le contexte d'une filière industrielle plus mature, conduit à limiter fortement l'exposition de l'Etat. Toutefois, au regard des prix attendus, notamment pour l'éolien posé, une telle solution conduirait dans la majorité des cas à une perte nette pour l'Etat sans la mise en place de dispositifs permettant de capter les revenus élevés. La mise en place de *Corporate PPA* permettrait en revanche de fournir de la visibilité aux consommateurs concernés, à des prix qui seraient à des niveaux compétitifs, sans que l'Etat intervienne en intermédiaire. Dans son relevé d'observations provisoires *Les soutiens à l'éolien terrestre et maritime*, la Cour des comptes estime ainsi que le « développement des PPA, qui sécurisent à long terme des prix et des quantités, et les prix élevés de l'électricité pourraient conduire à s'interroger sur la nécessité de l'aide publique, mais simultanément, les mécanismes de soutien tels que le complément de rémunération permettent de capter la rente en cas de prix élevés. »

D'autres modèles, avec la mise en place de redevances, peuvent également être envisagés. De tels dispositifs pourraient être particulièrement adaptés à une industrie qui repose majoritairement sur des coûts fixes mais qui est exposée à des variations importantes de marché. Il pourrait ainsi être envisagé d'adapter le niveau de la redevance aux prix de marché, afin d'assurer un niveau minimal de rentabilité nécessaire à l'amortissement des investissements et la couverture des coûts d'exploitation. De tels modèles existent pour d'autres filières, à l'exemple de la Compagnie Nationale du Rhône pour laquelle la redevance est calculée³ en appliquant à la fraction de chaque part du prix moyen capté annuellement, le taux de :

- 10 % pour la fraction inférieure à 26,5 €/ MWh ;
- 34 % pour la fraction supérieure à 26,5 €/ MWh et inférieure à 50 €/ MWh ;
- 60 % pour la fraction supérieure à 50 €/ MWh et inférieure à 80 €/ MWh ;
- 80 % pour la fraction supérieure à 80 €/ MWh.

Ce modèle, proche dans l'esprit du complément de rémunération, n'est pas une aide d'Etat et permet d'assurer globalement les mêmes objectifs que celui-ci, en offrant une exposition de marché plus importante au producteur, mais lui permettant, le cas échéant, de capter des revenus plus importants.

Questions posées par la DGEC sur les modalités de rémunération des futurs projets éoliens en mer :

- Quels sont les avantages et inconvénients, tant pour les producteurs que pour l'Etat, du mécanisme de complément de rémunération au regard de la compétitivité de l'éolien en mer (et de l'éolien posé notamment) et du retour d'expérience dans d'autres pays européens ?
- Que pensez-vous d'un système de redevance pour les parcs éoliens en mer ? Quelles modalités faudrait-il prévoir pour prendre en compte la structure des coûts de l'éolien

³ Article 47 du cahier des charges général de la Compagnie Nationale du Rhône

en mer, en assurant dans une situation normale la rémunération des investissements, tout en captant les parties supérieures des revenus ?

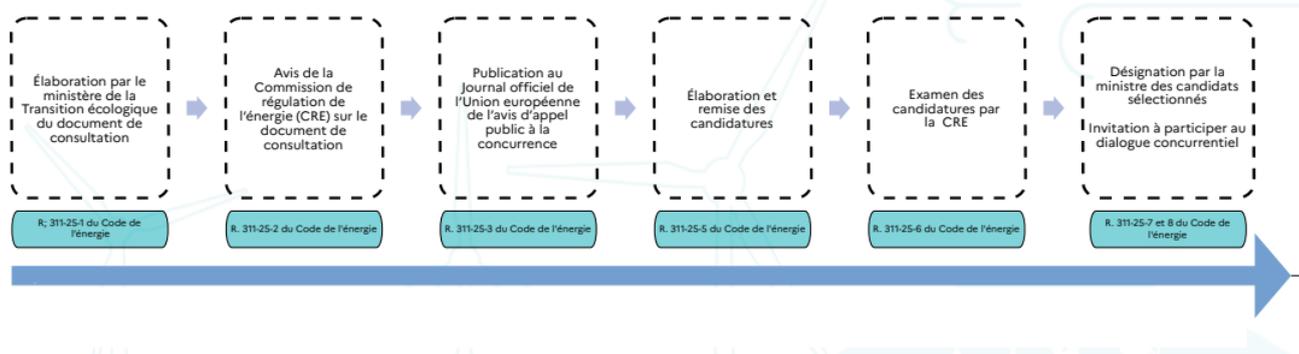
Pour des propositions d'évolution vers des mécanismes de marché :

- Vous paraît-il souhaitable de passer en partie ou en totalité à une vente sur le marché pour les projets éoliens en mer ? Dans ce cas, quelle place pour les PPA dans le dispositif, faut-il prévoir des prescriptions dans la procédure d'appel d'offres ?
- A quels besoins spécifiques vous semble répondre la mise en place de PPA pour le secteur de l'éolien en mer (protection du consommateur, développement de l'hydrogène, etc.) ?
- Vous paraît-il pertinent d'avoir recours à des appels d'offres mixtes (avec et sans soutien public) ?
- Faut-il prévoir des mécanismes pour assurer la redistribution des revenus des installations en cas de prix haut vers les consommateurs ? Selon quelles modalités ?

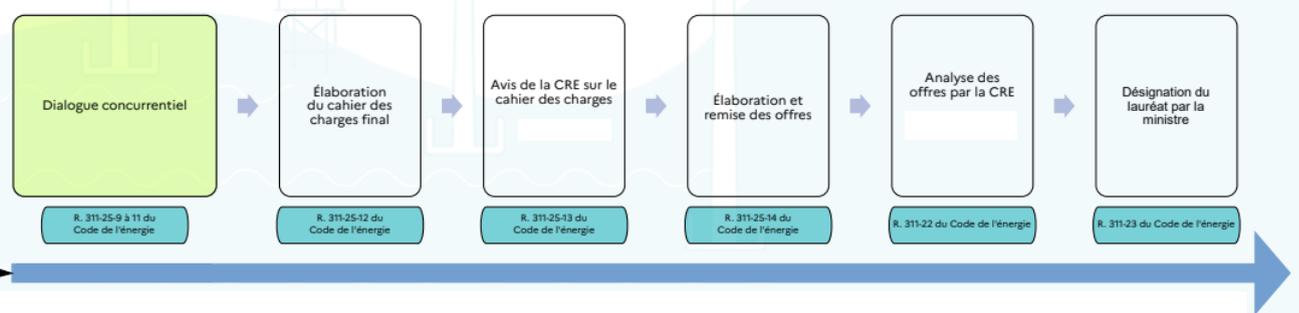
Identifiez-vous d'autres modèles de rémunération pour les installations d'éolien en mer ?

Procédure de dialogue concurrentiel

Phase de candidatures



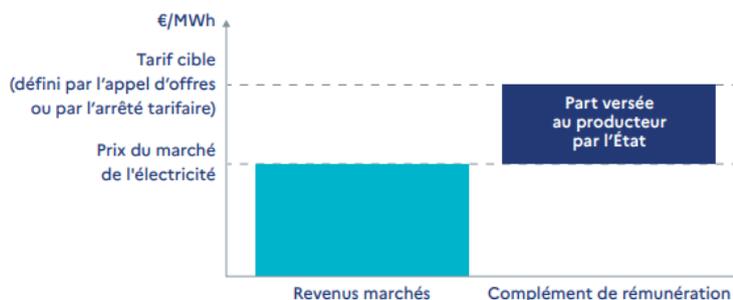
Dialogue concurrentiel et élaboration des offres



Choix du lauréat

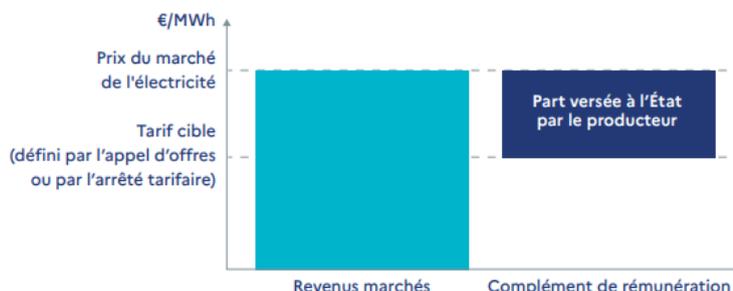
Mécanisme de soutien par complément de rémunération

Schéma de fonctionnement du complément de rémunération lorsque les prix du marché sont **inférieurs** au tarif cible



Dans ce mécanisme, le Producteur assume l'intégralité du risque lié à sa production, mais les risques relatifs au marché sont partagés avec l'Etat, qui assure un prix minimum au développeur correspondant au tarif de son offre (les écarts positifs ou négatifs avec le prix de marché faisant l'objet de versements du producteur vers l'Etat, ou de l'Etat vers le producteur).

Schéma de fonctionnement du complément de rémunération lorsque les prix de marché sont **supérieurs** au tarif cible



Pour les AO récents, le prix de marché est défini comme la moyenne mensuelle constatée sur les marchés spots, pondérée par la production mensuelle du parc (AO4) ou par la production des parcs éolien français situés en Atlantique, Manche et mer du nord (AO5) ou en Méditerranée (AO6).