

Synthèse de la consultation sur les procédures et les modalités de soutien public pour l'accélération du développement de l'éolien en mer en France

Contexte

Afin d'accélérer le développement de l'éolien en mer en France, la DGEC a organisé au printemps 2023 une consultation de la filière et des parties prenantes sur les procédures d'attribution du soutien public pour les projets et sur le modèle économique des installations, afin d'assurer l'atteinte des objectifs de développement de l'éolien en mer dans les années à venir.

Les sujets relatifs à la planification et à la définition des objectifs prévus dans la prochaine loi de programmation pluriannuelle de l'énergie ne faisaient pas l'objet de cette consultation.

Lors de cette consultation, 23 contributions ont été reçues, émanant principalement de développeurs éoliens, d'associations, de fédérations ou d'acteurs publics du domaine de l'énergie. Le présent document synthétise les réponses apportées aux questions de la consultation, reflétant les contributions partagées par les répondants et en aucun cas, sauf expressément mentionné la position de l'administration ou du Gouvernement.

Les contributeurs suivants ont accepté que leur contribution soit rendue publique :

- Prost
- Christine Josselin
- CNPMEM
- CRE
- FTPE Guadeloupe
- Ocean Winds
- Pas de vent chez nous - Avenir Boischaut Sud
- PIEBÎEM (Préserver l'Identité Environnementale de Bretagne sud et des Îles contre l'Eolien en Mer)
- RTE
- Sea Shepherd France
- Windfan Consulting

1. Procédures d'attribution des parcs

1.1. Périmètre des futures procédures et opportunité de la mutualisation

La majorité des acteurs est favorable à une **mutualisation des procédures pour plusieurs parcs**. En effet, celle-ci est jugée indispensable à la fois pour atteindre les objectifs français d'accélération du développement des énergies renouvelables et pour donner de la visibilité à la filière. Un volume de l'ordre de 10 GW et/ou une fréquence d'une fois tous les 5 ans sont notamment évoqués par les

contributeurs. Pour eux, une telle approche permettrait de rationaliser le temps passé aussi bien par les services de l'Etat que par les développeurs, mais également de favoriser la concurrence et la diversification des développeurs par l'introduction de clauses d'allotissement (c'est-à-dire de clauses permettant de limiter le nombre de lots pouvant être attribués à un même candidat).

Deux points de vigilance importants sont soulignés par les répondants : **la nécessité d'éviter les goulets d'étranglement** (chaîne d'approvisionnement, fournisseurs, moyens humains des services de l'Etat et des développeurs) et **le risque qu'un des projets retarde la procédure globale**. Pour y remédier, ils proposent de prévoir la possibilité d'exclure un ou plusieurs projets au cours de la procédure mutualisée en cas de risque de blocage.

Plusieurs contributeurs estiment qu'un lissage dans le temps des plannings pourrait également être envisagé, par exemple avec un **alignement sur les dates de mise à disposition prévisionnelle des raccordements ou la mise en place de plusieurs relèves en cas d'un nombre élevé de lots**. Les contributions demandent toutefois à veiller à ce qu'un tel lissage ne conduise pas à des dérives supplémentaires dans les calendriers, susceptibles d'augmenter la durée entre le dépôt de l'offre et la mise en service, ce qui pourrait être préjudiciable aux prix proposés.

Concernant le **périmètre d'un appel d'offres mutualisé**, la majorité des acteurs semble favorable à une procédure incluant des projets de **technologies différentes situés sur des façades différentes** (massification et accélération, bonne échelle pour gérer les règles d'allotissement), avec un souhait de conserver des critères relativement similaires.

Plusieurs contributeurs semblent enfin favorables **aux appels d'offres technologiquement neutres pour un même site** (éolien posé, éolien flottant) qui encouragent l'innovation. **Le nombre de sites pour lesquels les deux technologies seraient pertinentes est toutefois limité** (entre 60 et 80 m de profondeur, sans doute plutôt en Bretagne ou Sud-Atlantique).

Certains notent qu'un tel choix pourrait pénaliser la filière de l'éolien flottant, généralement moins compétitive que le posé, et qu'il faut conserver certains appels d'offres uniquement flottants.

1.2. Règles d'attribution et concurrence

Les contributeurs se sont tous montrés **favorables à une règle d'allotissement**, les critères proposés généralement étant le nombre de lots ou de GW attribués à un seul candidat au sein de la procédure. Une alternative proposée serait de demander à un candidat de se positionner sur un nombre maximum de parcs au sein d'une procédure mutualisée.

A quelques exceptions près, **les contributeurs sont défavorables à la possibilité d'offres liées**, permettant à un même candidat de proposer une offre améliorée s'il venait à être désigné lauréat pour plusieurs parcs. En effet, cette option est jugée complexe, fragile juridiquement, source de délais de réalisation et de concentration du marché. Une contribution signale également que les économies éventuelles liées à des synergies résultant de l'attribution de plusieurs lots à un même groupement pourraient être captées par d'autres dispositifs que la possibilité d'offres liées (par exemple via une clause de prévention des risques de surcompensation).

Concernant les groupements, une grande partie des contributeurs souhaiteraient qu'ils soient globalement les mêmes entre les parcs avec l'absence de consortiums croisés, mais avec des possibilités de flexibilité sous certaines conditions. Parmi les options proposées par les contributeurs, on peut noter la possibilité ouverte de permettre une diversification des partenariats pour un montant

maximum de part inférieur ou égal à 20% du consortium pour laisser la porte ouverte à des partenaires minoritaires (sans contournement de la règle d'allotissement qui serait à attendre au sens d'acteur économique), et la possibilité de modifier une fois avant la remise de l'offre la composition du groupement avec l'entrée d'un nouveau partenaire non engagé avec un autre groupement.

1.3. Format de la procédure et cahier des charges

Sans qu'il y ait de consensus marqué dans les contributions et malgré sa longueur relative, **le format du dialogue concurrentiel accéléré semble privilégié dans le cas d'une procédure mutualisée telle que décrite plus haut**. En effet, il semble aux acteurs que les appels d'offres simples ou sur un cahier des charges type soient plus adaptés pour des appels d'offres successifs de périmètre limité que pour une procédure mutualisée.

Les répondants considèrent que les retours d'expérience des précédents dialogues concurrentiels devraient permettre de limiter la quantité des modifications introduites lors d'une procédure future et donc de l'accélérer. Ils jugent important que les candidats puissent apporter leurs avis et propositions sur le cahier des charges, mais une seule réunion ou note par candidat préqualifié semblerait suffisante pour de nombreux contributeurs. Il est également fait part du souhait que l'Etat fasse preuve de transparence et d'explications sur les suites données lors de cette phase de consultation.

La possibilité pour d'autres acteurs (industriels, agrégateurs...) de contribuer de façon écrite sur le cahier des charges est soulevée.

Une contribution propose une **variante de mise en œuvre** qui suivrait les étapes suivantes (durée totale d'environ 13 mois) :

- Envoi d'une proposition de cahier des charges (CdC) à l'ensemble des entreprises ayant déjà été préqualifiées lors d'un appel d'offres éolien en mer (AO) pendant les 5 dernières années. Les entreprises ont 2 mois pour présenter leurs observations (délais de consultation). Une procédure de « labellisation » parallèle est prévue pour les entreprises n'ayant jamais été préqualifiées.
- Deux mois après la fin du délai de consultation, l'Etat présente un cahier des charges définitif. Toutes les entreprises intéressées disposant d'un droit à participation (ou label) peuvent candidater. Les entreprises ne disposant pas de ce droit peuvent participer à des consortiums sans dépasser 10% des parts desdits consortium. L'ensemble des candidats ont 6 mois pour soumettre leur réponse (délai de réponse).
- Une fois toutes les offres reçues, l'Etat (incluant l'avis de la CRE) a 3 mois pour attribuer les zones aux candidats les mieux notés.

Cette proposition semble répondre aux besoins remontés par plusieurs contributeurs. Pour la DGEC, certaines durées proposées pour les tâches relevant des services de l'Etat paraissent peu réalistes dans le cas d'un appel d'offres de grande ampleur.

Note : cette proposition devrait faire l'objet d'une analyse juridique approfondie, notamment concernant la **préqualification**, et le calendrier de labellisation proposée afin de permettre à l'ensemble des entreprises labellisées de présenter leurs remarques sur le cahier des charges afin de préserver une égalité de traitement entre les différents candidats.

Parmi les critères financiers utilisés pour la préqualification, certains contributeurs proposent de compléter le critère du chiffre d'affaires pour prendre en compte certaines situations actionnariales particulières (fonds d'investissement détenant le candidat), remontées dans les contributions.

Dans la perspective de la mutualisation évoquée précédemment, la **question d'un « cahier des charges type »** est traitée de fait, puisque la procédure mutualisée a vocation à utiliser un cahier des charges globalement commun entre les parcs, tout en permettant des adaptations éventuelles à la marge suivant les contraintes environnementales et les technologies associées aux différentes implantations. A des fins de gain d'efficacité, des répondants proposent un allègement du contenu des offres.

Parmi les **procédures alternatives proposées**, certaines contributions évoquent – sur la base de modèles d'autres pays européens – une attribution séparée :

- d'une part, du droit à occuper la zone (« foncier »), par un appel d'offres dédié sur des zones définies ou selon le principe open-floor où les porteurs de projets peuvent déterminer la zone de façon ouverte,
- d'autre part, du soutien public.

Pour autant, les modèles d'enchères de concession sont jugés très spéculatifs, et plusieurs contributeurs mettent en garde contre ces modèles qui pourraient engendrer un renchérissement du coût de l'électricité et augmenter le risque d'abandon de projet. Si cette option devait être expérimentée, la CRE juge qu'elle serait plus adaptée en priorité pour des zones éloignées des côtes et vouées à l'éolien flottant, afin de massifier les efforts de prospection par les études des développeurs.

1.4. Critères de notation

Concernant les **critères de notation**, différentes propositions d'évolution sont évoquées. Plusieurs contributeurs considèrent que la prise en compte des critères non financiers (développement économique local, environnement) n'est pas pleinement satisfaisante : la suppression des plafonds pour leur évaluation ou le passage de certains d'entre eux en prérequis sont proposés. Une révision de la façon d'évaluer le critère prix est également suggérée par les acteurs pour limiter le risque spéculatif.

Enfin, il est généralement demandé par les contributeurs que les critères de notation soient les mêmes au sein d'une procédure mutualisée, quitte à ce que la pondération utilisée pour l'évaluation soit différente en fonction des spécificités des lots.

1.5. Etudes techniques, environnementales et autorisations

Il est demandé que les développeurs puissent être consultés sur les **spécifications des études techniques et environnementales**, notamment pour être en mesure de prioriser dans le temps les études à réaliser.

Les contributeurs proposent l'organisation d'une concertation sur les études de levée des risques, notamment environnementales, avant le lancement par l'Etat d'un marché-cadre avec un programme d'étude associé à l'ensemble des prochains projets.

Ils ont confirmé l'importance de la **livraison dans les délais des résultats** des études techniques et environnementales, avec la demande de donner de la visibilité sur leur calendrier et d'organiser des

réunions de restitution régulières. Certains proposent qu'à défaut de rapport finalisé à la publication du cahier des charges, un partage des données brutes mesurées soit réalisé dès celles-ci collectées.

La majorité des répondants souhaite par ailleurs un **maintien de la répartition actuelle** (études techniques et environnementales de dérisquage réalisées par les services de l'Etat), notamment par souci d'équité entre les candidats, de gestion de l'interface avec les parties prenantes locales (qui serait complexifiée en cas de campagnes multiples).

Concernant une **éventuelle obtention des autorisations par l'Etat**, une majorité des acteurs n'y sont pas favorables car ils mettent en doute la capacité de l'Etat à assurer ces missions avec son organisation actuelle, considèrent que ce sont les porteurs de projet qui maîtrisent ce savoir-faire et que ce format serait source de recours plus complexes à gérer sur les autorisations. A noter que si cette option a été testée au Danemark, elle n'a pas été conservée pour les parcs les plus récents : en effet, les critiques des parties prenantes et notamment des riverains des parcs éoliens en mer proches des côtes, en particulier liées aux incertitudes sur l'empreinte géographique finale des projets, ont amené les autorités danoises à faire marche arrière et faire réaliser les demandes d'autorisation par les développeurs pour les futurs projets.

Plus généralement, plusieurs contributeurs font part **de leurs craintes sur un sous-dimensionnement des moyens humains des services de l'Etat et de RTE** pour la conduite des différentes procédures nécessaires à l'atteinte des objectifs français de développement de l'éolien en mer.

2. Mécanisme de soutien

L'essentiel des contributeurs jugent que le **mécanisme de complément de rémunération** (indexé sur l'inflation) permet un flux de revenus stable et prévisible au développeur, qui donne de la visibilité sur le long-terme, rendant ainsi possible la réalisation d'investissements extrêmement capitalistiques malgré la volatilité constatée des marchés de l'électricité. Il permet par ailleurs d'attirer les investisseurs et créanciers, rendant ainsi le financement des projets plus accessible et moins coûteux. Les répondants soulignent que son fonctionnement bidirectionnel permet également de limiter les effets d'aubaine ou de sur-rémunération, et de protéger le consommateur dans les périodes où les prix de marchés de l'électricité sont élevés.

Les principales propositions d'évolution du complément de rémunération partagées par les acteurs portent sur le maintien d'une différence entre la durée de soutien et la durée de fonctionnement (qui ne fait toutefois pas consensus car certains acteurs proposent au contraire un allongement de la durée de soutien), et sur l'introduction de la possibilité qu'une part de la production soit commercialisée sous forme de PPA (voir plus bas).

Le dispositif de complément de rémunération est jugé **indispensable pour l'accompagnement de filières émergentes** tel que le flottant par la très grande majorité des répondants. Pour l'éolien posé, les acteurs reconnaissent l'intérêt du CCR mais constatent que la rémunération se fait majoritairement après la période de complément de rémunération, période soumise à des incertitudes élevées. Pour autant, **les systèmes de redevance sont globalement jugés encore plus spéculatifs et les contributeurs estiment qu'ils sont donc à éviter.**

Deux mécanismes alternatifs sont proposés dans les réponses à la consultation :

- **Le prix tunnel** avec un prix plancher et un prix plafond (le plancher garantit la possibilité de financer le projet et le plafond permet une récupération par l'Etat des revenus au-delà d'un certain seuil). Cette option permet d'exposer davantage les producteurs au marché. L'évaluation des offres se ferait alors en demandant aux candidats de fixer l'un des deux prix (l'autre étant imposé) ou en leur demandant de fixer la valeur centrale de la fourchette (son amplitude étant imposée)
- **Le mécanisme de prime de rachat** avec des montants fixes en €/MWh qui s'ajoutent au prix de gros que le producteur reçoit en vendant l'électricité. Ce mécanisme ne permet toutefois pas de retour à l'Etat en cas de prix de marchés très élevés, ni de sécuriser des investissements. Pour des parcs posés, ce montant pourrait être négatif, si bien que ce mécanisme s'apparenterait à une redevance.

Comme indiqué plus haut, l'option de **recourir à des PPA** recueille un avis favorable d'une majorité de participants, en privilégiant **un système optionnel, avec la possibilité (et non l'obligation) de contractualiser par exemple jusqu'à 20% de la production en PPA**, par exemple activable au moment de la décision d'investissement. Le choix de limiter cette part de vente en PPA vise à réduire le risque spéculatif et à ne pas déséquilibrer le mécanisme actuel, d'autant plus qu'il existe encore des incertitudes sur la capacité à contractualiser plusieurs années en amont et les typologies d'acteurs qui seraient intéressés par ces contrats.

Les contributeurs estiment nécessaire de **simplifier et clarifier les mécanismes de partage des surprofits**, au-delà du complément de rémunération bidirectionnel, et le souhait que les producteurs puissent **émouvoir des garanties d'origine** durant la période de complément de rémunération ou bénéficier d'un droit de préemption pour leur rachat au moment de leur émission par l'Etat, afin de valoriser le caractère renouvelable de l'électricité produite auprès des acheteurs.

3. Raccordement

La majorité des contributeurs est favorable à la **prise en charge du raccordement par RTE** comme c'est le cas aujourd'hui, ce qui permet une prise en compte intégrée des enjeux du réseau électrique national et une cohérence des choix technologiques. Toutefois, plusieurs contributeurs proposent **d'expérimenter le raccordement d'un ou deux parcs parmi les prochains par le porteur de projet**.

Les répondants mettent par ailleurs en avant le besoin **d'anticiper le raccordement des projets identifiés** dès la fin de la planification maritime afin que le raccordement ne soit plus sur le chemin critique des projets, par exemple avec un plan pluriannuel pour les raccordements des parcs éoliens en mer permettant à RTE d'investir largement en amont des projets. La majorité estime nécessaire **une démarche commune entre les développeurs des projets éoliens en mer et le gestionnaire du réseau** de transport sur les conditions de raccordement des projets et des hypothèses techniques (ex : tension des câbles), pour continuer à développer les synergies entre les postes en mer et les raccordements (REX, expertise, partage de standards technologiques, multi-usage des postes...) et s'assurer que les paramètres techniques applicables au raccordement en mer intègrent les innovations technologiques attendues.