

DELIBERATION N° 2023-74

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 mars 2023 portant avis sur le projet de cahier des charges relatif à la procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel n° 1/2021 portant sur des installations éoliennes flottantes de production d'électricité en mer dans une zone au large du sud de la Bretagne

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX et Valérie PLAGNOL, commissaires.

SAISINE ET COMPETENCE DE LA CRE

En application des dispositions des articles L. 311-10 et R. 311-25-1 et suivants du code de l'énergie, le ministre chargé de l'énergie a lancé une procédure de dialogue concurrentiel portant sur des installations éoliennes flottantes de production d'électricité en mer dans une zone au large du sud de la Bretagne (« A05 »), par un avis publié au Journal officiel de l'Union européenne (JOUE) le 30 avril 2021¹ et rectifié le 28 mai 2021².

Cette procédure fait suite au débat public relatif à ce projet qui s'est tenu du 20 juillet 2020 au 21 décembre 2020. Elle a pour but d'attribuer la construction et l'exploitation d'un parc éolien en mer flottant d'une puissance installée comprise entre 230 et 270 MW.

La période de candidature pour la participation au dialogue concurrentiel s'est clôturée le 1^{er} juillet 2021 : en application de l'article R. 311-25-6 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a adressé au ministre chargé de l'énergie une proposition de liste de candidats admis à participer à ce dialogue³.

La phase de dialogue prévue à l'article R. 311-24-9 du code de l'énergie s'est ensuite tenue entre fin 2021 et mi-2022 sous la forme de séances plénières d'information, d'échanges bilatéraux organisés entre le ministre chargé de l'énergie et les candidats et de contributions écrites des candidats. Ces échanges ont porté sur le projet de cahier des charges, le contrat de complément de rémunération, les aspects techniques et juridiques liés à l'emplacement du projet et les prescriptions liées au raccordement. La CRE a été invitée à y assister et RTE, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (GRT), a également été associé aux séances portant sur le raccordement de l'installation.

Par courrier du 9 juin 2022, la directrice de l'énergie a sollicité un avis préliminaire de la CRE sur un projet de cahier des charges mis à jour dans le cadre de la procédure décrite ci-dessus, en amont de la saisine officielle effectuée au titre de l'article R. 311-25-13 du code de l'énergie. La CRE a ainsi rendu un avis préliminaire sur le projet de cahier des charges le 13 juillet 2022 : elle salue la mise en place de ce processus, permettant aux pouvoirs publics de prendre en compte ses recommandations préalablement à la notification officielle du cahier des charges à la Commission européenne au titre des aides d'Etat. Elle recommande toutefois aux pouvoirs publics de notifier le dispositif d'aide à la Commission européenne sur la base d'une description moins détaillée afin de pouvoir améliorer le cahier des charges jusqu'au moment de sa notification définitive aux candidats, notamment à la suite de l'avis de la CRE.

¹ Avis n° 2021/S 084-213201 publié au JOUE le 30 avril 2021.

² Avis n° 2021/S 102-266214 publié au JOUE le 28 mai 2021.

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 juillet 2021 portant décision relative à la phase de sélection des candidats admis à participer au dialogue concurrentiel n° 1/2021 portant sur des installations éoliennes flottantes de production d'électricité en mer dans une zone au large du sud de la Bretagne.

2 mars 2023

Par courrier du 20 décembre 2022, reçu le 13 janvier 2023, la CRE a été saisie par le ministre chargé de l'énergie, en application de l'article R. 311-25-13 du code de l'énergie, du projet de cahier des charges établi à l'issue du dialogue concurrentiel portant sur des installations éoliennes flottantes de production d'électricité en mer dans une zone au large du sud de la Bretagne.

Le cahier des charges définitif sera ensuite notifié aux candidats par le ministre chargé de l'énergie. Ces derniers constitueront leurs offres et les déposeront sur la plateforme prévue à cet effet par la CRE. La CRE mènera ensuite l'instruction des offres.

TABLE DES MATIERES

SAISINE ET COMPETENCE DE LA CRE 1

1. CONTEXTE..... 5

1.1 LE DEVELOPPEMENT DE L'EOLIEN EN MER EN FRANCE5

1.2 LE DEVELOPPEMENT DE L'EOLIEN EN MER EN EUROPE6

2. DESCRIPTION DU PROJET DE CAHIER DES CHARGES SOUMIS A L'AVIS DE LA CRE..... 6

2.1 OBJET6

2.2 CANDIDATURES7

2.3 INSTRUCTION.....7

2.4 NOTATION7

2.5 DESIGNATION DU LAUREAT ET OBLIGATIONS AFFERENTES8

2.6 ENGAGEMENTS DU LAUREAT ET SANCTIONS EN CAS DE NON-RESPECT DE CES ENGAGEMENTS8

2.7 DEROULEMENT DU PROJET.....9

2.7.1 Etapes prévues par le cahier des charges jusqu'à la mise en service9

2.7.2 Délai global pour la mise en service du parc et conséquences du non-respect de ce délai9

2.7.3 Possibilité d'évolution de l'offre..... 10

2.7.4 Communication de documents 10

2.8 MODALITES ECONOMIQUES ET FINANCIERES 10

2.8.1 Complément de rémunération 10

2.8.2 Indexation du tarif de référence du contrat de complément de rémunération 11

2.8.3 Ajustements du complément de rémunération et faits nouveaux..... 12

2.8.4 Cas de l'implantation d'un nouveau projet au sein de la zone Sud Bretagne 13

2.8.5 Mécanisme de prévention des risques de surcompensation 13

2.9 PRESCRIPTIONS LIEES AU RACCORDEMENT 13

2.9.1 Modalités de raccordement 13

2.9.2 Délai de mise à disposition du raccordement 14

2.9.3 Traitement des coûts échoués..... 14

3. ANALYSE DU CAHIER DES CHARGES 14

3.1 TEMPORALITE DU PROJET : MISE EN CONCURRENCE, DELAIS DE MISE EN SERVICE DE L'INSTALLATION ET EFFECTIVITE DU CONTRAT DE COMPLEMENT DE REMUNERATION 14

3.1.1 Raccourcir la durée des prochaines mises en concurrence 14

3.1.2 Délai global pour la mise en service du parc objet de la présente procédure..... 15

3.1.3 Conclusion et prise d'effet du contrat de complément de rémunération 17

3.1.4 Résiliation du contrat à l'initiative du producteur..... 18

3.2 CONTRAT DE COMPLEMENT DE REMUNERATION 18

3.2.1 Choix du prix de marché de référence « MO » 18

3.2.2 Indexation du tarif de soutien précédant la mise en service 20

3.2.3 Indexation du tarif de soutien après la mise en service de l'installation (coefficient L) 21

3.2.4 Partage des gains financiers..... 22

3.2.5 Ajustement du montant du complément de rémunération en cas d'implantation d'un nouveau projet au sein de la zone retenue 22

3.3 PRESCRIPTIONS LIEES AU RACCORDEMENT 22

3.3.1 Mise à la charge du producteur des modifications qu'il sollicite..... 23

3.3.2 Imputabilité des recours des tiers 23



3.3.3 Délai de mise à disposition du raccordement après un retard lié à une cause extérieure et hors du contrôle du producteur 23

3.4 SELECTION DES LAUREATS 23

3.4.1 Valeur des points de notation et dimensionnement des pénalités 23

3.4.2 Sous-critère relatif au nombre maximal d'éoliennes..... 24

3.4.3 Sous-critères relatifs au taux de recyclage ou de réutilisation des pales 24

3.4.4 Sous-critère relatif au montant minimum que le candidat s'engage à allouer aux mesures « Eviter, Réduire, Compenser » (« ERC ») et au suivi environnemental du projet ainsi qu'à un fonds biodiversité 25

3.4.5 Sous-critère relatif à la robustesse du montage contractuel et financier 25

3.4.6 Pertinence de la pondération des différents sous-critères 27

3.5 INSTRUCTION DE L'APPEL D'OFFRES PAR LA CRE 27

3.5.1 Délais d'instruction..... 27

3.5.2 Evolution de la composition des candidats..... 27

3.5.3 Documents à remettre par les candidats..... 28

3.6 AUTRES REMARQUES SUR LE PROJET DE CAHIER DES CHARGES 28

AVIS DE LA CRE..... 29



1. CONTEXTE

1.1 Le développement de l'éolien en mer en France

Le décret du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie⁴ (PPE) fixe comme objectif une puissance installée en 2028 de 5,2 à 6,2 GW d'éolien en mer, posé et flottant. L'objectif fixé repose à la fois sur la mise en service de parcs déjà attribués et sur l'attribution de nouveaux parcs. La PPE précise ainsi le calendrier des procédures de mises en concurrence à lancer ainsi que les zones concernées et les prix cibles.

Les appels d'offres lancés en 2011 et 2013 ont permis d'attribuer le développement de quatre⁵ et deux parcs⁶, représentant chacun une puissance installée d'environ 500 MW et bénéficiant à l'issue de la procédure d'un soutien de l'ordre de 200 €/MWh⁷, significativement supérieur aux trajectoires de prix constatées ces dernières années à l'échelle européenne. Ce constat a amené le gouvernement à renégocier les termes de ces contrats, en parallèle de la mise à la charge du GRT du coût de raccordement de ces installations. Cette renégociation a permis d'abaisser les prix qui résultaient de ces deux premières vagues d'appels d'offres.

Ces six parcs accusent tous des retards importants de mise en service : seul le parc de Saint-Nazaire est actuellement en service, depuis la fin de l'année 2022. La date prévisionnelle de mise en service est actuellement 2023 pour les parcs de Saint-Brieuc et de Fécamp, 2025 pour le parc de Courseulles-sur-Mer et 2026 pour ceux d'Yeu-Noirmoutier et de Dieppe-Le Tréport. La France est ainsi en retard par rapport à plusieurs de ses voisins européens (cf. section 1.2) et il apparaît qu'elle n'atteindra pas les objectifs ambitieux de la PPE 2019-2028.

Plusieurs évolutions du cadre réglementaire et économique applicable à l'éolien en mer ont été conduites au cours des dernières années, au regard du retour d'expérience des premières procédures d'attribution et afin de réduire les délais de mise en service des parcs :

- le dispositif de dialogue concurrentiel a été mis en place par le décret du 17 août 2016 relatif à la procédure de dialogue concurrentiel⁸, permettant aux porteurs de projets de participer à l'établissement du cahier des charges ;
- l'ordonnance du 8 décembre 2016⁹ précise les modalités de l'autorisation unique dont bénéficient les exploitants de ces parcs lorsque ceux-ci sont implantés en zone économique exclusive (ZEE) ;
- des évolutions législatives portant sur le raccordement ont été introduites par la loi dite « Hydrocarbures » du 30 décembre 2017¹⁰ et prévoient notamment qu'il soit réalisé et financé par RTE ;
- la CRE a approuvé les 6 mai 2021¹¹ et 21 octobre 2021¹² respectivement les conditions financières de raccordement spécifiques aux installations de production en mer issues d'une procédure de mise en concurrence et les conditions techniques de raccordement prenant en compte les codes de réseaux européens ;
- les procédures d'autorisation ont été simplifiées dans le cadre de la loi « ESSOC » du 10 août 2018¹³ avec la création d'une autorisation environnementale à caractéristiques variables, appelée également « permis enveloppe », et l'anticipation de la procédure de débat public, à présent organisée avant la désignation du producteur lauréat ;
- la loi « ASAP » du 7 décembre 2020¹⁴ prévoit la possibilité que les débats publics portent sur le développement de plusieurs projets de parcs éoliens en mer sur une même façade maritime, sur plusieurs années, et rend le Conseil d'État compétent en premier et dernier ressort pour les recours formés contre les autorisations liées au développement de ces parcs.

⁴ Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

⁵ Parcs au large de Fécamp, Courseulles-sur-Mer, St-Nazaire et St-Brieuc.

⁶ Parcs au large de Dieppe-Le Tréport et Yeu-Noirmoutier.

⁷ Coût du raccordement au réseau public de transport inclus.

⁸ Décret n° 2016-1129 du 17 août 2016 relatif à la procédure de dialogue concurrentiel pour les installations de production d'électricité

⁹ Ordonnance n° 2016-1687 du 8 décembre 2016 relative aux espaces maritimes relevant de la souveraineté ou de la juridiction de la République française.

¹⁰ Loi n° 2017-1839 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.

¹¹ Délibération n° 2021-127 de la CRE du 6 mai 2021 portant décision d'approbation du modèle de conditions particulières relatives à la « Réalisation et financement des ouvrages de raccordement » de la convention de raccordement au réseau public de transport d'électricité des installations de production en mer issues d'une procédure de mise en concurrence.

¹² Délibération n° 2021-327 de la CRE du 21 octobre 2021 portant décision d'approbation du modèle de convention de raccordement d'une installation de production au réseau public de transport d'électricité.

¹³ Loi n° 2018-727 du 10 août 2018 pour un État au service d'une société de confiance.

¹⁴ Loi n° 2020-1525 du 7 décembre 2020 d'accélération et de simplification de l'action publique.

Plusieurs procédures de mise en concurrence, désormais sous la forme d'un dialogue concurrentiel, ont été lancées depuis l'attribution des six premiers parcs en 2011 et 2013 :

- « AO3 » - 2016 : Dunkerque (600 MW d'éolien posé) : le projet a été attribué en 2019 ;
- « AO4 » - 2020 : Centre Manche 1 (1 000 MW d'éolien posé) : dialogue concurrentiel n° 1/2020 (**instruction en cours de finalisation par la CRE**) ;
- « AO5 » - 2021 : Bretagne sud (250 MW d'éolien flottant) : dialogue concurrentiel n° 1/2021 (**objet du présent avis**) ;
- « AO6 » - 2022 : Méditerranée (2 projets de 250 MW d'éolien flottant) : dialogue concurrentiel n° 1/2022 ;
- « AO7 » : Sud Atlantique (environ 1 000 MW d'éolien posé) : dialogue concurrentiel n° 2/2022 ;
- « AO8 » : Centre Manche 2 (environ 1 500 MW d'éolien posé) : dialogue concurrentiel n° 3/2022.

Le cahier des charges de la procédure dite « AO4 » a servi de base à l'établissement du cahier des charges de la présente procédure de mise en concurrence. Il convient cependant de noter que la procédure « AO5 » est la première à porter sur un parc commercial d'éoliennes flottantes.

1.2 Le développement de l'éolien en mer en Europe

La puissance du parc éolien en mer installé en Europe mi-2022 s'élève à 28,4 GW¹⁵. Elle se partage principalement entre le Royaume-Uni (12,7 GW), l'Allemagne (7,7 GW), les Pays-Bas (3,0 GW), le Danemark (2,3 GW) et la Belgique (2,3 GW), où les délais observés entre la désignation des lauréats et la mise en service sont moins longs qu'en France (hormis au Royaume-Uni, qui a cependant démarré le développement de son parc éolien en mer plus tôt que la France).

Sous l'effet de la baisse continue des coûts de l'éolien en mer ces dernières années, certains projets s'avèrent désormais économiquement viables sans soutien public. Ainsi, en Allemagne, des offres à valeur nulle ont été soumises dans le cadre d'un dispositif prévoyant un soutien de type « *1-sided contract for difference (CfD)* »¹⁶ dès 2017. Ces offres reviennent de fait au développement du parc sans dispositif de soutien. Au Danemark, le lauréat du parc éolien « Thor » a été désigné par tirage au sort fin 2021. Enfin, aux Pays-Bas, une procédure spécifique sans subvention est prévue pour désigner le lauréat, sur la base de plusieurs critères qualitatifs : un débat est cependant en cours pour modifier la loi sur l'énergie éolienne en mer et ouvrir l'option d'une vente aux enchères du droit d'occupation des sites concernés.

Dans ces situations, les producteurs éoliens ne concluent pas de contrats de soutien et les États concernés ne supportent alors plus le risque relatif à l'évolution des prix de gros de l'électricité. Les producteurs sont à même de trouver d'autres leviers pour maîtriser ce risque et peuvent notamment conclure des contrats de type *Power Purchase Agreement* (PPA) avec des consommateurs ou des fournisseurs.

2. DESCRIPTION DU PROJET DE CAHIER DES CHARGES SOUMIS A L'AVIS DE LA CRE

La présente section décrit le contenu du projet de cahier des charges et de ses neuf annexes, parmi lesquelles le projet de contrat de complément de rémunération, le projet de convention de concession d'utilisation du domaine public maritime (« DPM »)¹⁷ ainsi que les modalités techniques du raccordement.

2.1 Objet

La présente procédure porte sur la réalisation, l'exploitation et le démantèlement d'installations éoliennes flottantes de production d'électricité en mer dans une zone au large du sud de la Bretagne. L'installation doit être implantée dans un périmètre défini par le cahier des charges et sa puissance installée doit être comprise entre 230 et 270 MW.

Le lauréat devra conclure un contrat de complément de rémunération dont le tarif de référence correspond à celui proposé par le lauréat dans son offre.

¹⁵ Source : Wind Europe, « Offshore wind energy 2022 mid-year statistics » (août 2022).

¹⁶ Le porteur de projet bénéficie d'un complément de rémunération correspondant à la différence entre le tarif indiqué dans son offre et un prix de référence, uniquement lorsque le tarif est supérieur au prix de référence : le porteur de projet n'effectue jamais de paiement en faveur de l'État.

¹⁷ Il convient de noter que les procédures dites « AO1 », « AO2 » et « AO3 » prévoyaient déjà l'installation de parcs éoliens en mer posés dans le DPM, la procédure dite « AO4 » prévoyait pour la 1^{ère} fois l'installation d'un parc éolien en mer en zone économique exclusive (ZEE).

2.2 Candidatures

Dix candidats ont été sélectionnés pour participer au dialogue concurrentiel sur la base de la démonstration de leurs capacités techniques et financières à mener à bien le financement et la construction d’une telle installation.

Entre leur sélection et la fin de la phase de dialogue, des modifications de la composition des candidats ou groupements candidats pouvaient être autorisées par le ministre chargé de l’énergie, sous réserve, notamment, que les capacités techniques financières démontrées au début de la procédure soient maintenues. La fusion entre deux groupements candidats n’est en revanche pas autorisée. Au stade actuel de la procédure, aucune modification n’est possible jusqu’à sa fin.

2.3 Instruction

Le projet de cahier des charges objet du présent avis prévoit que les offres doivent être déposées avant le 2 juin 2023 à 12 h sur la plateforme en ligne sécurisée mise en place par la CRE. Les modalités de dépôt dématérialisé des offres sont détaillées en annexe du cahier des charges.

La CRE dispose d’un délai d’instruction de quatorze semaines, qui peut être allongé à seize semaines si des demandes complémentaires doivent être adressées aux candidats. Ce délai a ainsi été allongé de quatre semaines par rapport à la précédente procédure.

À l’issue de son instruction, la CRE transmet au ministre chargé de l’énergie la liste des offres recevables et conformes et celle des offres éliminées avec les motifs d’élimination associés, le classement des offres, l’offre qu’elle propose de retenir, le rapport de synthèse et les offres déposées. Les fiches d’instruction détaillées des offres sont transmises à la demande du ministre.

La CRE élimine une offre dont l’une des pièces est absente ou qui ne respecte pas l’une des conditions de recevabilité et de conformité. En particulier, la zone d’implantation et la puissance doivent être conformes à l’objet de la procédure concurrentielle et le tarif de référence doit être inférieur ou égal à 140 €/MWh.

Des précisions ou des clarifications pourront être demandées par la CRE aux candidats pour affiner son appréciation de la robustesse du montage contractuel et financier.

La CRE peut également procéder, au terme d’une procédure contradictoire, à l’élimination d’une offre comportant un tarif de référence sous-évalué et à propos duquel le candidat n’a pas été en mesure d’apporter une justification satisfaisante.

2.4 Notation

Les dossiers non éliminés font l’objet d’une notation sur 100 points. Le principal critère de notation est la valeur économique et financière de l’offre, sur 75 points, dont la pondération est identique à celle prévue pour l’AO4. Les autres critères portent sur la prise en compte des enjeux sociaux et de développement territorial (13 points, soit 3 points de plus que pour l’AO4) ainsi que sur la prise en compte des enjeux environnementaux (12 points, soit 3 points de moins que pour l’AO4).

La pondération des différents critères et sous-critères est détaillée dans le tableau ci-dessous.

CRITERES	SOUS-CRITERES	DETAIL DU SOUS-CRITERE	PONDERATION
VALEUR ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE DE L’OFFRE	Valeur du tarif de référence	/	70
	Robustesse du montage contractuel et financier	Crédibilité de la puissance unitaire des aérogénérateurs	1
		Crédibilité du montant de l’investissement initial	0,5
		Crédibilité du montant des coûts d’exploitation	0,5
		Prise en compte des contraintes spécifiques à l’éolien en mer dans le calendrier prévisionnel	1
		Examen du ratio minimum de couverture du service de la dette	1
PRISE EN COMPTE DES ENJEUX SOCIAUX ET DE DÉVELOPPEMENT TERRITORIAL	Part des prestations d’études, de fabrication des composants et de travaux que le candidat s’engage à faire réaliser par des PME	/	4
	Part des prestations d’entretien, de maintenance et d’exploitation que le candidat s’engage à faire réaliser par des PME	/	3



	Montant de financement ou investissement participatif proposé	/	2
	Engagements en matière d’insertion professionnelle des personnes rencontrant des difficultés sociales ou professionnelles particulières	/	4
PRISE EN COMPTE DES ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX	Nombre maximal d’éoliennes de l’installation	/	2
	Montant minimal alloué (a) aux mesures ERC (« Eviter, Réduire, Compenser ») et au suivi environnemental et (b) au fonds biodiversité	/	4
	Taux de recyclage ou de réutilisation des pales	/	4
	Optimisation de l’occupation de la zone pour ce qui est de l’emprise de l’installation	/	2

À l’exception du sous-critère relatif à la robustesse du montage contractuel et financier, la notation relève de l’application de formules mathématiques dont les paramètres sont définis dans le cahier des charges.

En cas d’égalité, les candidats sont départagés selon les notes obtenues sur les différents sous-critères, mobilisés dans l’ordre de plus forte pondération.

2.5 Désignation du lauréat et obligations afférentes

A l’issue de l’instruction des offres par la CRE et de la transmission de leur classement et de l’identité du candidat qu’elle propose de retenir, le ministre chargé de l’énergie notifie sa désignation à un lauréat pressenti. Celui-ci dispose d’un délai de quinze jours pour déposer la garantie financière relative aux études de développement. Dès lors qu’il l’a déposée, le lauréat pressenti est désigné lauréat par le ministre chargé de l’énergie. À défaut, un autre candidat est désigné lauréat pressenti. Si le ministre envisage de ne pas suivre le classement établi par la CRE, il saisit la CRE pour avis de ce choix.

Si le lauréat se désiste ou se voit retirer cette qualité dans des conditions prévues par le cahier des charges, le ministre peut désigner un nouveau lauréat pressenti parmi les candidats qui avaient été notés par la CRE, après avis de la CRE.

La remise d’une offre au présent dialogue concurrentiel vaut engagement d’un candidat, s’il est désigné lauréat pressenti puis lauréat, à développer, financer, construire, mettre en service, exploiter et démanteler l’installation dans les conditions prévues par le cahier des charges. En cas de désistement du lauréat ou de retrait de la qualité de lauréat pour non-respect d’une prescription du cahier des charges, le lauréat s’expose à une sanction pécuniaire et à la prise en charge des coûts échoués liés au raccordement, sauf si le désistement résulte d’une cause extérieure et hors de son contrôle.

Le lauréat est également tenu de signer un contrat de complément de rémunération au plus tard deux mois après la mise en service effective de la totalité de l’installation. Si le lauréat ne respecte pas ce délai, il s’expose à des pénalités. Une fois le contrat de complément de rémunération signé, une résiliation de ce contrat à l’initiative du lauréat est considérée comme un désistement de ce dernier entraînant la perte du droit de réaliser le projet et l’expose à des sanctions pécuniaires ainsi qu’au remboursement des coûts échoués de raccordement.

2.6 Engagements du lauréat et sanctions en cas de non-respect de ces engagements

Le lauréat s’engage à respecter des obligations minimales prévues par le cahier des charges sous peine d’être exposé à des sanctions pécuniaires ou au retrait de sa qualité de lauréat. Ainsi, le lauréat s’engage notamment à :

- allouer un montant d’au moins 5 millions d’euros à des mesures de développement territorial en région Normandie (10 millions d’euros dans le cadre de l’A04) ;
- limiter le nombre d’éoliennes de l’installation à un maximum de 27 (95 dans le cadre de l’A04) ;
- recycler au moins 80 % de la masse totale des pâles lors de la phase de démantèlement ;
- confier à des PME des activités représentant au moins 3 % du coût de construction (6% dans le cadre de l’A04) et 3 % du coût d’exploitation ;
- disposer d’une évaluation carbone de l’installation inférieure à 2 000 kgCO₂/kW ;
- apporter au moins 20 % de l’investissement sous forme de fonds propres ;
- déposer des garanties financières au bénéfice de l’État relatives au développement, à la réalisation et au démantèlement du projet de parc éolien ;
- déposer des garanties financières au bénéfice du GRT afin de couvrir les coûts échoués supportés par ce dernier en cas de défaillance du lauréat ;



- supporter financièrement le coût des éventuelles mesures compensatoires prescrites par les autorités compétentes dans le cadre de l'autorisation environnementale.

Les candidats pourront également s'engager à respecter des obligations plus restrictives, qui feront l'objet de notes au sein des critères de prise en compte des enjeux environnementaux et de prise en compte des enjeux sociaux et de développement territorial. Afin d'obtenir l'ensemble des points au titre de ces deux critères, les candidats devraient s'engager à :

- limiter le nombre d'éoliennes de l'installation à un maximum de 13 (45 dans le cadre de l'AO4) ;
- allouer un montant total d'au moins 20 M€ (75 M€ dans le cadre de l'AO4) (a) aux mesures ERC (« Eviter, Réduire, Compenser ») et au suivi environnemental du projet, hors démantèlement et (b) au fonds biodiversité ;
- recycler 100 % de la masse totale des pâles lors de la phase de démantèlement ;
- confier à des PME des activités représentant au moins 10 % du coût de construction et 10 % du coût d'exploitation (6% dans le cadre de l'AO4) ;
- financer le projet à travers un financement participatif à hauteur d'un minimum de 10 M€.

Le cahier des charges prévoit que l'absence de mise en place des garanties au bénéfice de l'Etat ou du GRT peut entraîner le retrait du droit de réaliser et d'exploiter l'installation. Le cahier des charges prévoit également des sanctions explicites dans l'hypothèse où le lauréat ne respecte pas les engagements supplémentaires qui ont eu un impact sur la notation de son offre : il s'expose à des sanctions qui s'élèvent à 12 M€ par point de notation induit gagné. Toutefois, ces sanctions sont limitées à hauteur des plafonds prévus par l'article L. 311-15 du code de l'énergie. Plus généralement, les sanctions explicitement prévues par le cahier des charges ne font pas obstacle à l'application des articles L. 311-14 et L. 311-15 du code de l'énergie qui prévoient que tout manquement aux prescriptions du cahier des charges ou à un quelconque engagement qui en résulte peut entraîner le retrait du droit de réaliser et d'exploiter l'installation ou peut faire l'objet d'une sanction pécuniaire.

2.7 Déroulement du projet

2.7.1 Etapes prévues par le cahier des charges jusqu'à la mise en service

Le cahier des charges impose un calendrier pour les différentes étapes structurantes menant à la mise en service du parc et notamment son raccordement au réseau public de transport d'électricité :

- le lauréat dispose de 15 jours ouvrés après sa désignation pour constituer, au bénéfice de l'État, la garantie financière relative au développement du projet ;
- dans le mois qui suit sa désignation, le lauréat doit émettre une demande de Proposition Technique et Financière (PTF) auprès du GRT. Il pourra ensuite demander des modifications de la solution technique de référence du raccordement, dont il assumera financièrement les éventuels surcoûts, en application du troisième alinéa de l'article L. 342-7 du code de l'énergie, et dans les conditions définies par la PTF puis la convention de raccordement ;
- le lauréat dépose sa demande d'autorisation unique au plus tard 22 mois après sa désignation et constitue au bénéfice de l'État la garantie financière relative à la réalisation du projet. En cas de non-respect de ce délai, le producteur s'expose à une sanction pécuniaire de 20 000 € par jour de retard ;
- dès lors que le GRT obtient les autorisations environnementales et d'occupation du domaine public maritime, que le lauréat a signé une convention de raccordement et qu'il constitue au bénéfice du GRT les garanties financières relatives à la couverture des coûts échoués supportés par le GRT en cas de défaillance du lauréat, le GRT dispose de 58 mois pour mettre à disposition du lauréat les ouvrages de raccordement.

2.7.2 Délai global pour la mise en service du parc et conséquences du non-respect de ce délai

Le cahier des charges impose également un délai global pour la mise en service du parc. L'intégralité de l'installation devra être mise en service au plus tard à la date butoir de mise en service, qui est la plus tardive des deux dates suivantes :

- a) la date intervenant 72 mois après la désignation du lauréat ;
- b) l'une des deux dates suivantes :
 - si la date effective de mise à disposition des ouvrages de raccordement est située entre le 1^{er} janvier et le 30 juin, la date située 9 mois après la date effective de mise à disposition des ouvrages de raccordement. Cette dernière est située au plus tard 58 mois après la date d'obtention par le GRT de la plus tardive des autorisations requises pour le raccordement, non purgées de recours ;
 - dans les autres cas, le 31 juillet de l'année n+1, l'année de la date effective de mise à disposition des ouvrages de raccordement étant l'année n.

La date butoir de mise en service peut toutefois être reportée par décision du ministre chargé de l'énergie dans les seuls cas suivants, sur demande motivée du producteur :

- l'instruction de l'autorisation unique dure plus de 18 mois. Dans ce cas, la date a) est reportée d'un délai égal à la durée de la période d'instruction diminuée de 18 mois. La date b) peut être reportée si le producteur établit que ce retard est de nature à l'empêcher de respecter la date butoir ;
- la décision de désignation du lauréat ou l'autorisation unique font l'objet d'un recours. Dans ce cas, la date a) est reportée de la durée du contentieux. La date b) peut être reportée si le producteur établit que la période de traitement du contentieux est de nature à l'empêcher de respecter la date butoir ;
- le producteur subit des événements hors de son contrôle qui affectent le démarrage des travaux. La date butoir de mise en service peut alors être reportée de la durée pendant laquelle ces événements font obstacle au démarrage des travaux, dès lors que cette durée excède 3 mois ;
- le producteur n'a pas eu accès au poste en mer au moins 3 mois avant la date effective de mise à disposition des ouvrages de raccordement et ce retard ne lui est pas imputable.

Si le producteur ne respecte pas le délai de mise en service, il s'expose à une pénalité de 10 000 € par jour pendant la première année de retard et 50 000 € par jour pendant chacune des années de retard suivantes¹⁸. La durée du contrat de soutien est également réduite du nombre de jours de retard. Il convient de rappeler que la prise d'effet du contrat de complément de rémunération peut intervenir dès lors qu'au moins 80 % de puissance de l'installation a été mis en service. Toutefois, la prise d'effet du contrat ne délivre pas le producteur de son obligation de mettre en service la totalité de la puissance de l'installation avant la date butoir de mise en service.

2.7.3 Possibilité d'évolution de l'offre

Conformément aux dispositions de l'article L. 181-28-1 du code de l'environnement, l'autorisation environnementale de l'installation pourra fixer des caractéristiques variables dans les limites desquelles le projet sera autorisé à évoluer postérieurement à la délivrance de l'autorisation. Ces évolutions devront toutefois respecter les engagements du lauréat pris au titre du cahier des charges.

Le lauréat pourra notamment modifier, à la hausse ou à la baisse, la puissance indiquée dans son offre dans une limite de 10%, à condition notamment que cette modification :

- respecte les prescriptions de l'autorisation environnementale ainsi que la plage de puissance imposée par le cahier des charges (230 – 270 MW) ;
- intervienne au plus tard 36 mois (42 mois dans le cadre de l'A04) à compter la date d'obtention par le GRT de la plus tardive des autorisations requises pour le raccordement, non purgées de recours.

Pendant toute la durée de vie du projet, un changement de contrôle du producteur au sens de l'article L. 233-3 du code de commerce est conditionné à l'accord préalable du ministre après avis de la CRE. Par ailleurs, jusqu'à la mise en service de l'installation, une cession de participation supérieure à 5 % du capital ou des droits de vote du producteur est conditionnée à l'accord préalable du ministre après avis de la CRE.

2.7.4 Communication de documents

Le producteur tient à disposition et transmet régulièrement des documents à l'autorité administrative ou à la CRE. Les informations à transmettre portent sur les performances économiques et financières de l'installation ainsi que sur le suivi météorologique et physique du site.

Tout retard de transmission est sanctionné d'une pénalité de mille euros par jour et par document.

2.8 Modalités économiques et financières

2.8.1 Complément de rémunération

Formule du complément de rémunération

Le lauréat bénéficie d'un contrat de complément de rémunération *ex post* dont le niveau est fonction du tarif de référence qu'il a proposé dans son offre, du prix de gros de l'électricité et du prix des garanties de capacité :

$$CR = \left[\sum_{i=1}^{i=12} E_i \times (T - M_{0,i}) \right] - Nb_{capa} \times Pr ef_{capa}$$

¹⁸ Le cahier des charges de la procédure A04 prévoyait une première augmentation du niveau des pénalités de retard entre la 1^{ère} et la 2^e année de retard.

Au sein de cette formule :

- **CR** est le montant du complément de rémunération en € ;
- l'indice *i* représente un mois civil ;
- **E_i** est la somme mensuelle sur les heures à cours comptant (« prix spot ») positif ou nul pour livraison le lendemain sur la plateforme de marché organisé français de l'électricité, des volumes d'électricité affectée par le gestionnaire de réseau au périmètre d'équilibre relatif à la production du parc hors corrections relatives aux services système ou au mécanisme d'ajustement et hors consommations des auxiliaires ;
- **T** est le tarif de référence de l'électricité en €/MWh demandé par le candidat dans son offre. Ce tarif fait par ailleurs l'objet de deux indexations visant à refléter : 1) l'évolution des coûts de construction entre la désignation du lauréat et la date intervenant deux ans après l'obtention par ce dernier des autorisations nécessaires à la réalisation du projet purgées de tous recours ; 2) l'évolution annuelle des coûts d'exploitation à compter de la prise d'effet du contrat de complément de rémunération et pour toute la durée de celui-ci ;
- **MO_i** est le prix de marché de référence, exprimé en €/MWh, sur le mois *i*, défini comme la moyenne sur le mois civil des prix à cours comptant positifs et nuls pour livraison le lendemain constatés sur la plateforme de marché organisé français de l'électricité, pondérée au pas horaire par l'énergie produite par les installations d'éoliennes en mer, posées ou flottantes, situées sur les façades maritimes Manche Est – Mer du Nord, Nord Atlantique – Manche Ouest et Sud Atlantique ;
- **Nb_{capa}** est le nombre de garanties de capacités de l'installation pour une année civile, exprimé en MW, et correspond au niveau de capacité certifié initial qui a pu être obtenu en application des règles du mécanisme de capacité ;
- **Pref_{capa}** est le prix de marché de référence de la capacité pour l'année considérée, exprimé en €/MW, et défini comme le prix observé à l'issue de la dernière session d'enchères organisées pendant l'année civile précédant l'année de livraison.

Traitement des prix négatifs

Le producteur ne reçoit pas de complément de rémunération lorsque les prix *spot* sont strictement négatifs. Au-delà des 40 premières heures de prix négatifs, le cahier des charges prévoit toutefois le versement d'une prime, sous réserve que l'installation ne produise pas durant les heures de prix négatifs. Cette prime est calculée de la manière suivante :

$$Prime_{\text{prix négatifs}} = 0,7 \times P_{\text{max}} \times T \times n_{\text{prix négatifs}}$$

Au sein de cette formule, P_{max} correspond à la puissance de l'installation et T au tarif de référence susmentionné. Le nombre d'heures de prix négatifs, $n_{\text{prix négatifs}}$, est comptabilisé à partir de la 40^{ème} heure présentant un prix *spot* négatif.

Prise d'effet et durée du contrat de complément de rémunération

Le contrat de complément de rémunération peut prendre effet dès que les ouvrages de raccordement ont été réalisés, que 80 % de la puissance totale du parc a été mise en service et que l'attestation de conformité correspondante a été transmise. Sa durée est de 20 ans et elle peut être soit diminuée si les délais de mise en service prévus par le cahier des charges n'ont pas été respectés, soit prolongée, par dérogation, dans le cas où la mise en service de la partie restante du parc a été retardée ou en cas de suspension du contrat non imputable au producteur.

2.8.2 Indexation du tarif de référence du contrat de complément de rémunération

Indexation précédant la mise en service de l'installation (coefficient K)

Le cahier des charges prévoit une indexation du tarif de référence entre la date située 20 jours avant la date limite de remise des offres et une date située 27 mois¹⁹ (24 mois + 3 mois liés aux délais de publication des indices INSEE) après la date à laquelle la décision de désignation du lauréat, l'autorisation environnementale et l'autorisation d'occupation du domaine public maritime du projet sont purgées de tout recours. Cette indexation a pour objectif de couvrir le producteur contre une hausse de ses coûts d'investissement liée à l'inflation, entre l'élaboration de son offre et le moment où il pourra sécuriser le montant de ses coûts d'investissement.

¹⁹ Durée identique à celle prévue dans le cahier des charges de l'A04.

Le tarif de référence est ainsi indexé par application d'un coefficient K défini comme suit :

1. Pour le cas où les flotteurs sont constitués majoritairement d'acier (tel qu'envisagé au moment du bouclage financier) :

$$K = 0,3 + 0,30 \times \frac{FM\ 0\ ABE\ 0000}{FM\ 0\ ABE\ 0000_0} + 0,25 \times \frac{ICHT_{rev} - TS1}{ICHT_{rev} - TS1_0} + 0,03 \times \frac{IndexCuivre\ e}{IndexCuivre\ e_0} + 0,12 \times \frac{IndexAcier}{IndexAcier_0}$$

2. Pour le cas où les flotteurs sont constitués majoritairement de béton (tel qu'envisagé au moment du bouclage financier) :

$$K = 0,3 + 0,30 \times \frac{FM\ 0\ ABE\ 0000}{FM\ 0\ ABE\ 0000_0} + 0,20 \times \frac{ICHT_{rev} - TS1}{ICHT_{rev} - TS1_0} + 0,03 \times \frac{IndexCuivre\ e}{IndexCuivre\ e_0} + 0,07 \times \frac{IndexAcier}{IndexAcier_0} + 0,10 \times \frac{TP\ 02}{TP\ 02_0}$$

formules dans lesquelles les indices FM 0 ABE 0000, ICHTrev-TS1, IndexCuivre, IndexAcier et TPO2 correspondent à des indices INSEE reflétant respectivement l'évolution du prix de production dans l'industrie française, le coût du travail dans les industries mécaniques et électriques, le coût du cuivre, le coût de l'acier et le coût de production dans la construction.

Indexation du tarif de soutien après la mise en service de l'installation (coefficient L)

Le cahier des charges prévoit également une indexation du tarif de référence à compter de la date de prise d'effet du contrat de complément de rémunération jusqu'à son terme. Cette indexation a pour objectif de répercuter les évolutions annuelles des coûts d'exploitation sur le tarif de référence du producteur.

Le tarif de référence est ainsi indexé par application d'un coefficient L défini comme suit :

$$L = 0,7 + 0,15 \times \frac{FM\ 0\ ABE\ 0000}{FM\ 0\ ABE\ 0000_0} + 0,15 \times \frac{ICHT_{rev} - TS1}{ICHT_{rev} - TS1_0}$$

Formule dans laquelle les indices FM 0 ABE 0000 et ICHTrev-TS1 correspondent à des indices INSEE reflétant respectivement l'évolution du prix de production dans l'industrie française et le coût du travail dans les industries mécaniques et électriques.

2.8.3 Ajustements du complément de rémunération et faits nouveaux

Dans plusieurs situations, un ajustement du complément de rémunération est prévu :

- Le cahier des charges prévoit que le tarif de référence fait l'objet d'un recalage, basé sur la mise à jour du taux sans risque par rapport à une référence prise au moment du dépôt des offres, les autres paramètres financiers de l'offre n'étant pas modifiés. Les modalités de ce recalage sont détaillées dans le projet de contrat de complément de rémunération et dépendent du mode de financement retenu (financement de projet ou financement sur bilan).
- Le montant du complément de rémunération peut être ajusté en fonction d'évolutions de la fiscalité spécifique aux projets éoliens en mer dans le domaine public maritime intervenant entre la date de remise des offres et la mise en service du parc, après avis de la CRE.
- Le producteur peut être indemnisé en cas de non-respect du taux de disponibilité des ouvrages de raccordement du fait du raccordement d'un autre producteur, au-delà des 8 jours indemnisés par RTE, après avis de la CRE.

Outre les situations d'ores et déjà identifiées, le cahier des charges prévoit que si un *fait nouveau* (défini comme un changement de loi ou une décision de l'État ou d'une autorité placée sous sa tutelle, imprévisible lors de la remise des offres, intervenant entre la date limite de remise des offres et le terme du contrat de complément de rémunération et affectant les conditions d'exécution du projet) survient et a un impact défavorable pour le producteur supérieur à une franchise de 10 millions d'euros (30 millions d'euros dans le cadre de l'AO4) avant la date de mise en service du parc ou, à compter de cette date, supérieure à une franchise de 1 million d'euros sur un an (3 millions d'euros dans le cadre de l'AO4) ou 10 millions d'euros sur plusieurs années (30 millions d'euros dans le cadre de l'AO4), alors le producteur peut demander au ministre chargé de l'énergie de bénéficier d'une mesure de compensation. Celle-ci peut être purement financière ou porter sur les délais d'exécution et la durée du contrat de complément de rémunération ; elle est décidée après avis de la CRE.

Le cahier des charges prévoit également que si un *fait nouveau* améliore l'économie du projet au-delà des mêmes seuils, alors les délais d'exécution, la durée ainsi que les aspects financiers du contrat de complément de rémunération peuvent être revus par le ministre chargé de l'énergie, après avis de la CRE.



2.8.4 Cas de l'implantation d'un nouveau projet au sein de la zone Sud Bretagne

Le cahier des charges prévoit qu'en cas d'implantation d'un nouveau projet au sein de la zone Sud Bretagne retenue pour le développement de parcs éoliens en mer, le producteur pourra demander un ajustement du montant de son complément de rémunération. Cet ajustement visera à compenser l'impact négatif que pourrait avoir ce nouveau parc sur le productible du présent projet entre la date de mise en service effective d'au moins un aérogénérateur du nouveau projet jusqu'à la première des dates entre i) la date intervenant 30 ans après la date de prise d'effet du contrat de complément de rémunération du présent projet et ii) la date de fin d'exploitation du présent projet prévue dans le modèle financier du lauréat.

L'ajustement du complément de rémunération est calculé sur la base d'une perte de productible retenue par le ministre chargé de l'énergie ainsi que le tarif de référence proposé par le producteur dans son offre. Après avis de la CRE, le ministre chargé de l'énergie notifie au producteur et au cocontractant sa décision et l'ajustement du complément de rémunération qu'il décide de retenir.

La baisse de productible sera évaluée au plus tard cinq ans après la date effective de mise en service d'au moins 50 % de la puissance installée du nouveau projet. Elle se fera prioritairement sur la base de la baisse de productible constatée à la suite de la mise en service du nouveau projet, mais pourra également tenir compte du productible anticipé dans le modèle financier du présent projet. La baisse de productible retenue se base sur le rapport d'un expert technique indépendant. Le producteur lauréat de la présente procédure ainsi que le propriétaire-exploitant du nouveau parc peuvent présenter leurs observations sur ce rapport avant sa finalisation.

2.8.5 Mécanisme de prévention des risques de surcompensation

Le projet de contrat de complément de rémunération prévoit un dispositif de partage du gain financier dans le cas où les performances économiques du parc seraient supérieures à celles attendues. Chaque année, la valeur actuelle nette des flux de trésorerie disponible actionnaire réalisée depuis la prise d'effet du contrat de complément de rémunération est comparée à la valeur attendue, celle-ci découlant de l'offre du candidat, le cas échéant après prise en compte des ajustements advenus. Si les performances réalisées excèdent les performances attendues au stade de l'offre, alors le producteur reverse la moitié des gains à l'État. De plus, les versements effectués peuvent en tout ou partie être rétrocédés si les performances financières finissent par se dégrader.

2.9 Prescriptions liées au raccordement

Le coût du raccordement du parc éolien en mer au large de la Normandie est supporté par le GRT, conformément aux dispositions de l'article L. 342-7 du code de l'énergie portant sur le raccordement des énergies marines renouvelables.

Par ailleurs, le cahier des charges renvoie aux articles D. 342-4-12 et D. 342-4-13 du code de l'énergie relatifs aux modalités d'indemnisation des producteurs d'énergie à partir de sources d'énergie renouvelable en mer en cas de dépassement du délai de mise à disposition des ouvrages de raccordement ou en cas de dysfonctionnement ou d'avaries sur ces ouvrages. S'agissant de ce dernier cas, l'indemnisation est due par RTE au-delà d'un seuil fixé à l'article D.342-4-13 du code de l'énergie. Par ailleurs, dans le cas d'indisponibilités programmées liées aux travaux ou essais de raccordement d'un autre producteur sur le poste en mer, cette indemnisation par RTE est limitée à 8 jours d'indisponibilités ; au-delà, le producteur peut solliciter un ajustement du complément de rémunération.

2.9.1 Modalités de raccordement

Le cahier des charges précise notamment les données techniques, géographiques et contractuelles que doivent échanger le GRT et le producteur ainsi que les principes relatifs à l'exploitation, à la conduite, à la maintenance et aux responsabilités du producteur et du GRT s'agissant des ouvrages de raccordement. Les modifications demandées par le producteur des conditions de raccordement, y compris celles résultant d'un ou plusieurs recours contre ses autorisations, sont à sa charge.

Il est prévu que le producteur fasse une demande de proposition technique et financière (PTF) à RTE un mois après sa désignation en tant que lauréat. La PTF et la convention de raccordement sont envoyées par RTE au producteur respectivement dans un délai conforme à la procédure du GRT et neuf mois après la date d'obtention de la plus tardive des autorisations requises pour le raccordement, non purgées de recours. En cas de retard du producteur lors de la signature de ces contrats de raccordement, celui-ci peut faire l'objet de sanctions à hauteur de vingt mille euros (20 000€) par jour de retard, voire être réputé s'être désisté.

Les sanctions mentionnées ci-dessus ne sont pas applicables si le producteur démontre que ce retard est imputable à une cause qui lui est extérieure et hors de son contrôle, étant précisé que la survenance d'un ou plusieurs recours contre une ou plusieurs des autorisations du producteur ne sera pas considérée comme une telle cause et ne pourra donc pas être un motif pour reporter la signature des contrats.

2.9.2 Délai de mise à disposition du raccordement

Le cahier des charges prévoit que les ouvrages de raccordement sont mis à disposition par le GRT au plus tard 58 mois après la date d'obtention de la plus tardive des autorisations susmentionnées.

Ce délai est engageant dès lors que le producteur a constitué, selon un échéancier défini, la garantie financière au bénéfice du GRT prévue par le cahier des charges et a signé la convention de raccordement au plus tard douze mois après la plus tardive des dates d'obtention des autorisations susmentionnées. L'engagement du GRT sur la mise à disposition du raccordement est reporté, en cas de manquement du producteur sur l'une de ces deux conditions avec un délai de carence de deux mois en cas de retard sur la signature de la convention de raccordement, le temps que ce dernier se mette en conformité.

Le cahier des charges prévoit également un report de la signature de la convention de raccordement en cas de survenance d'un événement extérieur et hors du contrôle du producteur. Lorsqu'un tel événement survient, la date de mise à disposition du raccordement est reportée d'une durée égale à la durée de ce report.

Enfin, le producteur est indemnisé en cas de dépassement par le GRT du délai de mise à disposition des ouvrages de raccordement. Les modalités de cette indemnisation sont définies à l'article D. 342-4-12 du code de l'énergie.

2.9.3 Traitement des coûts échoués

En cas de défaillance du producteur, ce dernier est redevable du montant des coûts échoués du raccordement.

Les cas de défaillance correspondent à des manquements du producteur à ses obligations au titre des dispositions législatives et réglementaires applicables, du cahier des charges, ou du contrat de complément de rémunération, non imputables à une cause extérieure et hors du contrôle du producteur, conduisant soit l'État à retirer la qualité de lauréat avant la date effective de mise en service, soit le lauréat à se désister avant cette même date.

Le montant total des coûts échoués du raccordement est forfaitaire et égal au montant de la garantie constituée à la date à laquelle intervient la défaillance. Cette garantie est constituée selon un échéancier s'échelonnant de 25 millions d'euros un mois après la désignation du lauréat à 155 millions d'euros quatre ans après la plus tardive des dates d'obtention de ses autorisations par le GRT. Si le producteur ne constitue pas cette garantie dans les conditions prévues par le cahier des charges, une sanction d'un montant égal à six mille euros (6 000€) par jour de retard est appliquée.

3. ANALYSE DU CAHIER DES CHARGES

3.1 Temporalité du projet : mise en concurrence, délais de mise en service de l'installation et effectivité du contrat de complément de rémunération

La mise en service rapide du parc, objet de la présente procédure de mise en concurrence, est un enjeu majeur, à la fois pour atteindre les objectifs que la France s'est fixés en matière d'éolien en mer et pour renforcer la sécurité d'approvisionnement du pays. **La CRE recommande donc de mettre en place toutes les dispositions permettant d'accélérer la mise en service du présent projet, mais également de raccourcir la durée des prochains processus de mise en concurrence.**

3.1.1 Raccourcir la durée des prochaines mises en concurrence

Accélération de la procédure concurrentielle

Les principes dimensionnants des cahiers des charges des projets éoliens en mer sont aujourd'hui globalement stabilisés : la phase de dialogue porte désormais sur des aspects plus techniques. De façon à accélérer la procédure d'attribution, **la CRE estime particulièrement pertinent un passage à une procédure plus standardisée d'appel d'offres pour les prochaines mises en concurrence relatives à l'éolien en mer posé et flottant.** En effet **cette évolution permettrait a minima de supprimer le délai incompressible de 4-5 mois lié à la phase de sélection des candidatures et ne semble pas poser de problèmes de faisabilité** (consultation publique sur une version initiale du cahier des charges et publication du résultat des études environnementales et géotechniques). Il convient de noter que la FEE, dans le cadre de son retour d'expérience sur l'AO4 note au sujet du processus qu'« *il est très long, a subi plusieurs reports notamment dus au manque de disponibilité des données techniques fournies par l'Etat. La mobilisation des candidats pendant une période de près de 21 mois est lourde et entraîne des coûts très importants qu'il est difficile d'anticiper [...] Le cumul des coûts de préparation des offres (plusieurs millions d'euros) sur les appels d'offres est un élément qui in fine se répercute sur le coût de la filière, à son détriment.*».

Dans le cadre du processus de planification du développement de l'éolien en mer, qui doit avoir lieu dans les prochains mois en France, la CRE estime ainsi qu'il serait pertinent :

- de définir un modèle de cahier des charges pérenne, pouvant éventuellement contenir des dispositions flexibles selon le type de projet objet de la procédure (par exemple s'agissant de la pondération des différents critères hors critère prix) ;
- de notifier ce cahier des charges à la Commission européenne, en essayant de conserver une certaine souplesse dans le cadre de cette notification, ainsi que le calendrier des procédures pour les cinq prochaines années et les volumes concernés ;

Passage à l'échelle des procédures d'attribution et diversification des acteurs

La CRE recommande par ailleurs de mener des appels d'offres de plus grande échelle, portant simultanément sur plusieurs lots de parcs comme cela peut être le cas au Royaume-Uni, et avec la mise en place de règles concurrentielles²⁰ : ceci permettrait de limiter les coûts de candidature particulièrement importants pour les candidats, une meilleure rationalisation des moyens de l'Etat et de diversifier le nombre d'acteurs présents sur le marché de l'éolien en mer français par des clauses d'attribution évitant la concentration des lots et donc des risques de réalisation à terme portant sur un nombre trop réduit d'acteurs.

Anticipation de l'obtention des autorisations par l'Etat

Afin de réduire considérablement le délai de construction du parc après attribution et de limiter les risques susceptibles d'affecter la réalisation du projet, **la CRE considère que le modèle cible le plus efficace à terme serait que les autorisations nécessaires soient obtenues (par le GRT pour la partie raccordement et par l'Etat pour la partie dédiée au parc éolien en mer) et purgées de tout recours en amont du lancement de la procédure de mise en concurrence, comme cela peut être le cas aux Pays-Bas.** Cette modification n'accélérerait toutefois pas la mise en service des prochains projets dans la mesure où le lancement de la procédure de mise en concurrence serait décalé de la durée nécessaire à l'obtention des autorisations. **Une plus grande planification du développement de l'éolien en mer constitue dès lors un prérequis pour la mise en place, à terme, de cette mesure.**

Cette recommandation avait déjà été formulée par la CRE dans le cadre de sa délibération relative à l'instruction des offres déposées pour les installations éoliennes en mer dans une zone au large de Dunkerque²¹ ainsi que dans ses avis formels sur le cahier des charges relatif au parc au large de la Normandie²² et sur les documents de consultation relatifs aux parcs au sud de la Bretagne²³ et aux deux parcs en mer Méditerranée²⁴.

3.1.2 Délai global pour la mise en service du parc objet de la présente procédure

Définition de la date butoir

La date butoir de mise en service prévue par le cahier des charges est définie de manière à être adaptée aux projets pour lesquels le raccordement n'est pas sur le chemin critique du projet (72 mois après la date de désignation du lauréat « TO ») et ceux pour lesquels le raccordement est sur le chemin critique (définition de la date butoir à partir de la mise à disposition des ouvrages de raccordement).

Dans le cadre de la présente procédure de mise en concurrence, pour laquelle le raccordement devrait a priori être sur le chemin critique du projet, la date butoir de mise en service devrait donc correspondre à l'une des deux dates suivantes :

- si la date effective de mise à disposition des ouvrages de raccordement est située entre le 1^{er} janvier et le 30 juin, la date située 9 mois après la date effective de mise à disposition des ouvrages de raccordement. ;
- dans les autres cas, le 31 juillet de l'année n+1, l'année de la date effective de mise à disposition des ouvrages de raccordement étant l'année n.

²⁰ Ces règles auraient pour objectif de s'assurer d'une variété suffisante d'acteurs sur l'éolien en mer en France : il pourrait ainsi être prévu que les différents lots soient attribués à des porteurs de projets différents.

²¹ Délibération de la CRE du 6 juin 2019 relative à l'instruction des offres remises dans le cadre du dialogue concurrentiel n° 1/2016 portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de Dunkerque.

²² Délibération du 10 mars 2022, précitée.

²³ Délibération de la CRE de l'énergie du 4 mars 2021 portant avis sur le document de consultation relatif à la procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel n° 1/2021 portant sur des installations éoliennes flottantes de production d'électricité en mer dans une zone au large du sud de la Bretagne.

²⁴ Délibération de la CRE du 17 mars 2022 portant avis sur le document de consultation relatif à la procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel n° 1/2022 portant sur deux installations éoliennes flottantes de production d'électricité en mer Méditerranée

La date butoir de mise en service intervient donc environ 9 mois (entre 7 et 13 mois) après la date effective de mise à disposition des ouvrages de raccordement, celle-ci étant située au plus tard 58 mois après la date d'obtention par le GRT de la plus tardive des autorisations requises pour le raccordement, non purgées de recours (« jalon R3 »). Ce jalon R3 devrait intervenir environ 2 ans après la date de désignation du lauréat. **Ainsi, la date butoir de mise en service pour le producteur devrait intervenir environ 92 mois après la désignation du lauréat** (cette estimation repose sur de nombreuses hypothèses).

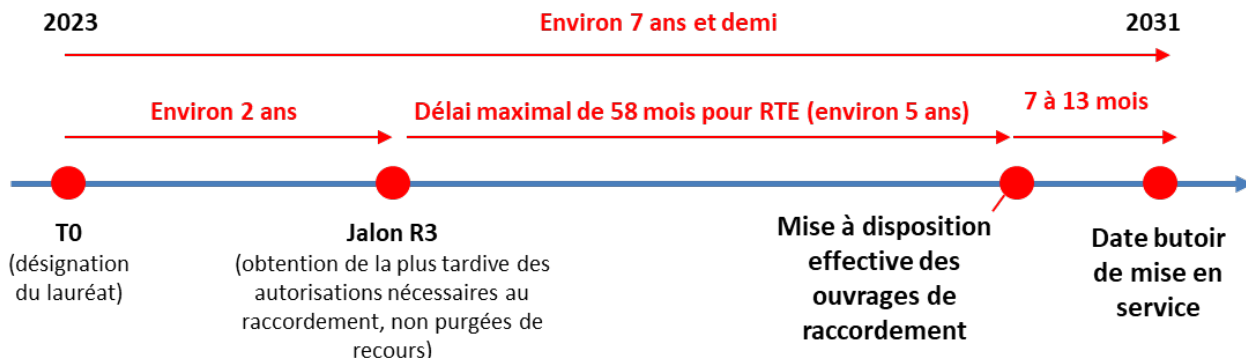


Figure : Estimation de la date butoir de mise en service

Pour l'A05, ce délai, à partir de la désignation du lauréat, est réduit d'environ 14 mois par rapport à celui prévu dans le cahier des charges de l'A04, du fait d'une mise à disposition des ouvrages de raccordement plus précoce.

La définition de la date butoir prévue par le cahier des charges tient compte du fait que, d'après les retours des candidats, la phase d'installation des éoliennes ne peut se réaliser qu'entre avril et septembre.

Dans son avis préliminaire, la CRE a recommandé de définir la date butoir à partir de la date effective de mise à disposition des ouvrages de raccordement et non à partir de la date limite de mise à disposition des ouvrages de raccordement, comme cela était initialement envisagé. En effet, une mise à disposition anticipée des ouvrages de raccordement doit permettre une mise en service plus rapide du parc. **La CRE accueille ainsi favorablement cette évolution qui permet une accélération de la mise en service du projet notamment en cas d'accélération des délais de raccordement qui pourrait être permise, par exemple, par la possibilité de construire sous recours.**

Report de la date butoir en cas de recours contentieux

Dans le cadre de l'instruction de l'A04, projet pour lequel le raccordement est a priori sur le chemin critique de la mise en service, la CRE a pu constater que la plupart des candidats considèrent que l'existence d'un contentieux sur l'autorisation unique du projet n'est pas de nature à retarder la mise en service du projet et que le traitement du recours peut être parallélisé avec la phase de développement du projet.

Ainsi, la CRE considère que les recours contentieux ne devraient pas constituer un motif de report de la date butoir de mise en service figurant explicitement dans le cahier des charges lorsque celle-ci est définie à partir de la date effective de mise à disposition des ouvrages de raccordement.

Mise en place d'un critère de notation relatif à la date butoir

Pour garantir que la date butoir soit bien calibrée et suffisamment ambitieuse, **une solution possible consisterait à laisser les candidats s'engager au moment de leurs offres sur le délai de mise en service qui leur paraît nécessaire**, dans la mesure où le dialogue concurrentiel ne permet pas de lever totalement l'asymétrie d'information qui existe entre les candidats et l'Etat sur les délais nécessaires aux différentes étapes de la mise en service d'un parc éolien en mer. Les candidats arbitraient ainsi entre la valeur du point de notation et les éventuels surcoûts liés à une accélération de la mise en service. La CRE considère que ces éventuels surcoûts, qui seraient *in fine* inclus dans le tarif proposé par le candidat, pourraient se justifier compte tenu des enjeux de sécurité d'approvisionnement et de transition énergétique à l'horizon de la mise en service de l'installation.

Il apparaît cependant, pour la présente procédure, que le raccordement pourrait se trouver sur le chemin critique des projets. La mise en place d'un **critère de notation portant sur la date butoir de mise en service que le candidat s'engage à respecter pourrait donc ne pas être adaptée dans le cas d'espèce**. Un potentiel engagement du candidat doit en effet retranscrire sa capacité à accélérer un calendrier sur lequel il peut influencer et non un pari sur les délais nécessaires au raccordement.



Analyse des pénalités de retard de mise en service

Si le producteur ne respecte pas le délai de mise en service, il s'expose à une pénalité de 10 000 € par jour pendant la première année de retard et 50 000 € par jour pendant chacune des années de retard suivantes. La durée du contrat de soutien est également réduite du nombre de jours de retard.

Compte tenu de la maturité modérée de la filière de l'éolien flottant, la CRE estime que le futur lauréat pourrait théoriquement être incité à retarder son approvisionnement afin de bénéficier des dernières technologies et de potentielles baisses de coûts non captées par l'indexation et, ce faisant, à retarder la mise en service du projet.

Lors de son instruction relative à l'AO4, la CRE a pu constater que la réduction de la durée du contrat de complément de rémunération n'était pas perçue par les candidats comme pénalisante, au contraire. En effet, la prévision du niveau de tarif lors des dernières années du contrat de complément de rémunération s'est révélée sensiblement inférieure à leur prévision de prix de gros pour cette période. Ainsi la réduction de la durée du contrat permet une vente plus rapide sur le marché après la mise en service de l'installation et est finalement bénéfique pour le plan d'affaires prévisionnel du candidat.

Ce risque est plus limité pour les projets d'éoliennes en mer flottantes dans la mesure où les niveaux de tarif attendus à l'issue de la mise en concurrence sont largement plus élevés que pour l'éolien en mer posé. Toutefois, **la CRE considère que l'incitation du lauréat à respecter les délais ne devrait pas dépendre de sa perception pendant les différentes phases de la construction de prix de gros qui se matérialiseront plus de 20 années plus tard.**

Ainsi la CRE recommande de supprimer la disposition selon laquelle la durée du contrat de complément de rémunération est diminuée du nombre de jours de retard et d'augmenter le niveau des pénalités de retard ainsi que d'accélérer le rythme d'augmentation de ces pénalités : le producteur devrait être redevable d'une pénalité de l'ordre de 50 000€ par jour de retard dès six mois de retard. Cette évolution permettrait à la puissance publique de mieux anticiper la façon dont l'ensemble du système de pénalité sera perçu par le futur lauréat.

3.1.3 Conclusion et prise d'effet du contrat de complément de rémunération

La date effective de mise en service du parc doit intervenir avant une date butoir de mise en service prévue par le cahier des charges (cf. partie 4.2.2.4 du présent avis). S'agissant de la conclusion et de la prise d'effet du contrat de complément de rémunération, les échéances maximales prévues par le cahier des charges sont exclusivement définies à partir de cette date effective de mise en service, telle que définie par le cahier des charges, c'est-à-dire, la date à laquelle (i) la mise à disposition des ouvrages de raccordement est intervenue et (ii) la totalité de l'installation à hauteur de la puissance de l'installation a la capacité d'injecter de l'électricité sur le réseau aux fins de sa commercialisation.

Le lauréat est soumis à plusieurs obligations :

- il est tenu de conclure un contrat de complément de rémunération avec le cocontractant avant la date effective de mise en service ;
- la date de prise d'effet du contrat pour l'intégralité de la puissance installée doit intervenir au plus tard 2 mois après la date effective de mise en service.

En cas de manquement à cette dernière obligation, le producteur s'expose à une sanction pécuniaire de 10 000 € par jour pendant la première année de retard et 50 000 € par jour pendant chacune des années de retard suivantes. De plus, si 12 mois après la date effective de mise en service de l'installation le contrat de complément de rémunération n'a pas pris effet pour l'intégralité de la puissance de l'installation, sauf si cette situation est imputable à une cause extérieure au producteur et hors de son contrôle, le ministre chargé de l'énergie notifie au producteur le rappel de ses obligations. A défaut de remédiation dans un délai de 15 jours à compter de la date de réception de la notification, le producteur est réputé s'être désisté, perdant ainsi son autorisation d'exploitation et s'exposant aux sanctions prévues à cet effet.

Le contexte récent de prix de gros élevés a mis en lumière l'intérêt que pourraient avoir les producteurs d'installations soutenues à retarder au maximum la prise d'effet de leur contrat de complément de rémunération pour vendre leur production sur les marchés de gros et ainsi bénéficier de rémunérations plus élevées que via le contrat de soutien. Une attention particulière doit donc être portée à l'encadrement de la date de prise d'effet du contrat de soutien.

Dans le cadre du présent projet de cahier des charges, le producteur pourrait avoir intérêt à retarder la prise d'effet de ce contrat jusqu'à 12 mois après la date effective de mise en service (délai maximal toléré avant une éventuelle perte de la qualité de lauréat). Le montant des pénalités prévues par le cahier des charges la première année de retard serait ainsi inférieur au bénéfice d'une prise d'effet retardée du contrat dès lors que l'écart entre le prix capturé par l'installation sur les marchés de gros de l'électricité et le tarif du complément de rémunération est supérieur à 3,3 €/MWh²⁵. Compte tenu des niveaux de tarifs attendus pour l'éolien flottant, la probabilité de prix de gros supérieurs au tarif du lauréat est moins forte que pour l'éolien posé. Toutefois, cette possibilité ne peut pas être écartée.

La possibilité de retarder la prise d'effet du contrat crée un risque d'effet d'aubaine pour le producteur au détriment des finances publiques. Rien ne justifie que la prise d'effet du contrat de soutien puisse intervenir jusqu'à 12 mois après que l'installation soit en capacité d'injecter de l'électricité sur le réseau pour l'intégralité de sa puissance aux fins de sa commercialisation. La CRE propose donc de prévoir la possibilité du retrait de la qualité de lauréat si la prise d'effet du contrat n'est pas intervenue au plus tard 2 mois après la date effective de mise en service, ou à défaut d'augmenter fortement la pénalité journalière prévue pour la première année de retard.

Le lauréat pourrait également bénéficier de cet effet d'aubaine en commercialisant l'électricité produite par le parc en amont de la date effective de mise en service de l'installation, telle que définie par le cahier des charges :

- avec une interprétation extensive de la définition de date effective de mise en service (« aux fins de sa commercialisation ») le candidat pourrait réaliser des phases de test d'une durée plus longue que celle réellement nécessaire à la mise en service de l'installation ;
- en ne mettant pas en service une fraction limitée du parc et en commercialisant l'électricité produite par la partie du parc mise en service, même si les contraintes de construction d'un parc éolien en mer tendent à limiter ce risque.

La CRE recommande d'encadrer davantage la définition de la période pendant laquelle le lauréat est autorisé à vendre de l'électricité sur les marchés en amont de la date effective de mise en service de l'installation (i.e. la totalité de l'installation a la capacité d'injecter de l'électricité sur le réseau aux fins de sa commercialisation). Celle-ci doit être restreinte aux phases d'essais de l'installation qui doivent être explicitement limitées dans le temps (6 mois à compter de la première injection par exemple) ou en quantité d'énergie produite.

3.1.4 Résiliation du contrat à l'initiative du producteur

Par ailleurs, le projet de cahier des charges prévoit qu'en cas de résiliation du contrat de complément de rémunération à l'initiative du producteur, celui-ci est réputé s'être désisté, ne lui permettant ainsi plus d'exploiter l'installation. Au vu du volume important de résiliations anticipées constatées en 2022 pour les projets éoliens à terre, **la CRE insiste sur la nécessité de conserver cette disposition déjà présente dans le cahier des charges de l'A04 : elle permet d'éviter des effets d'aubaine pour le producteur lorsque les prix de gros de l'électricité sont plus élevés que le tarif de soutien, au détriment des finances publiques.**

3.2 Contrat de complément de rémunération

3.2.1 Choix du prix de marché de référence « MO »

La définition du prix de marché de référence « MO » utilisé dans le calcul du complément de rémunération a évolué dans le présent projet de cahier des charges par rapport à la définition en vigueur dans le cahier des charges de la procédure dite « A04 Normandie », pour laquelle le prix de marché de référence est pondéré uniquement à partir de la production constatée de l'installation. Pour rappel, dans le cahier des charges de la procédure dite « A03 Dunkerque », un MO pondéré par la production de l'ensemble des installations éoliennes à terre et en mer avait été retenu, plus incitatif pour les candidats. Dans le cahier des charges de la présente procédure, le prix de référence envisagé est désormais défini à partir de l'ensemble des installations éoliennes en mer situées sur les façades maritimes Manche Est – Mer du Nord, Nord Atlantique – Manche Ouest et Sud Atlantique (correspondant à l'ensemble des façades maritimes à l'exception de la façade Méditerranée).

²⁵ Hypothèse d'une installation de 250 MW et d'un facteur de charge de 50%.

Dans son avis²⁶ sur le cahier des charges relatif à la procédure AO4, la CRE a considéré que la définition du prix de référence allait à contresens de l'objectif du complément de rémunération, originellement mis en place afin de permettre i) une intégration progressive des producteurs renouvelables au marché dans l'intérêt du système électrique et ii) un transfert de risque croissant de l'État au producteur. En effet, en cas de « MO » pondéré à la maille du parc, les revenus totaux des parcs sont indépendants du prix moyen auquel la production des installations est vendue sur le marché²⁷. Le lauréat n'a ainsi aucune incitation économique à effectuer des choix d'optimisation technologique (pendant la phase de développement) et de gestion du planning de maintenance (pendant la phase d'opération) en adéquation avec les besoins du système électrique. Il convient d'ailleurs de noter que **le risque d'agrégation supplémentaire induit par la taille des parcs éoliens en mer peut être très facilement mitigé en répartissant ce risque entre plusieurs agrégateurs. Ce constat est d'autant plus vrai dans le cadre du parc objet de la présente procédure, de puissance cible quatre fois plus faible à celle de l'AO4.**

Le parc de l'AO5 sera encore sous complément de rémunération en 2050 : à cet horizon de temps, dans son étude sur les futurs énergétiques 2050²⁸, RTE prévoit une part de l'éolien en mer dans le mix électrique comprise entre 13% et 21%. Compte tenu de cette part particulièrement significative de l'éolien en mer, **il est essentiel que tous les producteurs soient incités à agir au bénéfice du système électrique et rien ne justifie que l'éolien en mer fasse exception par rapport aux autres filières. Les discussions actuelles sur les évolutions du *market design* à l'échelle européenne montrent bien l'attention nécessaire qui doit être portée à la bonne architecture des « *contracts for difference* » (« *CfD* ») et les incitations qu'ils véhiculent. A cet égard, la CRE rappelle qu'en Allemagne et aux Pays-Bas des parcs se développent hors mécanisme de soutien, les producteurs étant alors soumis aux signaux de marché.**

Dans les retours écrits des candidats, la CRE a pu constater que certains partagent son constat (bien que l'intérêt premier des candidats demeure naturellement de transférer un maximum de risques vers l'Etat, bien qu'il s'agisse de risques qu'ils ont tout à fait l'habitude de traiter) et indiquent être disposés à une plus grande exposition aux évolutions des prix du marché de gros, qui constitue également pour eux une opportunité d'améliorer la compétitivité de leur offre.

La CRE estime que l'évolution prévue par le projet de cahier des charges de la présente procédure va dans le bon sens dans la mesure où elle permet de rétablir l'incitation pour le producteur à maximiser la valeur de sa production.

Une meilleure homogénéité de la définition du prix de référence entre les différentes procédures de mise en concurrence apparaît indispensable pour permettre une standardisation du cahier des charges, avec pour objectif l'accélération de la procédure d'attribution. A ce titre, **une définition du prix de référence par façade maritime présentant des régimes de vent similaires apparaît problématique pour les installations qui seront situées sur la façade Méditerranée, en particulier pour les parcs qui seront attribués dans le cadre de la prochaine procédure concurrentielle dite « A06 ».** En effet, les deux projets attribués dans le cadre de cet AO devraient représenter, pendant plusieurs années, la quasi-intégralité du parc de production éolien en mer sur la façade Méditerranée ainsi qu'une part significative de la puissance totale installée sur la façade même après la mise en service de potentiels futurs parcs. Les incitations du producteur seraient ainsi limitées voire inexistantes. **La CRE recommande donc aux pouvoirs publics d'adopter une définition du prix de référence qui pourra plus facilement être réutilisée dans le cadre des prochaines mises en concurrence.**

Par ailleurs, il convient de rappeler que **la définition d'un prix de référence fondé sur tout ou partie du parc éolien en mer pourrait rendre ce dernier très volatil et dépendant de la production d'un nombre limité de parcs**, en particulier lors des premières années de fonctionnement (mise en service progressive d'autres parcs par la suite). Ceci pourrait in *fine* i) augmenter le risque porté par le futur lauréat et ii) créer un avantage concurrentiel pour certains candidats lauréats de précédentes mises en concurrence. En effet :

- le revenu total de l'installation (revenus marchands et complément de rémunération) pour un mois donné pourrait être significativement affecté par une opération de maintenance sur un autre parc ou la mise en service d'un nouveau parc au cours de ce mois. **Il n'est ainsi pas exact d'affirmer qu'un MO défini à la maille d'une façade serait nécessairement plus sécurisant pour le producteur : utiliser une base de parcs la plus large possible pour la définition du MO permet de lisser ces variations ;**
- au moment de l'élaboration de leurs offres, **les candidats à la présente procédure qui sont également lauréats de précédentes procédures pourront estimer plus précisément l'évolution du prix de référence qui sera applicable à l'installation ;**
- si le lauréat exploite d'autres parcs sur les façades maritimes pour lesquels il n'y a pas d'incitations en place à une maximisation de la valeur marché de la production (parcs lauréats des procédures dites

²⁶ Délibération de la CRE du 10 mars 2022 portant avis sur le projet de cahier des charges relatif à la procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel n° 1/2020 portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de la Normandie.

²⁷ Il convient de noter que, pour minimiser ses risques, le producteur est largement incité, dans tous les cas, à valoriser sa production sur le marché Spot.

²⁸ RTE, Futurs énergétiques 2050 : les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050.

« AO1 », « AO2 » et « AO4 »), il pourra intégrer, dans le planning de maintenance de ces parcs, l'impact qu'elles auront sur le complément de rémunération du parc de l'AO5. **Il sera ainsi incité à réaliser les maintenances de ces autres parcs prioritairement lors de périodes de prix élevés²⁹, ce qui constitue une particulièrement dommageable pour l'intérêt général, en plus d'un problème d'équité.**

En conséquence, la CRE recommande fortement de retenir un prix de référence calculé à partir de la production du parc éolien national en mer et à terre (production avec davantage de foisonnement donc plus lissée), identique à celui prévu par le cahier des charges de la procédure AO3.

Enfin, dans la mesure où le calcul du prix de référence est effectué à partir de la production agrégée de plusieurs parcs, la CRE recommande que ce prix soit publié mensuellement sur son site internet dans un souci de transparence de l'action publique. Le cahier des charges devrait également préciser que ce calcul nécessite une transmission de données de la part du GRT et non du producteur³⁰.

3.2.2 Indexation du tarif de soutien précédant la mise en service

Du fait du délai entre la phase de désignation du lauréat et le bouclage financier des projets éoliens en mer, la CRE est favorable à une indexation du tarif de référence proposé par le candidat dans son offre dans la période précédant la mise en service de l'installation (coefficient d'indexation K). En effet, cela permet de garantir un niveau de soutien public adapté aux coûts effectifs du producteur au moment de la décision finale d'investissement.

Cette indexation doit continuer de s'appliquer, quel que soit son impact sur le tarif : en particulier, si les coûts de l'éolien en mer sont à la baisse, il est tout à fait légitime que le tarif soit indexé à la baisse.

Temporalité de l'indexation

Le cahier des charges de la présente procédure prévoit une indexation du tarif de référence entre la date limite de remise de l'offre et une date située 27 mois (24 mois + 3 mois liés à la publication des indices INSEE) après la date à laquelle la décision de désignation du lauréat et l'autorisation unique du projet sont purgées de tout recours (« T1 »). Cette durée est identique à celle prévue par le cahier des charges de l'AO4.

Lors de l'instruction de l'AO4, la CRE a pu constater que les candidats considèrent généralement que les coûts d'investissement évoluent avec l'inflation et le coût des matières premières jusqu'au moment du bouclage financier (très variable, mais en moyenne de l'ordre de 12 à 18 mois après la date T1) et sont stables par la suite, même si leur paiement est éventuellement différé.

Ainsi, un mauvais calibrage de la temporalité de l'indexation prévue par le cahier des charges introduit un risque résiduel pour les candidats s'agissant des hypothèses d'inflation retenues entre le bouclage financier (date de sécurisation des coûts d'approvisionnement) et la date à laquelle l'indexation prend fin.

Une date de fin d'indexation du tarif trop tardive peut par ailleurs inciter le producteur à retarder son bouclage financier pour permettre de bénéficier de potentielles baisses des coûts réels liées à des évolutions technologiques et non captées par l'indexation tout en mitigeant le risque résiduel introduit par le mauvais calibrage de l'indexation. Le décalage du bouclage financier peut ensuite induire un retard dans la mise en service de l'installation. Un tel comportement attentiste irait à l'encontre des objectifs que la France s'est fixés en matière d'éolien en mer et des enjeux de sécurité d'approvisionnement du pays.

La durée d'indexation prévue par le présent projet de cahier des charges expose ainsi le budget de l'Etat à l'évolution des indices de la formule d'indexation sur une période plus longue que nécessaire et peut de surcroît avoir des effets contre-productifs. La date de fin de l'indexation K doit ainsi être fixée au plus proche de la date à laquelle le porteur de projet sécurise réellement ses coûts d'approvisionnement.

La CRE recommande donc de réduire la durée d'indexation du tarif de référence à une date située entre 12 et 18 mois après la date à laquelle la décision de désignation du lauréat et l'autorisation unique du projet sont purgées de tout recours, au lieu de 27 mois.

Formule d'indexation K

Le cahier des charges prévoit que le tarif dont bénéficiera le lauréat sera indexé par application d'un coefficient K défini comme suit :

1. Pour le cas où les flotteurs sont constitués majoritairement d'acier (tel qu'envisagé au moment du Bouclage Financier) :

$$K = 0,3 + 0,30 \times \frac{FM\ 0\ ABE\ 0000}{FM\ 0\ ABE\ 0000_0} + 0,25 \times \frac{ICHT_{rev} - TS1}{ICHT_{rev} - TS1_0} + 0,03 \times \frac{IndexCuivr\ e}{IndexCuivr\ e_0} + 0,12 \times \frac{IndexAcier}{IndexAcier_0}$$

²⁹ A titre d'illustration, un candidat lauréat de l'AO1 et de l'AO5 pourrait décider de faire une maintenance du parc lauréat de l'AO1 lors d'une période de prix élevé, faisant ainsi baisser le poids de l'épisode de prix élevé dans le calcul du MO et augmentant in fine le montant du complément de rémunération perçu par le parc lauréat de l'AO5.

³⁰ La prise en compte des recommandations relatives à la publication du MO implique de modifier les paragraphes 5.2.2. et 5.6.2.



2. Pour le cas où les flotteurs sont constitués majoritairement de béton (tel qu'envisagé au moment du Bouclage Financier) :

$$K = 0,3 + 0,30 \times \frac{FM\ 0\ ABE\ 0000}{FM\ 0\ ABE\ 0000_0} + 0,20 \times \frac{ICHT_{rev} - TS1}{ICHT_{rev} - TS1_0} + 0,03 \times \frac{IndexCuir\ e}{IndexCuir\ e_0} + 0,07 \times \frac{IndexAcier}{IndexAcier_0} + 0,10 \times \frac{TP\ 02}{TP\ 02_0}$$

En premier lieu, la CRE recommande une évolution de la formule afin que celle-ci ne comprenne pas de terme fixe. En effet, la formule actuelle prévoit que 30% des coûts complets du projet ne sont sujets à aucune évolution sur la période visée, correspondant théoriquement à la part des OPEX dans le coût complet de l'installation. Ceci n'apparaît pas pertinent : au moment de la décision finale d'investissement, les coûts d'exploitation prévisionnels estimés par le lauréat évoluent également en fonction de l'inflation constatée depuis la date de remise de l'offre. La proposition de la CRE permettra une mise en cohérence de la formule utilisée pour l'éolien en mer avec celles mises en œuvre pour les dispositifs de soutien aux installations de production d'électricité renouvelable terrestres (éolien à terre, photovoltaïque et biométhane injecté notamment). La CRE propose ainsi de faire évoluer la part fixe prévue par la formule en une part variable dépendant pour moitié de l'évolution de l'indice FM 0 ABE 0000 et pour l'autre moitié de l'évolution de l'indice $ICHT_{rev} - TS1$.

S'agissant de l'indexation des coûts d'investissement, la CRE n'est pas en mesure à ce stade de proposer une pondération des différents facteurs plus adaptée à la filière éolienne en mer flottante que celle prévue (identique à celle de l'AO4 pour de l'éolien posé) et propose ainsi de les conserver. Les hypothèses d'évolution des coûts d'investissement exposées par les candidats à l'AO4 dans le cadre de leurs offres ont fait état de formules particulièrement différentes. Dès lors, la CRE estime qu'une consultation plus large des acteurs, notamment les fabricants de turbines, est nécessaire sur ce point de fond pour les prochaines procédures afin de proposer des formules pertinentes adaptées à chaque technologie d'éolien en mer, posé et flottant.

Recalage des taux

Le cahier des charges prévoit, en cas de recours à du financement de projet, une couverture par l'Etat de l'évolution du taux sans risque applicable aux financements externes apportés par des prêteurs externes.

Cela exclut ainsi les fonds propres tels que définis par le cahier des charges qui incluent d'éventuels crédits-relais garantis par l'un ou plusieurs des actionnaires de la société de projet. La CRE recommande d'indiquer cet élément explicitement dans le cahier des charges afin de faciliter la compréhension de cette clause par les candidats.

La CRE rappelle également que cette clause est symétrique, de telle sorte qu'en cas de diminution des taux, le montant du tarif applicable diminue : il pourrait également être pertinent de rappeler ce point explicitement dans le cahier des charges.

3.2.3 Indexation du tarif de soutien après la mise en service de l'installation (coefficient L)

L'indexation du tarif de soutien après la mise en service de l'installation a pour finalité de répercuter uniquement les évolutions des coûts d'exploitation sur le tarif de référence des installations à compter de leur mise en service et jusqu'à la fin du contrat de soutien. En effet, le niveau du tarif de soutien doit permettre une rémunération raisonnable de l'ensemble des coûts du projet : or, une fois le projet mis en service, seuls les coûts d'exploitation sont susceptibles d'évoluer.

Dans le cadre de son analyse des offres de l'AO4, la CRE a pu constater que l'ensemble des candidats considèrent que les prix de gros de l'électricité sur la période post-contrat de complément de rémunération sont indexés par rapport à l'hypothèse d'inflation retenue. L'impact de l'inflation sur la hausse des coûts d'exploitation du projet sur cette période est donc largement compensé par la hausse des revenus du producteur. L'Etat n'a donc pas vocation, pendant la durée du contrat de complément de rémunération, à couvrir le producteur contre un éventuel risque d'inflation des coûts d'exploitation sur la période postérieure au contrat. **La pondération de la part variable du coefficient L doit ainsi être calibrée de manière à refléter la part des coûts d'exploitation du projet sur les coûts complets du projet uniquement pendant la durée du contrat de complément de rémunération.**

A la suite de l'analyse des plans d'affaires fournis par les candidats dans le cadre de la procédure « AO4 » qui concerne un parc éolien en mer posé, la CRE a pu constater que les coûts d'exploitation actualisés au niveau du TRI projet avant impôts prévu par le candidat sont généralement inférieurs à 20% des coûts complets actualisés du projet.

La procédure objet du présent avis concerne un parc éolien en mer flottant : la CRE estime ainsi que les coûts d'investissement du projet ramenés au productible devraient être plus importants que pour un parc éolien en mer posé alors que les coûts d'exploitation devraient être, en théorie, du même ordre de grandeur. **La part des coûts d'exploitation dans les coûts complets du projet devrait ainsi être plus faible que pour un parc éolien en mer posé.**



La CRE recommande donc de diminuer la part variable du coefficient L à 20% (contre 30% aujourd'hui) et ainsi d'indexer le tarif de référence du complément de rémunération par application d'un coefficient L défini comme suit :

$$L = 0,8 + 0,1 \times \frac{FM\ 0\ ABE\ 0000}{FM\ 0\ ABE\ 0000_0} + 0,1 \times \frac{ICHT_{rev} - TS1}{ICHT_{rev} - TS1_0}$$

3.2.4 Partage des gains financiers

Le mécanisme de *prévention des risques de surcompensation* permet de capter en partie un éventuel excédent de rémunération dont pourrait bénéficier le producteur, par exemple si les coûts du projet s'avéraient plus bas qu'anticipés lors de la constitution des candidatures. Un tel mécanisme est pertinent car il peut permettre de diminuer le coût du soutien tout en maintenant l'incitation pour le producteur à être performant en matière d'exploitation et de maîtrise des coûts. Il se justifie particulièrement pour des parcs éoliens en mer flottants : les incertitudes techniques et économiques (dimensionnement technique du projet et offre technologique disponible au moment du bouclage financier) demeurent en effet importantes lors de la constitution des candidatures, compte tenu du degré de maturité de la filière éolienne flottante et du délai entre la remise des offres et la mise en service du parc. **La CRE est donc favorable à cette disposition du cahier des charges, déjà présente dans le cahier des charges de l'A03 et de l'A04.**

Le cahier des charges de la procédure dite « A04 » prévoit que le montant dû au titre de cette clause ne peut pas excéder les montants totaux perçus depuis le début du contrat de complément de rémunération. **Ce plafonnement a été supprimé dans le projet de cahier des charges de la présente procédure. La CRE accueille favorablement cette évolution** qui va dans le sens de la recommandation formulée dans son avis sur le cahier des charges relatif à l'A04³¹.

Lors de l'instruction de l'A04, la CRE a pu constater que la plupart des candidats considèrent des durées de vie de l'installation bien plus longues que la durée du contrat, ce qui a donné lieu, dans plusieurs offres, à un taux de rentabilité interne pour les actionnaires (« TRI actionnaires ») négatif à l'issue du contrat de complément de rémunération. Dans ce cadre, le taux d'actualisation retenu pour l'application de la clause de prévention des risques de surcompensation tel que prévu par le cahier des charges est négatif et la clause donnera lieu à un versement du producteur vers l'Etat dès lors que le TRI actionnaire de ce dernier sera plus élevé que le TRI actionnaire négatif prévu dans son offre. La CRE considère que la rédaction actuelle du cahier des charges est bien adaptée à ce cas de figure.

3.2.5 Ajustement du montant du complément de rémunération en cas d'implantation d'un nouveau projet au sein de la zone retenue

Dans le cadre de la présente procédure de mise en concurrence, les candidats peuvent difficilement anticiper les conséquences que pourrait avoir l'implantation d'un autre parc au sein des zones retenues sur l'économie de leur projet. En effet, ces conséquences dépendront i) de la décision de l'État d'implanter ou non un nouveau parc dans cette zone, ii) du choix exact de la zone d'implantation du nouveau projet et iii) du calendrier de la mise en service de ce nouveau projet. **La CRE est donc favorable à l'ajustement du complément de rémunération prévu par le projet de cahier des charges, déjà présent dans l'A04.** Il permet de ne pas exposer le futur lauréat de la présente procédure de mise en concurrence au risque de perte de productible et est de nature à diminuer le montant du complément de rémunération demandé par les candidats.

La CRE considère qu'il serait pertinent que le surcoût relatif à un ajustement à la hausse du complément de rémunération soit supporté par le producteur de l'éventuel nouveau parc. En effet, une telle disposition inciterait ce producteur à limiter les impacts qu'il pourrait avoir sur le productible du premier parc : il internaliserait ces impacts négatifs lors de la phase de développement de son projet et notamment lors du choix de la zone précise d'implantation.

Le projet de cahier des charges de la présente procédure intègre le producteur de l'éventuel nouveau parc au processus visant à établir la perte de productible. La CRE accueille favorablement cette disposition car elle est un prérequis pour que le cahier des charges de l'éventuel nouveau parc puisse prévoir la prise en charge du surcoût susmentionné.

3.3 Prescriptions liées au raccordement

La CRE accueille favorablement la pérennisation des avancées significatives concernant la description de la solution et des modalités de raccordement déjà mises en œuvre dans l'A04, qui permettent de faciliter la coordination entre les producteurs et RTE comparativement aux appels d'offres précédents.

³¹ Délibération de la CRE du 10 mars 2022 portant avis sur le projet de cahier des charges relatif à la procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel n°1/2020 portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de la Normandie

La CRE est favorable aux principes développés dans le cahier des charges suivant lesquels le producteur ou le gestionnaire de réseau assume les risques liés à sa partie du projet dès lors qu'il est le mieux à même de les maîtriser. Ainsi, le GRT et le producteur ont à leur charge les conséquences de retard ou de modification du raccordement y compris celles résultant de la survenance d'un ou plusieurs recours contentieux contre une ou plusieurs de leurs autorisations respectives.

3.3.1 Mise à la charge du producteur des modifications qu'il sollicite

Le cahier des charges prévoit que le producteur se voit facturer les surcoûts liés aux modifications des conditions techniques telles que définies dans le cahier des charges. Ces conditions incluent les conditions techniques précisées dans le cahier des charges, mais également les dispositions législatives et réglementaires, ainsi que la Documentation Technique de Référence (DTR). En effet, le cahier des charges ne peut préciser l'ensemble des caractéristiques du raccordement. Certaines sont notamment arrêtées dans la PTF ou dans la convention de raccordement (plannings, interfaces clés, etc.).

La CRE considère que cette mise à la charge du producteur de l'ensemble des modifications qu'il sollicite est équilibrée dès lors que le GRT assumera lui aussi les coûts des modifications qu'il sollicitera. Cette prescription est par ailleurs conforme à l'article L. 342-7 du code de l'énergie. La CRE y est favorable.

3.3.2 Imputabilité des recours des tiers

La CRE estime, comme elle l'avait déjà souligné lors de l'approbation du modèle de convention de raccordement et dans son avis sur le cahier des charges de l'AO4, que la règle suivant laquelle chaque partie doit assumer, vis-à-vis de l'autre partie, les conséquences (retards ou modifications) des recours contre ses autorisations est conforme à la volonté du législateur dans les lois « Hydrocarbures » et « ESSOC » d'une part, et permet notamment aux candidats une modélisation adéquate de leurs risques dans l'élaboration de leurs offres d'autre part.

Ainsi, la CRE est favorable à l'introduction de ce principe dans le cahier des charges et à la précision que les recours contre les autorisations ne sont pas considérés comme des causes exonératoires pour que le producteur signe ses documents contractuels de raccordement (PTF et convention de raccordement) dans les délais.

3.3.3 Délai de mise à disposition du raccordement après un retard lié à une cause extérieure et hors du contrôle du producteur

Le cahier des charges prévoit que dans l'hypothèse d'un retard dans la signature de la convention de raccordement justifié par une cause extérieure et hors du contrôle du producteur, la date de mise à disposition des ouvrages de raccordement est reportée d'une durée égale à ce retard.

La CRE observe qu'il peut être difficile d'estimer *a priori* la durée et les conséquences d'une cause extérieure et hors du contrôle du producteur. Elle recommande donc fortement de prévoir une procédure ad hoc pour gérer ce type de situations si elles se présentent.

3.4 Sélection des lauréats

3.4.1 Valeur des points de notation et dimensionnement des pénalités

Le principal critère de sélection du lauréat est le niveau du tarif de référence proposé dans les offres des candidats (70 % de la note totale). Sa pondération est la même que dans la procédure AO4. Le présent cahier des charges prévoit une borne inférieure égale au plus bas tarif de référence proposé parmi les offres conformes et une borne supérieure égale à 140 €/MWh. En considérant une hypothèse de borne basse de 90 €/MWh, un point supplémentaire équivaut alors à une diminution du tarif de référence d'environ 0,7 €/MWh. La valeur du point en €/MWh est ainsi légèrement plus élevée que pour l'AO4 (environ 0,4 €/MWh).

La plupart des autres critères évaluent la prise d'engagements supplémentaires par les candidats. Lors de l'élaboration de leurs offres, ces derniers vont ainsi naturellement comparer les surcoûts relatifs à la mise en œuvre de ces engagements avec la valeur d'un point de notation. Dès lors, il est nécessaire que les sanctions en cas de non-respect de ces engagements soient calibrées de telle sorte qu'un candidat ne prenne pas d'engagements supplémentaires s'il pense ne pas être en mesure de les respecter.

La CRE accueille favorablement le principe de sanctions prédéfinies auxquelles le producteur s'expose en cas de manquement et juge pertinent le principe général utilisé pour calibrer ces sanctions.

Plus précisément, le cahier des charges prévoit de sanctionner tout point indûment gagné à hauteur de 12 millions d'euros. Ce montant correspondant à une estimation élevée de la valeur d'un point de notation. En effet, la valeur d'un point correspond à l'impact sur la valeur actualisée nette du projet de la baisse de tarif nécessaire pour obtenir un point supplémentaire. Ainsi, la CRE estime que la valeur médiane d'un point de notation est de l'ordre de 5 millions d'euros³² et qu'une estimation « maximaliste » pourrait conduire à une valeur de l'ordre de 10 millions d'euros³³. **Compte tenu de la sensibilité de la valeur du point au tarif de l'offre la plus basse, la valeur retenue pour la présente procédure paraît pertinente.**

3.4.2 Sous-critère relatif au nombre maximal d'éoliennes

Lors de son instruction de l'A04, la CRE a pu constater que certains candidats ont pu prendre des risques relativement importants s'agissant de la marge entre :

- la puissance unitaire des aérogénérateurs prévue dans leurs offres ;
- la puissance minimale nécessaire au respect de leur engagement sur le nombre maximal d'éoliennes.

Dans la mesure où la puissance unitaire des aérogénérateurs disponible à l'horizon du projet (92 mois après la désignation du lauréat pour l'A05) dépend fortement de développements futurs, les hypothèses retenues sont par nature incertaines.

Un engagement trop optimiste sur le nombre maximal d'aérogénérateurs met en danger la réalisation du projet dans les délais prévus par le cahier des charges : pour obtenir son attestation de conformité (sans quoi le lauréat perd son autorisation d'exploiter) le candidat doit notamment i) respecter son engagement sur le nombre maximal d'éoliennes et ii) respecter la puissance minimale du parc de 230 MW prescrite par le cahier des charges. Pour concilier ces deux obligations, le lauréat pourrait être dans l'obligation d'attendre que des éoliennes d'une puissance unitaire suffisante soient développées.

La CRE considère donc que la mise en concurrence des candidats sur ce critère n'apparaît pas souhaitable. Si l'Etat souhaite limiter le nombre d'éoliennes dans la zone, il apparaît préférable d'en faire une obligation qui serait la même pour l'ensemble des candidats plutôt qu'un critère de notation. Il convient de noter que le lauréat est naturellement incité à diminuer au maximum le nombre d'éoliennes afin d'améliorer l'économie du projet.

3.4.3 Sous-critères relatifs au taux de recyclage ou de réutilisation des pales

Dans leurs offres, les candidats s'engagent sur un taux de recyclage minimal compris entre 80 % et 100 % de la masse totale des pales de leurs éoliennes. Cet engagement fait l'objet d'un sous-critère de notation dédié, qui compte pour 4 points sur 100 : un candidat s'engageant à respecter un taux minimal de 80 % n'obtient aucun point alors qu'un candidat s'engageant à respecter un taux de 100 % obtient le maximum de points.

La CRE partage l'objectif de promouvoir des objectifs ambitieux en matière de recyclage des pales des éoliennes en mer. Il est ainsi pertinent de prévoir, dans le cahier des charges, des exigences en la matière, dans la mesure où l'atteinte d'objectifs ambitieux implique de prendre en compte la problématique du recyclage dès la phase de conception et de développement du projet.

Lors de l'instruction de l'A04, la CRE a pu constater que l'ensemble des candidats ont pris l'engagement maximal : tous ont ainsi réalisé le même arbitrage financier, entre la valeur du point et l'éventuel paiement d'une sanction en fin de vie de l'installation. **La CRE estime que le choix de diminuer la pondération de ce sous-critère de 8 points dans le cahier des charges de l'« A04 » à 4 points dans le projet de cahier des charges de la présente procédure, tout en maintenant un niveau de pénalité maximal en cas de non-respect de l'engagement correspondant au plafond prévu par le code de l'énergie (25 millions d'euros pour un projet de 250 MW) va dans le bon sens.**

Cependant, elle réitère sa recommandation de remplacer ce sous-critère par une obligation de recyclage ambitieuse, semblable à celle applicable pour le recyclage des flotteurs, ancrages et mats, en conservant le niveau de sanction prévu. L'incitation financière qui en résulte serait ainsi similaire. L'association France Energie Eolienne émet une recommandation similaire dans le cadre de son retour d'expérience sur l'A04.

Enfin, la CRE considère que si l'État souhaite se donner les moyens de sélectionner des candidats lors de procédures de mise en concurrence portant sur l'éolien en mer sur des critères autres que le prix, les plafonds de sanction prévus à l'article L. 311-15 du code de l'énergie devraient être rehaussés pour l'éolien en mer. En effet, le code de l'énergie prévoit des plafonds exprimés par MW de puissance installée et communs aux différentes technologies de production d'énergie renouvelable. Le rapport entre le plafond de sanctions et les coûts du projet est ainsi plus faible pour l'éolien en mer comparativement aux autres technologies dans la mesure où les coûts d'investissement par MW installé sont plus élevés, en particulier pour l'éolien en mer flottant.

³² Les hypothèses suivantes ont été retenues : Tarif de l'offre la plus basse de 110 €/MWh, puissance de l'installation de 250 MW, facteur de charge de 4000 hepp et taux d'actualisation de 7%.

³³ Les hypothèses suivantes ont été retenues : Tarif de l'offre la plus basse de 90 €/MWh, puissance de l'installation de 270 MW, facteur de charge de 4500 hepp et taux d'actualisation de 6%.

3.4.4 Sous-critère relatif au montant minimum que le candidat s'engage à allouer aux mesures « Eviter, Réduire, Compenser » (« ERC ») et au suivi environnemental du projet ainsi qu'à un fonds biodiversité

Au moment de son offre, le candidat s'engage sur un montant total minimum, situé entre 0 et 20 millions d'euros, alloué :

1. aux mesures ERC et au suivi environnemental prescrits par le préfet dans l'autorisation unique ;
2. et à un fonds biodiversité géré par une entité publique et destiné à financer des actions de préservation de la biodiversité potentiellement impactée par le projet et d'amélioration de la connaissance de cette biodiversité.

Le cahier des charges précise que le montant alloué au fonds biodiversité ne pourra être inférieur à 25% du montant total. Si le montant des dépenses liées à la mise en place de mesures ERC et de suivi environnemental prescrits par le préfet est inférieur au montant sur lequel le candidat s'est engagé pour cette dépense, alors la différence doit être versée au fonds biodiversité de telle sorte que le montant total des dépenses du candidat corresponde au montant total sur lequel il s'est engagé.

Un engagement du candidat relatif à ce critère lui garantira ainsi une protection partielle contre le risque de surcoûts liés à la mise en œuvre des mesures ERC et de suivi environnemental prescrits dans l'autorisation unique :

- le lauréat a intégré une dépense certaine liée à cet engagement dans son plan d'affaires et donc dans le tarif proposé ;
- les prescriptions de l'autorisation unique ne généreront pas de surcoût pour le lauréat dans la limite de 75 % de l'engagement qu'il a pris au titre de ce sous-critère.

La CRE est favorable à cette disposition qui est de nature à limiter les risques du projet : en effet, les surcoûts liés aux prescriptions de l'autorisation unique sont difficilement prévisibles par les candidats.

3.4.5 Sous-critère relatif à la robustesse du montage contractuel et financier

Description du sous-critère relatif à la robustesse du montage contractuel et financier

Le sous-critère relatif à la robustesse du montage contractuel et financier compte pour 5 points de notation sur 100, une pondération identique à celle retenue dans le cahier des charges applicable au parc de l'« A04 ». Le cahier des charges prévoit une analyse par la CRE de cinq aspects de l'offre :

- la crédibilité de la puissance unitaire des aérogénérateurs (1 point) ;
- la crédibilité du montant du coût des investissements initiaux (0,5 point) ;
- la crédibilité du montant des coûts d'exploitation (0,5 point) ;
- l'évaluation du calendrier prévisionnel (1 point) ;
- l'analyse du ratio minimum de couverture du service de la dette indiqué dans l'offre du candidat (2 points).

Analyse par la CRE de la robustesse des offres

Comparaison des offres

La CRE estime que, dans le cadre de l'analyse de la robustesse d'une offre, il peut être pertinent d'analyser les hypothèses retenues par les candidats les unes par rapport aux autres. En effet, les hypothèses retenues par les autres candidats sont une des données les plus pertinentes disponibles compte tenu du caractère inédit et des spécificités du projet en question, ainsi que de l'évolution rapide des technologies et de l'environnement économique et financier. **La CRE recommande donc de prévoir explicitement qu'elle peut analyser la crédibilité des hypothèses d'un candidat notamment par comparaison avec celles retenues par les autres candidats. Il pourrait ainsi être écrit, s'agissant de l'examen par la CRE de sous-critères de robustesse des offres que « cet examen peut tenir compte des hypothèses retenues par les autres candidats ».**

Recours à des conseillers externes

Le retour d'expérience de l'A04 conduit la CRE à s'interroger sur l'opportunité de recourir à un expert technique externe indépendant pour l'accompagner dans l'évaluation de la robustesse technique des offres lorsque des choix technologiques très différents sont retenus par les candidats. Cette aide pourrait notamment être pertinente dans le cadre des appels d'offres à venir, compte tenu notamment du degré de maturité de la filière éolien flottant. Il serait pertinent de prévoir la possibilité de recours à de tels conseillers externes dans le texte du cahier des charges.

Robustesse du montage financier

Lors de l'instruction de l'AO4, la CRE a constaté que les modalités retenues pour le montage financier prévisionnel du projet varient fortement entre les candidats et constituent un élément différenciant des offres, jouant un rôle majeur dans la compétitivité de certaines offres tout en les exposant à des risques financiers. **La CRE recommande d'ajouter, au sein du sous-critère robustesse, une évaluation de la robustesse du montage financier**, qui pourrait notamment (sans que cela soit exhaustif) être basée sur :

- l'évaluation du niveau de risque supplémentaire engendré par une structuration financière exposant davantage le candidat ;
- l'évaluation du niveau de risque supplémentaire engendré par les hypothèses de rémunération post-contrat de complément de rémunération ;
- la comparaison entre le TRI projet prévisionnel de chacun des candidats (rémunération moyenne attendue par l'ensemble des financeurs) ;
- l'analyse du ratio minimum de couverture du service de la dette indiqué dans l'offre du candidat (sous-critère déjà présent dans le projet de cahier des charges actuel).

Robustesse des choix technologiques

Au-delà de la crédibilité de la puissance des aérogénérateurs, un critère relatif à la crédibilité de la technologie retenue pour les flotteurs et ancrages devrait être ajouté pour cet appel d'offres (celle des fondations dans le cadre d'appel d'offres portant sur des parcs éoliens en mer posés).

Evaluation du calendrier prévisionnel

Si la prise en compte des contraintes spécifiques à l'éolien en mer dans le calendrier prévisionnel est importante pour juger de la robustesse d'une offre, la CRE estime que **la simplicité pour les candidats à se conformer uniquement sur la forme aux exigences du cahier des charges sur ce critère le rend inefficace et donc inutile, ce que confirme clairement le retour d'expérience de l'AO4**. Ce point pourrait être rebasculé sur une évaluation de la robustesse financière de l'offre.

Suppression du critère relatif à la fourniture d'un certificat du modèle financier

S'agissant de la fourniture d'un certificat du modèle financier réalisé par un expert indépendant, ce point faisait l'objet d'une évaluation au sein du sous-critère de robustesse dans le cadre de l'AO4 alors qu'il s'agit désormais d'une condition de recevabilité de l'offre. **La CRE accueille favorablement cette évolution**.

Poids du critère robustesse dans la notation des offres et proposition globale de pondération

L'instruction de l'AO4 a globalement révélé une prise de risque importante des candidats à la fois sur la structuration financière de leurs offres, dans les choix technologiques, dans les hypothèses de revenus post-contrat de complément de rémunération ou dans l'estimation des coûts à l'horizon du bouclage financier. Compte tenu de l'importance de la réalisation des parcs éoliens en mer dans les délais, **il apparaît important que le critère relatif à la robustesse des offres permette d'éviter que les candidats s'engagent sur un niveau de risques susceptible de compromettre la bonne réalisation du projet**. Ainsi, **la CRE recommande d'augmenter la pondération de ce sous-critère à 10 points, avec le découpage suivant et une notation avec une granularité de 0,5 point** :

- la robustesse du montage financier (4 points) ;
- la robustesse du choix en matière de puissance unitaire des aérogénérateurs (1 point) ;
- la robustesse du choix technologique pour les flotteurs et les ancrages (1 point) ;
- la robustesse de l'hypothèse retenue pour le montant du coût des investissements initiaux (2 points) ;
- la robustesse du montant des coûts d'exploitation (2 points).

Impact des hypothèses long terme de prix de gros de l'électricité

La durée de vie des installations devrait être de 30 ans a minima, alors que le contrat de soutien dont bénéficiera le producteur court sur une durée de 20 ans. Lors de la préparation de leurs offres, les candidats devront ainsi estimer le montant de leurs revenus post-contrat de complément de rémunération jusqu'à la fin d'exploitation du parc. Pour cela, ils sont amenés à prendre des hypothèses de prix de gros de l'électricité sur le long terme dans leurs plans d'affaires. Ces revenus ont un impact notable sur la rentabilité des projets : or, leur estimation se fonde sur des hypothèses de prix de gros à un horizon très lointain (30 à 40 ans) et est donc particulièrement incertaine. Des hypothèses trop optimistes amènent à afficher une rentabilité artificiellement élevée, qui reflète mal la viabilité financière du projet.

Dans la mesure où l'estimation de tels revenus est dépourvue de tout caractère objectif sur de tels horizons de temps, **l'emploi par les candidats d'un scénario de prix de l'électricité unique, défini dans le cahier des charges, permettrait de résoudre cette difficulté et d'améliorer la comparabilité des offres. Par ailleurs, cette modification faciliterait l'évaluation par la CRE du caractère anormalement bas d'une offre.**

3.4.6 Pertinence de la pondération des différents sous-critères

La CRE estime que certains des sous-critères de notation devraient être moins pondérés pour un total de 7 points de notation :

- la suppression du sous-critère relatif au taux de recyclage ou de réutilisation des pales (diminution de 4 points) et son remplacement par une obligation de recyclage ambitieuse ;
- la suppression du sous-critère relatif au nombre maximal d'éoliennes (diminution de 2 points) et son remplacement par une obligation ;
- la diminution de la pondération du sous-critère relatif au montant de financement ou investissement participatif à 1 point (diminution de 1 point).

Par ailleurs la CRE estime que certains sous-critères devraient être davantage pondérés et que de nouveaux sous-critères devraient être introduits pour un total de 7 points de notation :

- l'augmentation de la pondération du sous-critère relatif à la robustesse du montage contractuel et financier à 10 points (augmentation de 5 points) ;
- l'introduction d'un sous critère de 1 point relatif à l'évaluation carbone de l'installation à la place d'une exigence maximale, comprenant l'impact du transport sur les émissions de CO2 de l'installation (augmentation de 1 point) ;
- l'introduction d'un sous-critère de 0,5 point permettant de promouvoir le contenu européen du projet (augmentation de 0,5 point) ;
- l'introduction d'un sous-critère de 0,5 point sur la cohérence du projet avec les objectifs de développement du territoire (augmentation de 0,5 point) ;

En effet, la CRE souhaite souligner que la concrétisation de l'important programme de déploiement annoncé pour l'éolien en mer et, plus généralement, la réussite de la transition énergétique ne peut s'envisager sans une réflexion stratégique sur leurs impacts industriels, environnementaux et sur le développement des territoires. Cette réflexion doit se décliner en ambitions fortes, concrètes et pérennes dans ces domaines, ambitions qui doivent être prises en compte dès la phase d'attribution des projets éolien en mer à venir. L'intégration de ces enjeux à leur juste mesure est de nature à favoriser l'acceptabilité des projets.

3.5 Instruction de l'appel d'offres par la CRE

3.5.1 Délais d'instruction

Le cahier des charges prévoit un délai d'instruction des offres des candidats par la CRE de 14 semaines à compter de la date limite de dépôt des offres, pouvant être étendu à 16 semaines en cas de mise en œuvre de la procédure d'offres anormalement basse. Ce délai est conforme au délai maximal prévu par l'article R311-22 du code de l'énergie.

Ce délai a été allongé de 4 semaines par rapport au délai prévu par le cahier des charges de l'AO4, compte-tenu du nombre important de candidats et de la complexité des dossiers à instruire. **La CRE accueille favorablement cette évolution.**

3.5.2 Evolution de la composition des candidats

Il est indispensable qu'en amont du dépôt des offres, les services du ministère transmettent à la CRE une liste de l'ensemble des modifications de composition des candidats agréées par le ministre chargé de l'énergie au cours du dialogue concurrentiel.

3.5.3 Documents à remettre par les candidats

Le cahier des charges prévoit que le candidat doit compléter dûment un formulaire financier annexé au cahier des charges et que le contenu de ce formulaire doit être certifié par un expert indépendant. Lors de son instruction de l'A04, la CRE a pu constater que les chiffres renseignés dans ce formulaire simplifié pouvaient comporter des incohérences avec le modèle financier du projet, rendant ainsi l'analyse des offres plus fastidieuse. **La CRE souhaite ainsi réinsister sur l'importance pour les candidats de s'assurer de la cohérence des données présentées dans ce formulaire financier et recommande de prévoir que le certificat d'audit émis par un expert indépendant doit explicitement indiquer que le contenu du formulaire financier est cohérent avec le modèle financier plus détaillé du candidat.**

La CRE souhaiterait également simplifier le processus d'échange entre les candidats et la CRE lors de l'instruction en permettant à la CRE, dans le cadre des demandes prévues aux articles 3.2.2 et 3.2.3 du projet de cahier des charges, de demander des clarifications au modèleur, désigné par le candidat, maîtrisant ce modèle financier.

La CRE recommande également de préciser que la note robustesse fournie par le candidat doit comprendre :

- Une description précise des différents postes de coûts et leur valeur réelle et nominale. S'agissant des coûts d'investissement, le détail des coûts de fourniture et d'installation des aérogénérateurs et des ancrages/flotteurs.
- Le détail des hypothèses d'inflation appliquées à chaque poste de coûts ainsi que les références d'indexation retenues pour les indexations K et L du tarif (fourniture de courbes sous format Excel).
- Une description précise des hypothèses de productible retenues, en distinguant notamment l'hypothèse de productible brut et net retenue et en détaillant les hypothèses de perte et d'indisponibilité raccordement considéré. Cette description devrait également comprendre la courbe de charge du modèle d'aérogénérateur retenu pour l'offre selon la vitesse du vent (fourniture d'une courbe sous format Excel).
- La méthode détaillée de construction du TRI actionnaire à échéance et une appréciation probabiliste des risques relatifs à l'offre effectuée par le candidat (en particulier la mise en regard de la distribution de TRI actionnaires attendue par le candidat avec les risques qu'il identifie et une appréciation chiffrée de leur probabilité d'occurrence).

La CRE recommande par ailleurs de modifier la partie B.1. de l'annexe 2 du cahier des charges afin que la part des fonds propres envisagée dans l'offre du candidat soit directement renseignée dans le document remis au titre de cet article.

3.6 Autres remarques sur le projet de cahier des charges

Enfin, la CRE formule les quelques remarques plus techniques suivantes :

- De la même manière que pour les appels d'offres éolien à terre et photovoltaïque, il serait pertinent que le cahier des charges prévoie, dans l'annexe 2, la transmission par les candidats, à titre indicatif, d'un contenu local prévisionnel du projet au stade de l'offre.
- L'indice acier utilisé dans l'indexation K du tarif de référence n'est plus publié par l'INSEE, il conviendrait de le remplacer par l'indice actualisé avec l'identifiant 010534265. Il convient toutefois de noter qu'un autre indice est utilisé dans le cadre des formules d'indexation relatives à l'éolien terrestre (identifiant : 010536462).
- La CRE accueille favorablement :
 - l'ajout d'un seuil maximal relatif au bilan carbone du transport sur site lors de la maintenance prévu par l'article 2.8.12 et l'obligation d'une publication régulière d'éléments relatifs à l'organisation industrielle prévisionnelle du projet prévu par l'article 6.10.12.
 - l'inclusion explicite, à l'article 2.8.2, du maintien des capacités techniques et financières au sein des conditions de recevabilité. Elle propose que cet article fasse directement référence aux documents demandés au titre de l'article A.2 de l'annexe 2.

AVIS DE LA CRE

Par courrier du 20 décembre 2022, reçu le 13 janvier 2023, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par le ministre chargé de l'énergie d'un projet de cahier des charges portant sur des installations éoliennes flottantes de production d'électricité en mer d'une puissance de 230 à 270 MW dans une zone au large du sud de la Bretagne. Ce cahier des charges a été établi à l'issue du dialogue concurrentiel n° 1/2021, qui s'est tenu entre fin 2021 et mi-2022 et auquel la CRE a assisté.

Ce cahier des charges a vocation à mettre en place un cadre technique, économique et contractuel permettant d'accompagner la réalisation effective du projet dans des délais raisonnables, mais également à faire bénéficier la collectivité de la baisse des coûts de l'éolien en mer constatée à l'échelle européenne. Par ailleurs, le cahier des charges doit apporter de la stabilité et de la visibilité aux candidats afin de lever toute incertitude lors de la constitution des offres. Dans le cas contraire, ces incertitudes peuvent conduire les candidats à intégrer des primes de risques dans leur offre ou à chercher à obtenir des modifications *ex post* non anticipées des conditions de réalisation du projet.

Le présent cahier des charges reprend très largement les dispositions du cahier des charges en vigueur pour la procédure de l'A04, dont l'instruction des offres est en cours : les grands principes du cahier des charges étant manifestement stabilisés, la CRE estime désormais indispensable le passage à une procédure plus standardisée d'appel d'offres pour les prochaines mises en concurrence relatives à l'éolien en mer posé et flottant (paragraphe 3.1.1 du présent avis). Cette évolution permettra, a minima, de supprimer le délai incompressible de 4-5 mois lié à la phase de sélection des candidatures.

La CRE accueille favorablement plusieurs évolutions par rapport au cahier des charges de l'A04 :

- La nouvelle définition de la date butoir de mise en service, à partir de la date effective de mise à disposition des ouvrages de raccordement et non à partir de la date limite de mise à disposition des ouvrages de raccordement, comme cela était initialement envisagé dans une première version du cahier des charges. Cette évolution permet une accélération de la mise en service du projet, notamment en cas de raccourcissement des délais de raccordement (paragraphe 3.1.2 du présent avis).
- La diminution du sous-critère relatif au taux de recyclage ou de réutilisation des pales de 8 points à 4 points : la CRE recommande toujours de remplacer ce sous-critère par une obligation de recyclage ambitieuse, ce qui semble en phase avec les demandes de la filière (paragraphe 3.4.3 du présent avis).
- En cas d'implantation d'un nouveau projet au sein de la zone retenue, l'intégration du producteur de l'éventuel nouveau parc au processus visant à établir la perte de productible (paragraphe 3.2.5 du présent avis).
- La suppression du plafonnement prévu par la clause de partage des gains financiers en cas de prix de gros supérieurs au tarif de référence (paragraphe 3.2.4 du présent avis).
- L'allongement de 4 semaines du délai d'instruction des offres par la CRE, dans un contexte où le nombre de candidatures a beaucoup augmenté (paragraphe 3.5.1 du présent avis).

La CRE formule toutefois plusieurs recommandations importantes dans le présent avis, notamment en lien avec le retour d'expérience de l'instruction de la procédure A04 :

- S'agissant de la temporalité du projet :
 - Les recours contentieux ne devraient pas constituer un motif de report de la date butoir de mise en service figurant explicitement dans le cahier des charges lorsque celle-ci est définie à partir de la date effective de mise à disposition des ouvrages de raccordement (paragraphe 3.1.2 du présent avis).
 - L'incitation du lauréat à respecter les délais ne devrait pas dépendre de sa perception pendant les différentes phases de la construction de prix de gros qui se matérialiseront plus de 20 années plus tard. Ainsi, la CRE recommande de supprimer la disposition selon laquelle la durée du contrat de complément de rémunération est diminuée du nombre de jours de retard ainsi que d'augmenter le niveau des pénalités de retard et d'accélérer le rythme d'augmentation de ces pénalités (paragraphe 3.1.2 du présent avis).
 - Si la prise d'effet du contrat de soutien n'est pas intervenue au plus tard 2 mois après la date effective de mise en service, la possibilité de retirer la qualité de lauréat devrait être prévue.
 - La définition de la période pendant laquelle le lauréat est autorisé à vendre de l'électricité sur les marchés en amont de la date effective de mise en service de l'installation devrait être mieux encadrée.

- A terme, après la mise en place une planification du développement de l'éolien en mer, les autorisations nécessaires devraient être obtenues (par le GRT pour la partie raccordement et par l'État pour la partie dédiée au parc éolien en mer) et purgées de tout recours en amont du lancement de la procédure de mise en concurrence, comme cela peut être le cas dans d'autres pays européens (paragraphe 3.1.1 du présent avis).
- S'agissant du contrat de soutien :
 - L'évolution proposée par rapport à l'AO4 en matière de prix de référence va dans le bon sens. Toutefois, la CRE recommande fortement l'utilisation d'un prix de référence calculé à partir de la production du parc éolien national en mer et à terre, comme celui prévu par le cahier des charges de l'AO3. Il est primordial, dans la perspective d'un développement ambitieux de l'éolien en mer, d'une part d'inciter un maximum les lauréats des procédures concurrentielles à exploiter les parcs en fonction des besoins du système électrique et d'autre part d'assurer l'équité entre tous les candidats (paragraphe 3.2.1 du présent avis).
 - Conformément aux éléments qu'elle a pu analyser dans le cadre de l'AO4, la durée d'indexation du tarif de référence précédant la mise en service (coefficient K) devrait être réduite jusqu'à une date située entre 12 et 18 mois après la date à laquelle la décision de désignation du lauréat et l'autorisation unique du projet sont purgées de tout recours (paragraphe 3.2.2 du présent avis).
 - La CRE recommande des évolutions des deux formules d'indexation (coefficients K et L) du tarif de référence (paragraphe 3.2.2 et 3.2.3 du présent avis).
- S'agissant de la sélection du lauréat :
 - La mise en concurrence des candidats sur le critère du nombre maximal d'éoliennes n'apparaît pas souhaitable. Si l'Etat souhaite limiter le nombre d'éoliennes dans la zone, il est préférable d'en faire une obligation qui serait la même pour l'ensemble des candidats plutôt qu'un critère de notation (paragraphe 3.4.2 du présent avis).
 - A la suite de l'instruction de l'AO4, il apparaît pertinent d'augmenter la pondération du sous-critère de robustesse du montage contractuel et financier à 10 points, en prévoyant notamment 4 points pour la robustesse du montage financier du projet, 4 points pour la robustesse des hypothèses de coût et 2 points pour la robustesse des choix technologiques. La CRE recommande également de prévoir explicitement dans le cahier des charges qu'elle peut analyser la crédibilité des hypothèses d'un candidat par comparaison avec celles retenues par les autres candidats (paragraphe 3.4.5 du présent avis).
 - Un scénario de prix de l'électricité unique pour la période post-contrat de complément de rémunération, défini dans le cahier des charges, devrait être utilisé : la liberté laissée aux candidats sur ce point peut les conduire à des choix risqués alors que l'estimation de tels revenus est dépourvue de caractère objectif sur de tels horizons de temps (paragraphe 3.4.5 du présent avis).
 - La concrétisation de l'important programme de déploiement annoncé pour l'éolien en mer et, plus généralement, la réussite de la transition énergétique ne peut s'envisager sans une réflexion stratégique sur leurs impacts industriels, environnementaux et sur le développement des territoires. La CRE recommande donc l'introduction des sous-critères suivant : 1 point relatif à l'évaluation carbone de l'installation (comprenant l'impact du transport), 0,5 point relatif au contenu local du projet et 0,5 point sur la cohérence du projet avec les objectifs de développement du territoire.

Enfin, la CRE souhaite insister sur l'importance, dans le cadre du processus de planification du développement de l'éolien en mer, qui doit avoir lieu dans les prochains mois en France (paragraphe 3.1.1 du présent avis) :

- de définir un modèle de cahier des charges pérenne, pouvant éventuellement contenir des dispositions flexibles selon le type de projet objet de la procédure (par exemple s'agissant de la pondération des différents critères hors critère prix) ;
- de notifier ce cahier des charges à la Commission européenne, en essayant de conserver une certaine souplesse dans le cadre de cette notification, ainsi que le calendrier des procédures pour les cinq prochaines années et les volumes concernés ;

2 mars 2023

La CRE recommande également un passage à l'échelle des procédures d'attribution en menant des appels d'offres de plus grande échelle, portant simultanément sur plusieurs lots de parcs comme cela peut être le cas au Royaume-Uni, en intégrant des règles concurrentielles³⁴ : ceci permettrait en particulier de limiter les coûts de candidature particulièrement importants pour les candidats, une meilleure rationalisation des moyens de l'Etat et de diversifier le nombre d'acteurs présents sur le marché de l'éolien en mer français par des clauses d'attribution évitant la concentration des lots et donc des risques de réalisation à terme portant sur un nombre trop réduit d'acteurs.

*

En application du principe de transparence, la CRE recommande que le cahier des charges soit rendu public en même temps qu'il est notifié aux candidats.

Enfin, dans le contexte actuel de crise énergétique et au vu des besoins croissants en électricité notamment pour l'industrie et le transport, la CRE considère que le calendrier de réalisation des projets éoliens en mer est trop long au regard des enjeux de sécurité d'approvisionnement en France et en Europe : tout doit être mis en œuvre pour réduire ces délais, notamment administratifs.

*

La présente délibération sera transmise à la ministre de la transition énergétique et publiée sur le site internet de la CRE à l'issue de la notification du cahier des charges aux candidats.

Délibéré à Paris, le 2 mars 2023.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

³⁴ Ces règles auraient pour objectif de s'assurer d'une variété suffisante d'acteurs sur l'éolien en mer en France : il pourrait ainsi être prévu que les différents lots soient attribués à des porteurs de projets différents.