

DELIBERATION N° 2022-70

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX, Jean-Laurent LASTELLE et Valérie PLAGNOL, commissaires.

1. 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 de production d'électricité en mer dans une zone au large de la Normandie (zone « Centre-Manche »), par un avis publié au Journal Officiel de l'Union Européenne (JOUE) le 15 janvier 2021¹ et rectifié le 22 janvier 2021².

Cette procédure fait suite au débat public qui s'est tenu entre le 15 novembre 2019 et le 19 août 2020. Elle a pour objet d'attribuer la construction et l'exploitation d'un parc éolien en mer posé d'une puissance installée comprise entre 1 000 et 1 050 MW.

La période de candidature pour la participation au dialogue concurrentiel s'est clôturée le 12 mars 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 de mai à novembre 2021 sous la forme de séances plénières d'information, puis d'échanges bilatéraux organisés entre le ministre chargé de l'énergie et les 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 7 février 2022, reçu le 9 février 2022, 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 de production d'électricité en mer dans une zone au large de la Normandie.

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, qui devrait conduire le ministre chargé de l'énergie à désigner le lauréat choisi début 2023.

¹ Avis n° 2021/S 010-015778 publié au JOUE le 15 janvier 2021.

² Avis n° 2021/S 015-030238 publié au JOUE le 22 janvier 2021.

³ Délibération de la CRE du 15 avril 2021 portant décision relative à la phase de sélection des candidats admis à participer au dialogue concurrentiel n° 1/2020 portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de la Normandie.

2. CONTEXTE

2.1 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. Il met également en avant le fort potentiel de l'éolien en mer, chiffré par l'ADEME, en prenant en compte la conciliation avec les autres usages maritimes, à 16 GW pour l'éolien en mer posé et à 33 GW pour l'éolien en mer 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, parallèlement à la mise à la charge du GRT du coût de raccordement de ces installations. Cette renégociation a permis de corriger, au moins en partie, les prix élevés qui résultaient de ces deux premières vagues d'appels d'offres.

Ces six parcs accusent tous des retards importants de mise en service, de sorte qu'aucun n'est encore opérationnel (le premier sera celui de Saint-Nazaire, actuellement en construction, qui devrait commencer à produire de l'électricité d'ici fin 2022). La France est ainsi très en retard, notamment par rapport à ses voisins européens (cf. section 2.2), ce qui est tout d'abord problématique pour l'atteinte des objectifs ambitieux qu'elle s'est fixée en application de la PPE 2019-2028, mais également plus généralement pour assurer la sécurité d'approvisionnement du pays, d'autant plus dans le contexte actuel de crise énergétique.

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 de l'enjeu de réduction des 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.

La présente procédure est la deuxième prenant la forme d'un dialogue concurrentiel après celle ayant permis la désignation, en juin 2019, d'un lauréat pour la réalisation d'un parc éolien en mer au large de Dunkerque d'une puissance d'environ 600 MW. Le cahier des charges de la procédure de Dunkerque a ainsi servi de base à l'établissement du cahier des charges de la présente procédure de mise en concurrence, qui s'inscrit dans sa continuité tout en présentant des évolutions notables. Ces évolutions résultent notamment du fait que le site choisi pour accueillir le prochain parc en Normandie est le premier à être situé en ZEE et non dans le domaine public maritime français.

2.2 Le développement de l'éolien en mer en Europe

La puissance du parc éolien en mer installé en Europe fin 2021 s'élève à 28 GW¹⁵. Elle se partage principalement entre le Royaume-Uni (13 GW), l'Allemagne (8 GW), les Pays-Bas (3 GW), le Danemark (2 GW) et la Belgique (2 GW), où les délais observés entre la désignation des lauréats et la mise en service sont moins longs qu'en 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 mécanisme de soutien de type « *1-sided contract for difference (CfD)* »¹⁶ dès 2017 et, pour l'instant, en cas d'offres nulles multiples, le lauréat est tiré au sort. Au Danemark, le lauréat du parc éolien « Thor » a de même été désigné par tirage au sort fin 2021. Enfin, aux Pays-Bas, le développement de certains parcs ne requiert plus de soutien étatique : une procédure spécifique sans subvention est alors 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 marché 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.

3. DESCRIPTION DU CAHIER DES CHARGES

La présente section décrit le contenu du cahier des charges et de ses neuf annexes, parmi lesquelles le projet de contrat de complément de rémunération, les dispositions relatives à l'implantation de l'installation dans la ZEE ainsi que les modalités techniques du raccordement.

3.1 Objet

La procédure porte sur la réalisation, l'exploitation et le démantèlement d'installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de la Normandie. L'installation doit être implantée dans un périmètre défini par le cahier des charges et sa puissance installée doit être comprise entre 1 000 et 1 050 MW.

Le soutien financier accordé au projet lauréat prendra la forme d'un contrat de complément de rémunération dont le tarif de référence correspond à celui proposé par le lauréat dans son offre.

3.2 Candidatures

Des 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 agréées 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 la fin de la procédure de mise en concurrence.

3.3 Instruction

Les offres doivent être déposées avant le 14 octobre 2022 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.

¹⁵ Source : rapport annuel 2021 de l'association Wind Europe.

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.

La CRE dispose d'un délai d'instruction de dix semaines, qui peut être allongé à douze semaines si des demandes complémentaires doivent être adressées aux candidats. À l'issue de son instruction, elle 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 75 €/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.

3.4 Notation

Les dossiers non éliminés font l'objet d'une notation sur 100 points. Le principal critère de notation est le tarif de référence proposé (70 points). Les autres critères portent sur la robustesse du montage contractuel et financier, sur la prise en compte des enjeux environnementaux ainsi que sur la prise en compte des enjeux sociaux et de développement territorial. 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	1
		Prise en compte des contraintes spécifiques à l'éolien en mer dans le calendrier prévisionnel	1
		Fourniture d'un certificat d'audit du modèle financier	1
		Examen du ratio minimum de couverture du service de la dette	1
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	/	5
	Taux de recyclage ou de réutilisation des pales	/	8
PRISE EN COMPTE DES ENJEUX SOCIAUX ET DE DÉVELOPPEMENT TERRITORIAL	Part des prestations d'études et d'installation confiées à des PME	/	5
	Part des prestations d'entretien, de maintenance et d'exploitation confiées à des PME	/	3
	Montant de financement ou investissement participatif proposé	/	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.



3.5 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.

Toutefois, 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, sauf si le désistement résulte d'une cause extérieure et hors de son contrôle. Dans ce cas de figure, le lauréat assume également les coûts échoués liés au raccordement.

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.

3.6 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 10 millions d'euros à des mesures de développement territorial en région Normandie ;
- limiter le nombre d'éoliennes de l'installation à un maximum de 95 ;
- 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 6 % du coût de construction et 3 % du coût d'exploitation ;
- disposer d'une évaluation carbone de l'installation inférieure à 2 000 kgCO₂/kW ;
- apporter 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 45 ;
- allouer un montant total d'au moins 75 M€ (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 6 % du coût d'exploitation ;
- 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 35 M€ par point de notation indument 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.

3.7 Déroulement du projet

3.7.1 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 peut 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 19 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 35 000 € 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 72 mois pour mettre à disposition du lauréat les ouvrages de raccordement (cf. section 3.9.2).

3.7.2 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 trois dates suivantes :

- la date intervenant 72 mois après la désignation du lauréat ;
- la date intervenant 9 mois après la date limite de mise à disposition des ouvrages de raccordement. Cette dernière correspond à la date intervenant 72 mois après la date d'obtention par le GRT de la plus tardive des autorisations requises pour le raccordement, non purgées de recours ;
- la date intervenant 9 mois après la date effective de mise à disposition des ouvrages de raccordement.

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 butoir de mise en service peut être reportée d'un délai égal à la durée de la période d'instruction diminuée de 18 mois ;
- la décision de désignation du lauréat ou l'autorisation unique font l'objet d'un recours. Dans ce cas, la date butoir de mise en service peut être reportée de la durée du contentieux ;
- 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 ;
- la réalisation des tests spécifiques, liés au recours à des ouvrages en courant continu dans le cadre du raccordement, dure plus de 9 mois.

Si le producteur ne respecte pas le délai de mise en service, il s'expose à une pénalité de 35 000 € par jour pendant la première année de retard, 75 000 € par jour pendant la deuxième année de retard et 150 000 € par jour pendant chacune des années de retard suivantes. La durée du contrat de soutien est également réduite du nombre de jours de retard. 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.

3.7.3 Possibilité d'évolution de l'offre

Conformément aux dispositions de l'article L. 181-28-1 du code de l'environnement, l'autorisation unique 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 5 % d'évolution, à condition que cette modification :

- respecte les prescriptions de l'autorisation unique ainsi que la plage de puissance imposée par le cahier des charges (1 000 – 1 050 MW) ;
- intervienne au plus tard 42 mois 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.

3.7.4 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.

3.8 Modalités économiques et financières

3.8.1 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 et des prix de marché de l'électricité et de la capacité :

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

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 la production de l'installation ;
- **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 calculé, dans le cadre général, comme la moyenne des prix observés lors des sessions d'enchère organisées au cours de l'année précédente.

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.

3.8.2 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).
- Si une dispense de la redevance due en ZEE est octroyée au producteur alors que ce n'était pas le cas au moment de la remise des offres, le montant du complément de rémunération est diminué en conséquence.
- Le montant du complément de rémunération peut être ajusté en fonction d'évolutions de la fiscalité spécifique aux projets éoliens en mer en ZEE 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 21 jours indemnisés par RTE (cf. section 3.9), 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 30 millions d'euros avant la date de mise en service du parc ou, à compter de cette date, supérieur à une franchise de 3 millions d'euros sur un an ou 30 millions d'euros sur plusieurs années, 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.

3.8.3 Ajustement du complément de rémunération en cas d'implantation d'un nouveau projet au sein de la zone Centre-Manche

Le cahier des charges prévoit qu'en cas d'implantation d'un nouveau projet au sein de la zone Centre-Manche retenue en Normandie 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.

Cette baisse de productible sera évaluée au plus tard cinq ans après la date effective de mise en service d'au moins 30 % 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. Sur la base du rapport d'un expert technique indépendant chargé de réaliser cette estimation et après avis de la CRE, le ministre chargé de l'énergie notifie au producteur et au cocontractant l'ajustement du complément de rémunération qu'il décide de retenir.

3.8.4 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, dans la limite des sommes effectivement perçues au titre du contrat de complément de rémunération. De plus, les versements effectués peuvent en tout ou partie être rétrocédés si les performances financières finissent par se dégrader.

3.9 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, au-delà du délai de carence, cette indemnisation par RTE est limitée à 21 jours d'indisponibilités ; au-delà, le producteur peut solliciter un ajustement du complément de rémunération (cf. section 3.8.2).

3.9.1 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-cinq mille euros (25 000€) 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.

3.9.2 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 soixante-douze (72) 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.

3.9.3 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 échancier s'échelonnant de 25 millions d'euros un mois après la désignation du lauréat à 305 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 dix mille euros (10 000€) par jour de retard est appliquée.

4. ANALYSE DU CAHIER DES CHARGES

4.1 Partage des risques et perspectives d'évolutions de la procédure de mise en concurrence

4.1.1 Choix du prix de marché de référence

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 celui applicable depuis 2019 au parc au large de Dunkerque : le prix de référence envisagé est directement corrélé à la production constatée de l'installation au lieu d'utiliser une pondération par la production nationale éolienne, en mer et à terre. Cette nouvelle définition garantit un revenu fixe par MWh produit au lauréat et l'insensibilise aux signaux de prix de marché. Le producteur n'a alors plus d'incitation à maximiser la valeur de marché de sa production, c'est-à-dire à effectuer des choix d'optimisation technologique (pendant la phase de développement) et à gérer son planning de maintenance en conséquence (pendant la phase d'opération).

Cette évolution va à contretemps de l'objectif du complément de rémunération, originellement mis en place afin de favoriser une exposition progressive des producteurs aux marchés de l'électricité avec i) une amélioration de l'intégration au marché et au système électrique et ii) un transfert de risque croissant de l'État au producteur. Cette volonté d'exposer le producteur au marché de l'électricité ressort également du décret de 2016¹⁷ instituant le complément de rémunération pour les installations bénéficiant du guichet ouvert. En effet, l'article R. 314-38 prévoit notamment que le complément de rémunération ne comporte pas nécessairement de pondération du prix de marché de référence et envisage même une sensibilisation aux prix à terme.

Cet objectif se retrouve également à l'échelle européenne, tant dans les nouvelles lignes directrices pour 2022 concernant les aides d'État de la Commission européenne¹⁸, que dans les pratiques observées dans d'autres pays européens.

A cet égard, la CRE observe notamment que :

- En Belgique et au Danemark, les appels d'offres prévus pour des installations éoliennes en mer utilisent un prix de marché de référence non pondéré.
- En Allemagne, les appels d'offres prévus pour des installations éoliennes en mer utilisent un prix de marché de référence pondéré par la production du parc éolien en mer national.
- Par ailleurs, en Allemagne, au Danemark et aux Pays-Bas, des parcs se développent hors mécanisme de soutien et les producteurs sont alors entièrement sensibilisés aux signaux de marché.

La CRE est donc défavorable à la définition du prix de référence envisagée. Elle estime que si cette évolution vise à réduire les risques portés par le producteur, il apparaît que ceux-ci sont maîtrisables et quantifiables, au même titre que dans le cadre des appels d'offres relatifs à d'autres technologies (éolien terrestre, photovoltaïque...), et que les producteurs peuvent s'appuyer sur un réseau d'agrégateurs désormais bien installé en France pour les aider à gérer ces risques.

¹⁷ Décret n° 2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération prévus aux articles L. 314-1 et L. 314-18 du code de l'énergie.

¹⁸ Lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022, dans son paragraphe 123 : « Les aides doivent être conçues de manière à éviter toute distorsion non désirée du fonctionnement efficient des marchés, et en particulier préserver l'efficacité des incitations et des signaux de prix. Par exemple, les bénéficiaires devraient rester exposés aux variations de prix et au risque de marché, à moins que cela ne compromette la réalisation de l'objectif de l'aide. »

La CRE considère que le choix d'un prix de référence avec une pondération par la production du parc éolien national en mer et à terre, voire uniquement en mer, véhicule des incitations pertinentes (les incitations sont présentes dès lors que le prix de marché de référence n'est pas directement corrélé à la production constatée de l'installation individuelle), tout en limitant les risques portés par le producteur par rapport à un prix de référence non pondéré. Rien ne justifie que l'éolien en mer fasse exception par rapport aux autres filières renouvelables en matière de bonne intégration au système électrique, d'autant plus compte tenu des volumes concernés dans le futur.

4.1.2 Pénalités de retard de mise en service

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 garantir la sécurité d'approvisionnement du pays. Or, la baisse des coûts de l'éolien en mer peut induire un intérêt économique pour le porteur de projet retenu à différer la réalisation du projet. La CRE considère donc que l'introduction de pénalités de retard est pleinement légitime et qu'elles sont à même d'accélérer le développement de l'éolien en mer en France.

Le niveau des pénalités de retard prévues dans le projet de cahier des charges est significatif : il s'établit à 35 000 € par jour de retard la première année, 75 000 € par jour la seconde année et 150 000 € par jour pendant chacune des années suivantes, soit des pénalités annuelles de 15 millions d'euros, 32 millions d'euros et 66 millions d'euros. La CRE les a comparées aux différents impacts économiques d'un retard à la mise en service et elle considère que les montants de pénalités retenus sont à même de neutraliser l'intérêt que le retard pourrait avoir pour un porteur de projet.

Cependant, la CRE souligne qu'un retard d'un an sur le déploiement est susceptible de générer, sur la base d'observations empiriques, des émissions de CO₂ supplémentaires de l'ordre de 900 ktCO₂eq. En valorisant ces émissions avec le prix du carbone observé actuellement (autour de 90 €/tCO₂), cela représenterait un coût pour le consommateur de l'ordre de 80 millions d'euros par an. La prise en compte de ce coût pourrait justifier une augmentation du montant des pénalités.

Par ailleurs, la CRE observe qu'en cas de retard du GRT dans la mise à disposition des ouvrages de raccordement, la date butoir de mise en service est automatiquement reportée, à neuf mois après la date effective de mise à disposition des ouvrages de raccordement. Le producteur n'est alors pas fortement incité à réduire au maximum ses délais lors des phases de développement du projet pour lesquels le retard du GRT n'est pas bloquant. Dès lors, afin d'éviter que les retards du GRT et du producteur ne s'additionnent, la CRE propose que, la durée du retard prise en compte pour déterminer le montant des pénalités ne soit pas la date butoir de la mise en service – qui est susceptible d'être reporté en cas de retard du GRT –, mais que le retard soit comptabilisé à partir de neuf mois après la date limite, théorique, de mise à disposition des ouvrages de raccordement.

4.1.3 Perspectives d'évolution de la procédure

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 préconise que les autorisations nécessaires soient 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. 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 Dunkerque¹⁹ ainsi que dans ses avis sur les documents de consultation relatifs au parc au large de la Normandie²⁰ et à celui au sud de la Bretagne²¹. En pratique, cette évolution nécessiterait des moyens supplémentaires pour l'État.

De plus, la réduction du délai de construction du parc après attribution est de nature à faciliter le montage de projets sans contrats de complément de rémunération. Des parcs éoliens en mer sont déjà développés hors mécanisme de soutien dans plusieurs pays européens (cf. section 2.2).

¹⁹ 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

²⁰ Délibération de la CRE du 7 janvier 2021 portant avis sur le document de consultation 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.

²¹ 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.

En France également, certains porteurs de projets pourraient souhaiter s'inscrire en dehors du cadre du contrat de complément de rémunération, à court ou moyen terme, dans la mesure où :

- les subventions ne sont plus structurellement nécessaires dès lors que les coûts de l'éolien en mer sont du même ordre que les projections de prix de marché de gros de l'électricité voire inférieurs – ce qui se traduit alors par des subventions négatives sur la durée du contrat de complément de rémunération dans certains scénarios de prix de marché (cf. section 5) ;
- le risque de marché sur le long terme peut être maîtrisé par d'autres moyens, notamment en concluant des contrats de type *Power Purchase Agreement* (PPA) avec des consommateurs ou des fournisseurs, ces derniers étant très demandeurs d'approvisionnement en électricité d'origine renouvelable.

Dans le cadre du cahier des charges faisant l'objet du présent avis, les porteurs de projets ne peuvent pas proposer des offres sans soutien : la signature d'un contrat de complément de rémunération symétrique est obligatoire pour le lauréat.

La CRE considère qu'il est souhaitable de faire évoluer à l'avenir la procédure de mise en concurrence pour l'ouvrir à des projets ne souhaitant pas conclure un tel contrat de soutien. En effet, cette évolution permettrait, d'une part, de réduire l'exposition du budget de l'État au risque d'évolution des prix de marché de l'électricité, en le transférant à d'autres acteurs à même de prendre le relais, et, d'autre part, de favoriser le développement des contrats PPA²².

Toutefois, il est nécessaire de s'assurer que le développement des projets éoliens en mer se fait au bénéfice de la collectivité en conservant une procédure concurrentielle dans la mesure où i) le raccordement resterait financé par RTE et son coût serait *in fine* supporté par les consommateurs via le TURPE et ii) l'État accorde aux producteurs un droit d'occupation du domaine public maritime ou de la zone économique exclusive. A ce titre, le choix d'un lauréat par le biais d'un tirage au sort ou de critères uniquement qualitatifs ne semble pas pertinent.

Dans les conditions de marché actuelles, il n'est cependant pas évident que la suppression de toute possibilité d'accéder à un contrat de complément de rémunération pourrait permettre de voir émerger un nombre de projets candidats sans soutien étatique suffisant et donc un niveau de concurrence satisfaisant. La CRE est ainsi favorable à ce que les projets sans soutien soient intégrés à la mise en concurrence au même titre que les projets avec soutien :

- sans soutien, chaque porteur de projet proposerait un montant de redevance annuelle qu'il s'engagerait à payer à l'État s'il était désigné lauréat (qui pourrait être un montant fixe ou un pourcentage du revenu de l'installation associé à un engagement de niveau minimum de production annuelle) ;
- avec soutien, les offres porteraient toujours sur le niveau du tarif de référence.

Toutes les offres, avec ou sans contrat de complément de rémunération, pourraient alors être comparées du point de vue de l'intérêt financier pour l'État. Les hypothèses nécessaires à cette évaluation pourraient être définies et partagées en amont avec les porteurs de projet.

Par ailleurs, la possibilité de soumettre des offres mixtes, où seulement une partie du parc s'inscrirait dans le cadre classique du complément de rémunération pourrait être ouverte. Cette option pourrait être utilisée par les porteurs de projet s'ils prévoient de conclure un contrat PPA pour une partie du parc seulement : elle leur permettrait de mitiger un risque avec lequel ils pourraient être moins familiers dans un premier temps.

La CRE considère qu'un mécanisme d'appel d'offres défini selon les modalités décrites ci-dessus permettrait de répondre à l'enjeu d'ouvrir la procédure à des projets ne souhaitant pas conclure de contrat de complément de rémunération, dans un contexte où les subventions n'apparaissent plus forcément nécessaires, tout en garantissant le maintien d'un bon niveau de concurrence et en prévenant les effets d'aubaine. Il serait néanmoins nécessaire de veiller à ce que les porteurs de projets, une fois leur choix fait au stade de l'appel d'offres en matière d'existence ou non d'un soutien étatique, ne puissent pas procéder ultérieurement à un nouvel arbitrage.

Ces modifications structurelles de la procédure de mise en concurrence, l'attribution d'une autorisation purgée de tout recours au lauréat et la coexistence d'offres s'inscrivant ou non dans le cadre du complément de rémunération, nécessitent des évolutions législatives et réglementaires. La CRE recommande d'initier dès à présent une réflexion de fond sur la mise en œuvre de ces évolutions, son opportunité et ses modalités pratiques, afin de pouvoir envisager les prochaines procédures concurrentielles dans ce nouveau cadre.

²² Ceux-ci représentent pour les acheteurs à la fois une source d'approvisionnement vert et un moyen de sécuriser une partie de leur fourniture électrique à un prix stable sur le long terme.

4.2 Cas d'ajustement du complément de rémunération

4.2.1 Partage des gains financiers

La CRE considère que le mécanisme de *prévention des risques de surcompensation* décrit au paragraphe 3.8.3 de la présente délibération permet de capter en partie un éventuel excédent de rémunération dont pourrait bénéficier le producteur, par exemple si les coûts du projet s'avéraient être plus bas qu'anticipés lors de la constitution des candidatures. L'intégration d'un tel mécanisme est pertinente 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 dans le cadre des procédures de mise en concurrence pour des parcs éoliens en mer : 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 délai entre la remise des offres et la mise en service du parc.

Ce mécanisme prévoit que le producteur n'est pas redevable d'un versement au titre de cette clause lorsque celui-ci excède les montants totaux perçus depuis le début du contrat de complément de rémunération. Dans un contexte où les prix de marché seraient durablement élevés, le producteur ne partage donc pas la surperformance de son projet avec l'État. Compte tenu du fait que l'État porte l'ensemble des risques liés aux évolutions des prix de marché de l'électricité, il semble légitime qu'il bénéficie du partage de la surperformance de l'installation, qui est indépendante des évolutions des prix de marché. La CRE considère donc qu'il serait pertinent de supprimer ce plafonnement.

S'agissant des modalités pratiques d'application de cette clause, les profits réels du producteur, qui sont comparés aux profits anticipés dans le modèle financier, incluent les évolutions des comptes de trésorerie liés au démantèlement de l'installation. Cependant, le mécanisme de partage de la sur-rémunération ne s'applique que lors de la période de versement du complément de rémunération : il sera donc inopérant en cas d'écart entre les comptes de trésorerie liés au démantèlement à la fin du contrat de complément de rémunération et les coûts effectifs du démantèlement. Compte tenu du fait que ces provisions pour démantèlement sont difficilement objectivables pour l'État, la CRE recommande de ne pas les inclure ni dans les profits réels du producteur retenus au titre de la clause de surcompensation, ni dans les profits anticipés utilisés comme base de comparaison.

4.2.2 Ajustement du montant du complément de rémunération en cas d'implantation d'un nouveau projet au sein de la zone Centre-Manche

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 de la zone Centre-Manche 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 tel que prévu par le cahier des charges, qui permet de ne pas exposer le futur lauréat au risque de perte de productible et qui est de nature à diminuer le montant du complément de rémunération demandé par les candidats.

La CRE considère toutefois qu'il serait préférable que le surcoût relatif à un ajustement à la hausse du complément de rémunération soit supporté par le producteur du nouveau parc. En effet, une telle disposition permettrait d'inciter 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. Par ailleurs, cette prise en charge du surcoût par le producteur du nouveau parc permettrait à l'État d'organiser un débat contradictoire entre les deux producteurs afin d'estimer au mieux l'impact réel du nouveau projet sur le productible du premier parc.

Le cahier des charges prévoit également que l'ajustement du complément de rémunération compense la perte de productible sur une durée allant jusqu'à 30 ans après la prise d'effet du contrat de complément de rémunération. Le calcul de cet ajustement nécessitera donc de prendre des hypothèses concernant le prix auquel cette perte de productible aurait pu être valorisée, au-delà de l'échéance du contrat de complément de rémunération. La CRE recommande donc de préciser ces hypothèses au sein du cahier des charges, ou à défaut de prévoir une régularisation ex-post tenant compte des prix constatés sur les marchés de l'énergie et, le cas échéant, sur les marchés de capacité et des garanties d'origine.

4.3 Prescriptions liées au raccordement

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

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 ou 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.

4.3.1 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.

4.3.2 Imputabilité des recours des tiers

La CRE estime, comme elle l'avait déjà souligné lors de l'approbation du modèle de convention de raccordement, 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.

4.3.3 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. Il pourrait être opportun de prévoir une procédure ad hoc pour gérer ce type de situations si elles se présentent.

4.4 Critères de sélection du lauréat

4.4.1 Sur les principes de la sélection

Le principal critère de sélection du lauréat est le niveau du tarif de référence proposé dans les offres des candidats. Le sous-critère correspondant représente en effet 70 % de la note totale des offres. Sa pondération est la même que dans la procédure de mise en concurrence pour le parc au large de Dunkerque ; toutefois, il sera davantage discriminant dans la présente procédure compte tenu de l'évolution de la formule de notation :

- S'agissant du cahier des charges du parc de Dunkerque, la note était linéairement décroissante en fonction du tarif de référence proposé, entre une borne inférieure de 0 €/MWh et une borne supérieure de 90 €/MWh. Une diminution du tarif de référence proposé d'environ 1,3 €/MWh permettait donc de gagner un point de notation.
- Dans la présente procédure de mise en concurrence, le cahier des charges prévoit une borne inférieure égale à la valeur du tarif de référence proposé le plus bas parmi les offres conformes et une borne supérieure de 75 €/MWh. En considérant une hypothèse de borne basse de 50 €/MWh, un point supplémentaire équivaut alors à une diminution du tarif de référence d'environ 0,4 €/MWh.

Ainsi, une baisse du tarif de référence proposé dans l'offre de 1 €/MWh permet de gagner environ trois fois plus de points dans la présente procédure de mise en concurrence que dans celle relative au parc de Dunkerque. La CRE accueille favorablement cette évolution qui augmente l'importance relative du sous-critère évaluant le tarif de référence proposé.

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 à 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 en conséquence. A cet égard, le cahier des charges prévoit de sanctionner tout point indûment gagné à hauteur de 35 millions d'euros. Ce montant correspondant à une estimation haute de la valeur d'un point de notation, 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 l'ajout dans le cahier des charges de sanctions prédéfinies auxquelles le producteur s'expose en cas de manquement. La CRE juge également pertinent le principe général utilisé pour calibrer ces sanctions.

4.4.2 Sous-critère relatif 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 8 points de notation 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. Ce sous-critère est celui avec la plus grande pondération après le sous-critère relatif au niveau du tarif de référence proposé.

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 nécessite de prendre en compte la problématique du recyclage dès la phase de conception et de développement du projet.

Toutefois, la sanction pécuniaire relative au non-respect de l'engagement minimum de recyclage des pales n'est pas suffisamment élevée pour que les engagements pris par les candidats dans leurs offres reflètent réellement leur capacité future à recycler les pales utilisées. En effet, en application du plafond prévu à l'article L. 311-15 du code de l'énergie, la pénalité maximale applicable pour tout manquement à une prescription du cahier des charges s'élève à 100 millions d'euros pour ce projet. Pour le taux de recyclage des pales, un potentiel non-respect des engagements sera constaté après la date effective de démantèlement : en supposant un démantèlement 35 ans après la décision finale d'investissement et une actualisation des flux financiers à un taux de 5 %, le candidat s'expose en fait à une pénalité maximale actualisée de 18 millions d'euros, pour 8 points pouvant être obtenus.

Ainsi, du fait de la temporalité propre au contrôle des engagements pris au titre de ce critère, le montant des sanctions encourues par point de notation est plus de quinze fois inférieur à la référence de 35 millions d'euros par point utilisée pour le calibrage des autres sanctions pécuniaires.

Dès lors, les engagements que les candidats prendront ne refléteront pas la prise en compte de la problématique du recyclage dès la phase de conception du projet, mais relèveront d'un arbitrage financier. La CRE considère qu'il est donc préférable de ne pas discriminer les candidats selon ce critère, mais de le remplacer par une obligation de recyclage ambitieuse, en conservant le niveau de sanction prévu. L'incitation financière qui en résulte serait ainsi similaire, tout en réduisant l'incertitude des candidats dans la préparation des offres. A minima, la CRE considère qu'il serait souhaitable que la pondération du critère soit diminuée afin que le niveau des sanctions par point indûment gagné se trouve augmenté tout en respectant le plafonnement prévu par le code de l'énergie.

La CRE considère plus généralement que si l'État souhaite se donner les moyens de discriminer 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 montant du plafond 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.

4.4.3 Robustesse du montage contractuel et financier

Sur le critère de sélection

Le sous-critère relatif à la robustesse du montage contractuel et financier compte pour 5 points de notation sur 100, une pondération moindre que celle retenue dans le cahier des charges applicable au parc au large de Dunkerque qui était de 10 points sur 100. La méthode de notation de ce sous-critère a été explicitée au sein du cahier des charges, ce qui apporte davantage de visibilité aux candidats lors de l'élaboration de leurs offres, mais est susceptible de rendre ce critère moins discriminant. Le cahier des charges prévoit une analyse par la CRE de cinq aspects de l'offre, valant chacun 1 point de notation.

En premier lieu, l'analyse porte sur la crédibilité de la puissance unitaire des aérogénérateurs ainsi que du montant de l'investissement initial indiqués dans les offres. La méthodologie appliquée dans le cadre de la procédure de mise en concurrence de Dunkerque prévoyait explicitement une comparaison entre les offres : un candidat était pénalisé si ses hypothèses étaient significativement éloignées de celles retenues par les autres candidats. Cette comparaison n'est plus prévue par le cahier des charges de la présente procédure.

Par ailleurs, si la prise en compte des contraintes spécifiques à l'éolien en mer dans le calendrier prévisionnel est importante, la simplicité à se conformer uniquement sur la forme aux exigences du cahier des charges sur ce critère le rend inutile pour la CRE.

Enfin, la CRE considère que la fourniture d'un certificat d'audit du modèle financier ainsi que l'examen du ratio minimum de couverture du service de la dette sont pertinents.

Sur l'impact des hypothèses long terme de prix de marché de l'électricité

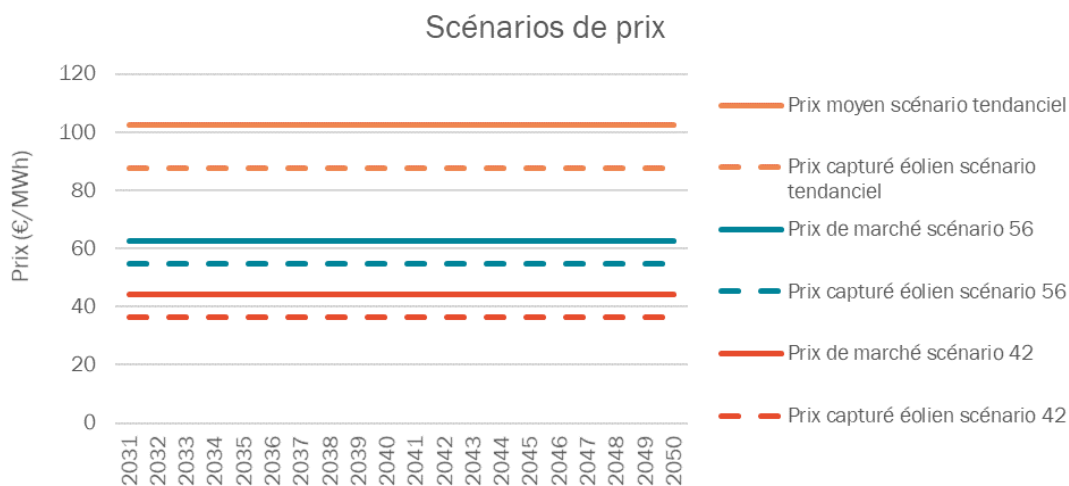
Pour estimer le montant de leurs revenus post-contrat de complément de rémunération (jusqu'à la fin d'exploitation du parc), les candidats sont amenés à prendre des hypothèses de prix de marché de l'électricité sur le long terme dans leurs plans d'affaires. Ces revenus ont un impact notable sur la rentabilité des projets : or, leur estimation se base sur des hypothèses de prix de marché 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 pourtant 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 marché non liquides, la CRE estime que 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.

5. ESTIMATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE

Cette partie présente une estimation des charges de service public qui seront générées par le projet objet de la présente procédure. Il convient toutefois de noter que les incertitudes sont élevées car le résultat de l'estimation dépend grandement du tarif proposé par le futur lauréat de cette procédure de mise en concurrence et des évolutions des prix de marché de l'électricité jusqu'en 2050. La CRE a considéré trois scénarios de prix sur la période 2031-2050 :

- Deux scénarios de prix de marché correspondant au « scénario 42 » et au « scénario 56 » sous-jacents à l'évaluation de l'impact de la PPE 2019-2028 en matière de charges de service public, avec un prix moyen de l'électricité qui se maintient respectivement à 44,2 et 62,4 €/MWh après 2030 et prenant en compte un profilage de la filière éolien en mer ;
- Un scénario dit « tendanciel » basé sur le prix moyen Calendaire Base 2025 observé sur la période du 17 février au 2 mars 2022 (à savoir 108,26 €/MWh) qui se maintient jusqu'en 2050. Par ailleurs, ces prix de marché prennent en compte un profilage de la filière éolien en mer selon les mêmes hypothèses de pondération que celles utilisées dans les scénarios sous-jacents à la PPE 2019-2028.



En outre, les hypothèses suivantes sont considérées pour chacun des trois scénarios :

- une puissance installée de 1050 MW et un productible de 4 000 heures équivalent pleine puissance ;
- la date à laquelle sont purgées de recours (i) la décision de désignation du Lauréat et (ii) l'autorisation unique intervient 3 ans après le dépôt de l'offre du lauréat ;
- une indexation des tarifs d'achat de 0,7 % par an lors des 5 années suivant la remise de l'offre du lauréat, correspondant à une inflation de 1 % par an appliquée à la part variable de la formule d'indexation définie dans le cahier des charges ;



- une indexation des tarifs d'achat de 0,3 % par an à partir de la mise en service du parc, correspondant à une inflation de 1 % par an appliquée à la part variable de la formule d'indexation définie dans le cahier des charges ;
- une mise en service de l'ensemble des installations le 1^{er} janvier 2031.

Le tableau ci-dessous donne l'estimation des charges de service public générées par ces projets sur les 20 ans du contrat pour les trois scénarios de prix de marché. L'estimation conduit à des charges comprises entre - 3,8 Mds€ et 2,3 Mds€.

Estimation des charges de service public sur la durée du contrat de complément de rémunération [Mds€]		Scénario de prix de marché		
		Scénario 42	Scénario 56	Scénario tendanciel
Niveau Te de référence du complément de rémunération [€/MWh]	44	0,9	- 0,7	- 3,8
	50	1,4	- 0,1	- 3,2
	60	2,3	0,8	- 2,4

AVIS DE LA CRE

Par courrier du 7 février 2022, reçu le 9 février 2022, 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 de production d'électricité en mer d'une puissance de 1 000 à 1 050 MW dans une zone au large de la Normandie. Ce cahier des charges a été établi à l'issue du dialogue concurrentiel n° 1/2020 qui s'est tenu de mai à novembre 2021 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. Le cahier des charges doit par ailleurs 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 mise en concurrence du parc au large de Dunkerque n° 1/2016, dont le lauréat a été désigné en juin 2019, tout en apportant les modifications et clarifications nécessaires, notamment au vu des premiers retours d'expérience tirés du projet de Dunkerque.

La CRE accueille favorablement certaines évolutions notables, qui permettent d'améliorer l'encadrement du projet éolien en mer et le partage des risques entre les différents acteurs :

- 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 en matière d'éolien en mer et pour garantir la sécurité d'approvisionnement en France. A ce titre, l'introduction dans le cahier des charges de pénalités importantes en cas de retard dans la mise en service de l'installation est pleinement légitime et utile pour accélérer le développement de l'éolien en mer en France.
- La CRE accueille également favorablement les avancées significatives concernant la description des conditions techniques et des modalités de raccordement comparativement aux cahiers des charges précédents, qui faciliteront la coordination entre les producteurs et RTE. Elle est favorable aux principes développés dans le cahier des charges suivant lesquels chacun, du producteur ou du gestionnaire de réseau, assume les risques liés à la partie du projet dont il est responsable.
- Enfin, l'ajout dans le cahier des charges de sanctions prédéfinies auxquelles le producteur s'expose en cas de non-respect de ses engagements est essentiel, en particulier s'agissant d'engagements supplémentaires qui ont eu un impact sur la notation de son offre. La CRE partage également le principe général utilisé pour calibrer ces sanctions.

En revanche, **la CRE émet un avis défavorable sur la définition du prix de référence**, qui constitue un recul par rapport à l'objectif d'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique : le prix de référence envisagé dans le calcul du complément de rémunération est un prix moyen pondéré par la production constatée de l'installation plutôt qu'un prix moyen pondéré par la production de l'ensemble du parc français d'éoliennes à terre et en mer. Cette nouvelle définition insensibilise le producteur aux signaux de prix de marché : il n'a plus d'incitation à maximiser la valeur de marché de sa production et ainsi répondre au mieux aux besoins du système électrique. La CRE demande la modification de ce paramètre, en retenant une pondération par la production du parc éolien national.

Enfin, la CRE formule plusieurs recommandations importantes dans le présent avis :

- Si la CRE est favorable au mécanisme de partage des gains prévu dans le cahier des charges, elle propose deux modifications dans le corps de la présente délibération pour : i) rendre ce mécanisme opérant y compris dans un contexte de prix de marché élevés et ii) exclure les provisions pour démantèlement du calcul pour des raisons pratiques.
- S'agissant de la sélection du lauréat :
 - o pour le critère « Taux de recyclage ou de réutilisation des pales », du fait de la temporalité propre au contrôle des engagements pris (qui interviendra dans 35 ou 40 ans), et du montant très insuffisant des sanctions encourues en cas de manquement, la CRE recommande de ne pas discriminer les candidats selon ce critère, mais de le remplacer par une obligation de recyclage ambitieuse ;
 - o les hypothèses de prix de marché de l'électricité sur le long terme retenues par les candidats pour estimer leurs revenus post-contrat de complément de rémunération, par nature très incertaines, ont un impact notable sur la rentabilité des projets. La CRE estime que l'emploi par les candidats d'un scénario de prix unique permettrait d'améliorer la comparabilité des offres et de faciliter l'évaluation par la CRE du caractère anormalement bas d'une offre.

10 mars 2022

- S'agissant de l'ajustement du complément de rémunération en cas d'implantation d'un nouveau projet au sein de la zone Centre-Manche, la CRE recommande de faire porter le surcoût relatif à cet ajustement au producteur du nouveau parc afin qu'il internalise l'impact de son nouveau parc sur le productible du précédent parc.
- Enfin, la CRE recommande d'initier dès à présent une réflexion de fond sur la mise en œuvre de deux évolutions structurelles de la procédure de mise en concurrence en vue des prochaines procédures. En premier lieu, la CRE renouvelle sa recommandation de transférer au lauréat une autorisation purgée de tout recours. De plus, dans un contexte où les coûts de l'éolien en mer ne sont plus nécessairement supérieurs aux projections de prix de marché des différents acteurs, il est nécessaire que les prochaines mises en concurrence prévoient la coexistence d'offres s'inscrivant ou non dans le cadre d'un contrat de complément de rémunération garanti par l'Etat.

*

Par ailleurs, la CRE constate qu'elle a été saisie pour avis sur le cahier des charges à un stade où ce dernier a déjà été notifié et accepté par la Commission européenne. Il serait inacceptable que cette circonstance conduise le gouvernement à ne pas prendre en compte les recommandations de la CRE.

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, 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 au ministre de la transition écologique. Elle sera publiée sur le site internet de la CRE à l'issue de la notification du cahier des charges aux candidats.

Délibéré à Paris, le 10 mars 2022.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO