



Bruxelles, le 26.7.2019

C(2019) 5498 final

<p>Dans la version publique de la présente décision, des informations ont été supprimées conformément aux articles 30 et 31 du règlement (UE) 2015/1589 du Conseil du 13 juillet 2015 portant modalités d'application de l'article 108 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. Ces articles concernent notamment la non-divulgence des informations couvertes par le secret professionnel. Les informations supprimées sont indiquées au moyen de crochets [...].</p>		<p>VERSION PUBLIQUE</p> <p>Ce document est publié uniquement pour information.</p>
--	--	--

- Objet:**
- Aide d'État SA.45274 (2016/NN) — France**  
**Parc éolien en mer de Courseulles-sur-mer**
  - Aide d'État SA.45275 (2016/NN) — France**  
**Parc éolien en mer de Fécamp**
  - Aide d'État SA.45276 (2016/NN) — France**  
**Parc éolien en mer de Saint-Nazaire**
  - Aide d'État SA.47246 (2017/NN) — France**  
**Parc éolien en mer des Iles d'Yeu et de Noirmoutier**
  - Aide d'État SA.47247 (2017/NN) — France**  
**Parc éolien en mer de Dieppe / Le Tréport**
  - Aide d'État SA.48007 (2017/NN) — France**  
**Parc éolien en mer de Saint-Brieuc**

Son Excellence Monsieur Jean-Yves Le Drian  
Ministre de l'Europe et des Affaires étrangères  
37, Quai d'Orsay  
F – 75351 – PARIS

Monsieur le Ministre,

## 1 PROCEDURE

- (1) Les autorités françaises ont notifié, conformément à l'article 108, paragraphe 3, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (ci-après dénommé le « TFUE »), trois mesures individuelles d'aide en faveur des parcs éoliens maritimes de Courseulles-sur-Mer, Fécamp et Saint-Nazaire le 29 avril 2016. Suite à cette notification, la Commission a demandé un complément d'information le 11 juillet 2016, le 7 septembre 2016, le 17 octobre 2016, le 2 février 2017, le 23 juin 2017. La France a soumis des informations complémentaires les 3 octobre 2016, 19 octobre 2016, le 4 novembre 2016 et le 06 avril 2016.
- (2) Les autorités françaises ont également notifié les deux mesures individuelles d'aide en faveur du parc éolien maritime des Iles d'Yeu et de Noirmoutier et du parc éolien maritime de Dieppe / Le Tréport le 6 janvier 2017. La Commission a demandé un complément d'information le 28 février 2017 et le 23 juin 2017. La France a soumis des informations complémentaires le 18 mai 2017 et le 21 juin 2017.
- (3) Les autorités françaises ont encore notifié la mesure d'aide en faveur du parc éolien maritime de Saint-Brieuc le 12 avril 2017. La Commission a demandé un complément d'information le 23 juin 2017. La France a soumis des informations complémentaires les 18 mai 2017 et 21 juin 2017.
- (4) Les six projets ont été notifiés individuellement à la Commission en raison de leur taille excédant individuellement le seuil de 125 MW tel que fixé au point (160) des lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement pour la période 2008-2014<sup>1</sup> (ci-après appelées lignes directrices 2008).
- (5) Les projets Saint-Nazaire, Fécamp, Courseulles-sur-Mer et Saint Brieuc ont été sélectionnés à l'issue de la procédure d'appel d'offres n°2011/S 126-208873 (publiée le 11 juillet 2011) et les projets Iles d'Yeu / Noirmoutier et Dieppe / Le Tréport de la procédure d'appel d'offres n°2013/S 054-088441 (publiée le 16 mars 2013). Le cahier des charges de l'appel d'offres n°2011/S 126-208873 et celui de l'appel d'offres n°2013/S 054-088441 ont également été publiés sur le site internet de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)<sup>2</sup> et <sup>3</sup>.
- (6) La construction de ces six parcs éoliens en mer n'ayant pas encore débutée en raison principalement de nombreuses actions en justice devant les juridictions nationales françaises, dans ce contexte, en 2018 les autorités françaises ont décidé de renégocier les conditions (dont les tarifs d'achat de l'électricité) initialement accordées aux projets et, en date du 6 décembre 2018, elles ont informé la Commission du résultat de ces renégociations, qui ont conduit à une baisse des tarifs d'achat à verser aux différents porteurs de projet.

---

<sup>1</sup> Lignes directrices communautaires concernant les aides d'État à la protection de l'environnement (JO C 82 du 1.4.2008, p. 1)

<sup>2</sup> <http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres/appel-d-offres-portant-sur-des-installations-eoliennes-de-production-d-electricite-en-mer-en-france-metropolitaine>

<sup>3</sup> <https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/Appel-d-offres-portant-sur-des-installations-eoliennes-de-production-d-electricite-en-mer-en-France-metropolitaine2>

- (7) Plusieurs échanges entre les autorités françaises et les services de la Commission européenne au sujet de ces six projets ont eu lieu avant la renégociation des tarifs d'achat. Néanmoins, les délais des actions en justice citées ci-dessus ont ralenti ces échanges. Après la renégociation, la Commission a demandé un complément d'information le 29 juin 2018, le 11 février 2019, le 12 avril 2019, le 13 mai 2019, le 28 mai 2019 et le 25 juin 2019. La France a soumis des informations complémentaires le 6 décembre 2018, le 8 avril 2019, le 10 mai 2019, le 27 mai 2019, le 6 juin 2019 et le 27 juin 2019.
- (8) Les six projets notifiés présentant de fortes similarités, en dehors de quelques aspects techniques, sont donc examinés ensemble.

## **2 DESCRIPTION**

### **2.1 Description des six mesures individuelles**

- (9) Les six mesures individuelles notifiées concernent six aides individuelles au fonctionnement en faveur de la production d'énergie éolienne en mer à partir des six sites suivants:
- a. Courseulles-sur-Mer ;
  - b. Fécamp ;
  - c. Saint-Nazaire ;
  - d. Iles d'Yeu / Noirmoutier ;
  - e. Dieppe / Le Tréport et
  - f. Saint Briec.

Cette aide au fonctionnement sera accordée aux sociétés de projet sous la forme d'un tarif d'achat d'électricité versé par la société EDF Obligation d'Achat (EDF-OA).

- (10) Les six projets ont été sélectionnés à l'issue des deux procédures d'appel d'offres n°2011/S 126-208873 et n°2013/S 054-088441, publiées au Journal officiel de l'Union européenne.
- (11) Concernant l'appel d'offres n°2011/S 126-208873, au total dix offres ont été reçues: une offre pour le site de Dieppe / Le Tréport (déclarée sans suite puis reportée dans l'appel d'offres suivant), deux offres pour chacun des sites de Fécamp, Courseulles-sur-Mer et Saint-Nazaire et trois offres pour le site de Saint Briec. Le 23 avril 2012 les autorités françaises ont officialisé la sélection de la société "Eolien Maritime France" (EMF) par courrier du Ministre de l'Ecologie et du Développement durable pour l'installation et l'exploitation d'un lot groupant les parcs de Saint-Nazaire, Fécamp et Courseulles-sur-Mer. Le 23 avril 2012 les autorités françaises ont officialisé la sélection de la société Ailes Marines SAS pour le site de Saint Briec.
- (12) Concernant l'appel d'offres n°2013/S 054-088441, au total quatre offres ont été reçues: une offre pour le site d'Iles d'Yeu / Noirmoutier, une offre pour le site de Dieppe / Le Tréport et deux offres liées pour les deux sites (possibilité prévue par l'appel d'offres). Le 3 juin 2014 les autorités françaises ont officialisé la sélection des offres liées remises par le consortium ENGIE, EDPR, NEOEN MARINE par courrier du Ministre de l'Ecologie et du Développement durable pour l'installation et l'exploitation des parcs éoliens en mer sur les lots Iles d'Yeu / Noirmoutier et Dieppe / Le Tréport.

- (13) Les projets ont été sélectionnés à partir de critères multiples dont le prix représentait 40 % de la note attribuée aux candidats. Les autres critères de sélections étaient les suivants: capacités de production, impact des activités industrielles, maîtrise des risques techniques et financiers, recherche et développement, activité existantes et environnement.
- (14) La construction de ces six parcs éoliens en mer représente le développement de presque 3 GW de capacités. Les parcs éoliens seront équipés de 62 à 83 turbines de 6 à 8 MW et fourniront au total environ 10,8 TWh d'électricité par an. La durée prévisionnelle complète des projets sera de 25 ans à compter de leur mise en service mais le versement du tarif d'achat est prévu pendant une durée maximale de 20 ans à compter du démarrage de l'exploitation. Conformément aux règles comptables, la durée d'amortissement de ces six parcs est de 20 ans.

*Taille et capacité par site*

Référence	Parc	Scénario	Puissance installée en MW	Production (P50) annuelle attendue en TWh	Production (P50) attendue en TWh sur la durée complète du projet (25 ans)
SA.45274	Courseulles-sur-Mer	Scénario central	75 x 6 MW = 450	[1,32-1,72]	[33-43]
		Scénario alternatif	64 x 7 MW = 448	[1,32-1,72]	[33-43]
SA.45275	Fécamp	Scénario central	83 X 6 MW = 498	[1,60-2,00]	[40-50]
		Scénario alternatif	71 x 7 MW = 497	[1,60-2,00]	[40-50]
SA.45276	Saint-Nazaire	Scénario central	80 X 6MW = 480	[1,40-1,80]	[35-45]
		Scénario alternatif	68 x 7 MW = 476	[1,40-1,80]	[35-45]
SA.47246	Iles d'Yeu / Noirmoutier		62 X 8 MW = 496	[1,52-1,92]	[38-48]
SA.47247	Dieppe / Le Tréport		62 X 8MW = 496	[1,60-2,00]	[40-50]
SA.48007	Saint-Brieuc		62 X 8 MW = 496	[1,55-1,95]	[40-50]

- (15) A ce jour, aucun parc éolien en mer posé n'est en cours de construction ou d'exploitation en France. Ces projets attribués en 2012 et en 2014 dans le cadre des deux appels d'offres devaient ainsi être les premiers parcs éoliens en mer construits et exploités en France. Cependant, en raison notamment des délais d'obtention des autorisations administratives et des nombreux recours relatifs à ces six parcs portés par des tiers devant les juridictions nationales françaises, le démarrage de la construction des premiers parcs n'est finalement envisagé au plus tôt qu'en 2019, en fonction des décisions de justice définitives, pour le premier d'entre eux. Entretemps, un nouvel appel d'offres a été organisé entre fin 2016 et 2019 pour la construction d'un nouveau parc éolien au large de Dunkerque, et approuvé par la Commission<sup>4</sup>, devrait permettre à ce parc d'être mis en service peu de temps après les six parcs objet de la présente décision. Les autorités françaises ont souligné que de nombreuses différences techniques existent entre le site de Dunkerque et les six premiers sites français identifiés pour l'éolien en mer posé (en faveur du site de Dunkerque), notamment : sol de nature plus favorable (plus sablonneuse), vitesse moyenne du vent supérieure, profondeur d'eau plus faible, base de montage moins éloignée.
- (16) Les éoliennes des six projets reposeront sur des fondations de type gravitaire posées sur le sous-sol marin (Fécamp), de type treillis métallique ou "jacket" (Saint-Brieuc, Iles d'Yeu / Noirmoutier et Dieppe / Le Tréport) ou de type mono-pieux enfoncés (pour les autres sites). Elles seront raccordées par des câbles électriques sous-marins à un poste électrique en mer, celui-ci étant lui-même raccordé au réseau électrique public.
- (17) L'exploitant de chacun des parcs devait initialement bénéficier de l'achat de l'énergie produite au tarif qui a été défini dans sa réponse à l'appel d'offres. Cependant, comme expliqué ci-dessus, la construction de ces six parcs éoliens en mer a subi des retards et, dans ce contexte, en 2018 les autorités françaises ont décidé de renégocier les tarifs initialement accordés aux projets en raison de la réduction des coûts relatifs à l'évolution de cette technologie et du risque d'une éventuelle surcompensation. Le 15 novembre 2018, les six offres révisées par les porteurs de projets ont été acceptées par les autorités françaises qui les ont communiquées à la Commission le 6 décembre 2018.
- (18) L'aide prend la forme d'une aide au fonctionnement sous forme de tarif d'achat à évaluer au regard de l'option 1 du point (109) des lignes directrices 2008 concernant les aides d'État à la protection de l'environnement. Chacun des six parcs bénéficiera d'une mesure d'aide destinée à compenser la différence entre les coûts de production de l'électricité produite à partir de l'énergie éolienne en mer (y compris les coûts d'amortissement des investissements supplémentaires pour la protection de l'environnement) et le prix de marché de l'électricité.
- (19) Pour chacun des projets, la fixation du niveau du tarif d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie du vent en mer s'est fait sur la base d'un business plan tenant compte des coûts de production et de façon à garantir une marge de rentabilité normale de l'installation. Suite à la renégociation des offres en 2018, les autorités françaises ont soumis un business plan mis à jour pour chacun des six projets dont les caractéristiques financières (dont les coûts « Levelised Cost Of

---

<sup>4</sup> SA.51061 - Parc éolien en mer dans une zone au large de Dunkerque

Electricity » (LCOE)) qui représentent les coûts de production moyens de l'électricité sur la durée totale de 25 ans du projet) sont détaillées ci-dessous.

*Tarif d'achat et caractéristiques financières par parc*

	<b>Courseulles -sur-Mer</b>		<b>Fécamp</b>		<b>Saint-Nazaire</b>		<b>Iles d'Yeu Noirm outier</b>	<b>Dieppe Le Tréport</b>	<b>Saint Brieuc</b>
	Scénario central	Scénario alternatif	Scénario central	Scénario alternatif	Scénario central	Scénario alternatif			
Capacité (en MW)	450	448	498	498	480	476	496	496	496
Productible total sur 25 ans (P50 - TWh)	[33-43]	[33-43]	[40-50]	[40-50]	[35-45]	[35-45]	[38-48]	[40-50]	[40-50]
Investis- sements (millions d'euros)	[1300- 1900]	[1340- 1940]	[1550- 2150]	[1570- 2170]	[1500- 2100]	[1535- 2135]	[1560- 2160]	[1700- 2300]	[1950- 2450]
Coûts d'exploita- tion sur 20 ans (millions d'euros)	[1075- 1675]	[900- 1500]	[1200- 1800]	[1000- 1600]	[1250- 1850]	[1050- 1650]	[1900- 2500]	[1800- 2400]	[950- 1550]
LCOE (EUR/MWh)	[147- 177]	[147- 177]	[140- 165]	[140- 165]	[155- 180]	[155- 180]	[145- 170]	[135- 160]	[170- 195]
Tarif d'achat (EUR/MWh)	138,7	138,7	135,2	135,2	143,6	143,6	137	131	155
Taux de rendement interne du projet après impôts (en %)	[6,40- 7,90]	[6,40- 7,90]	[6,70- 8,20]	[6,70- 8,20]	[6,10- 7,60]	[6,10- 7,60]	[6,50- 8,00]	[6,50- 8,00]	[6,50- 8,00]

(20) Le tarif d'achat doit permettre de rémunérer le producteur pour l'ensemble des risques et des coûts relatifs à la réalisation du parc jusqu'au point de livraison (dont les coûts de construction d'une sous-station électrique). Initialement et conformément au cahier des charges des appels d'offres respectifs, le tarif d'achat prévoyait également une composante « raccordement au réseau de transport » pour rémunérer le fait que le producteur devait prendre en charge tous les coûts afférents à l'étude et à la réalisation des ouvrages de raccordement du point de livraison en mer au réseau public de transport de l'électricité existant. Cette composante a été abandonnée, à la suite de la renégociation du tarif respectif de chaque projet, étant donné que, par application des dispositions de la loi n° 2018-727 du 10 août 2018 pour un Etat au service d'une société de confiance (dite loi « ESSOC »), ces frais de raccordement seront in fine supportés par RTE, gestionnaire du réseau de transport d'électricité, comme pour tous les parcs éoliens en mer faisant l'objet d'une procédure de mise en concurrence. A titre d'information complémentaire, il est à noter que d'autres modalités du tarif initial ont été modifiées (dont la formule d'indexation et le délai de paiements), les différentes modifications apportées visant à diminuer le montant du tarif d'achat à verser aux porteurs de projet.

- (21) Les autorités françaises ont fourni une estimation du prix du marché s'élevant à 40 EUR/MWh. La valeur de ce prix de marché, sur la durée du contrat d'achat, est estimée en moyenne à 51 EUR/MWh et est donc nettement inférieure aux LCOE respectifs de chacun des projets.
- (22) Le montant de l'aide pour chacun des six projets est égal à la différence entre le niveau de tarif accordé au projet et le prix de marché ou coût évité. Le montant maximum de l'aide sur 20 ans pour chacun des six projets est respectivement estimé à:

Référence	Nom du projet	Montant maximum de l'aide sur 20 ans en millions d'euros	
		Scénario central	Scénario alternatif
SA.45274	Courseulles-sur-Mer	3058	3035
SA.45275	Fécamp	3601	3598
SA.45276	Saint-Nazaire	3560	3531
SA.47246	Iles d'Yeu / Noirmoutier	3668	
SA.47247	Dieppe / Le Tréport	3737	
SA.48007	Saint-Brieuc	4696	

- (23) Le tarif d'achat est garanti sur une période de 20 ans, au-delà de cette période l'électricité produite sera vendue au prix de marché. Néanmoins, des modalités particulières sont prévues pour les deux ou trois dernières années respectivement selon le projet :

Référence	Nom du projet	Durée de la modification en fin de contrat
SA.45274	Courseulles-sur-Mer	[2-3] ans
SA.45275	Fécamp	[2-3] ans
SA.45276	Saint-Nazaire	[2-3] ans
SA.47246	Iles d'Yeu / Noirmoutier	[2-3] ans
SA.47247	Dieppe / Le Tréport	[2-3] ans
SA.48007	Saint-Brieuc	[2-3] ans

- (24) Le contrat d'achat de l'électricité (qui sera composé pour chaque projet d'un contrat-cadre et de contrats spécifiques à chacune des tranches du projet) prévoit en effet que, selon les projets, pendant les deux ou trois dernières années de l'exécution de chacun des contrats de tranche, le producteur aura la faculté, sur une base trimestrielle et sous réserve d'un préavis minimum d'un mois, de renoncer temporairement au bénéfice de l'obligation d'achat au tarif prévu dans le contrat d'achat et de commercialiser librement l'électricité à des tiers pour le trimestre concerné. L'obligation d'achat afférente au contrat de tranche correspondant sera suspendue pendant ce trimestre. Cette décision pourra être renouvelée chaque trimestre jusqu'au terme de chacun des contrats de tranche du contrat-cadre. Si le producteur n'exerce pas la faculté dans les conditions mentionnées ci-dessus, le prix d'achat de l'électricité par EDF-OA sera réduit, après les années 17 à 18 de chacun des contrats de tranche du contrat cadre selon les projets, à une valeur calculée chaque année sur la base de 40 EUR/MWh au 1er janvier 2018 indexé à 1,6% par an. Dans tous les cas, l'exercice de cette faculté de renonciation temporaire au bénéfice de l'obligation d'achat ne modifiera ni le terme du contrat d'achat d'électricité, ni celui des contrats de tranche subséquents.
- (25) La mise en service des parcs, correspondant au début de période de perception du tarif d'achat, est prévu à partir de [2022-2024] pour le premier des parcs d'EMF, puis en [2022-2024] pour les deux autres, en [2022-2024] pour Saint-Brieuc et Dieppe / Le Tréport et en [2022-2024] pour Iles d'Yeu / Noirmoutier, ces dates de mise en service étant conditionnées à la clôture des recours contentieux en cours.
- (26) Selon les autorités françaises, la réalisation de ces projets constitue une étape importante en vue de la réalisation des objectifs fixés par l'UE et la France pour la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> et l'accroissement de la part des énergies renouvelables. En application de l'article 1 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, publiée au Journal Officiel du 18 août 2015, il est prévu que la part des énergies renouvelables soit portée à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030. A cette date, pour parvenir à cet objectif, les énergies renouvelables doivent représenter 40 % de la production d'électricité, 38 % de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz. Ces objectifs de production d'électricité ont été déclinés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), publiée en octobre 2016 qui prévoit des objectifs de 3000 MW pour les éoliennes en mer installées d'ici 2023 et entre 500 et 6000 MW pour des projets supplémentaires attribués, en fonction du retour d'expérience de la mise en œuvre des premiers projets et sous condition de prix.
- (27) Les six parcs représentent une contribution significative aux objectifs de la France en matière de développement des énergies renouvelables. L'effet escompté de la mesure notifiée est l'augmentation de la production d'électricité à partir de sources renouvelables et corrélativement une réduction sensible des émissions de gaz à effet de serre en France pendant la période totale d'exploitation du parc, estimée à 25 ans.
- (28) Ainsi, selon les autorités françaises, ces six aides d'État à l'éolien en mer posé sont compatibles dans la mesure où le coût de production de cette énergie renouvelable est supérieur au coût de production des sources d'énergies moins respectueuses de l'environnement.



## 2.2 Bénéficiaires des six mesures individuelles

Nom du projet	Société bénéficiaire	Groupe du bénéficiaire	Appel d'offres
<b>Courseulles-sur-Mer</b>	Eoliennes Offshore du Calvados	EDF - Enbridge - WPD	2011/S 126-208873
<b>Fécamp</b>	Eoliennes Offshore des Hautes Falaises	EDF - Enbridge - WPD	2011/S 126-208873
<b>Saint-Nazaire</b>	Parc du Banc de Guérande	EDF - Enbridge	2011/S 126-208873
<b>Iles d'Yeu / Noirmoutier</b>	Les éoliennes en mer de Vendée	Engie - EDPR - Sumitomo - Caisse des dépôts	2013/S 054-088441
<b>Dieppe / Le Tréport</b>	Les éoliennes en mer de Dieppe Le Tréport	Engie - EDPR - Sumitomo - Caisse des dépôts	2013/S 054-088441
<b>Saint Briec</b>	Ailes Marines SAS	Iberdola, RES - Caisse des Dépôts	2011/S 126-208873

### 2.2.1 Bénéficiaires de l'aide pour les sites Courseulles-sur-Mer, Fécamp et Saint-Nazaire

- (29) Les bénéficiaires de l'aide sont les sociétés en charge de l'exploitation de chacun des trois sites, respectivement:
- La société Eoliennes Offshore du Calvados pour le site de Courseulles-sur-Mer ;
  - La société Eoliennes Offshore des Hautes Falaises pour le site de Fécamp et
  - La société Parc du Banc de Guérande pour le site de Saint-Nazaire.
- (30) Les trois sociétés sont détenues par la société "Eolien Maritime France" (EMF) dont EDF EN Renouvelables France SAS, filiale de EDF SA, est actionnaire à 50% en contrôle conjoint avec EIH Sarl, société détenue par Enbridge Inc<sup>5</sup>. La société WPD offshore GmbH est par ailleurs actionnaire des sociétés de projets de Fécamp et Courseulles-sur-Mer à hauteur respectivement de 30% et 15% (EMF en détient donc respectivement 70% et 85%).

### 2.2.2 Bénéficiaire de l'aide pour les sites des Iles d'Yeu / Noirmoutier et de Dieppe / Le Tréport

- (31) Les bénéficiaires de l'aide sont les sociétés de projet Eoliennes en Mer Dieppe Le Tréport et Eoliennes en Mer Iles d'Yeu et de Noirmoutier, détenues par un consortium composé des sociétés ENGIE SA (via sa filiale ENGIE GREEN HOLDING qui détient 29,5% de chaque société de projet), EDP Renewables (via sa filiale EDP RENEWABLE EUROPE qui détient 29,5% de chaque société de

<sup>5</sup> Enbridge a remplacé Dong Energy en 2016.

projet), Sumitomo Corporation (via ses filiales SRPN SAS qui détient 29,5% de la société Eoliennes en Mer des Iles d'Yeu et de Noirmoutier et SRPT SAS qui détient 29,5% de la société Eoliennes en Mer Dieppe Le Tréport)<sup>6</sup> et Neoen Marine (devenue Eolien en Mer Participations – filiale de la Caisse des Dépôts et consignations, institution financière publique française) qui détient 10% de chaque société de projet<sup>7</sup>.

### 2.2.3 Bénéficiaire de l'aide pour le site de Saint Brieuc

- (32) Le bénéficiaire de l'aide est la société Ailes Marines en sa qualité d'exploitant du parc éolien en mer de Saint-Brieuc. La société Ailes Marines est détenue par :
- Iberdrola, énergéticien espagnol, à hauteur de 70% et ;
  - Avel Vor, à hauteur de 30%, société elle-même détenue à 75% par RES (anciennement dénommée EOLE-RES), et à 75% par la Caisse des Dépôts et consignations.

## 2.3 Budget

- (33) Les six mesures individuelles notifiées sont financées par le budget de l'Etat. Plus précisément, les dépenses liées aux mesures de soutien seront financées à partir du compte d'affectation spéciale Transition Energétique, qui est alimenté par une partie des recettes des taxes intérieures de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) et les houilles, lignites et cokes (TICC).
- (34) Le financement des charges de service public de l'énergie a été réformé par la loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015. Les charges de service public au titre des contrats d'achat conclus dans le cadre d'appels d'offres pour des énergies renouvelables sont désormais financées par le budget de l'Etat, à travers le compte d'affectation spéciale (CAS)<sup>8</sup> « Transition Energétique ».
- (35) Le CAS « Transition énergétique » retrace en dépenses, notamment, les compensations aux opérateurs dues au titre des charges de soutien aux énergies renouvelables, à l'effacement de consommation et au développement du biogaz. Depuis le 1er janvier 2017, le CAS Transition énergétique est alimenté par les taxes intérieures de consommation sur les produits pétroliers et assimilés (TICPE) et sur les houilles, lignites et cokes (TICC)<sup>9</sup>.
- (36) Les budgets prévisionnels communiqués par la France sont établis à partir d'une hypothèse de prix de marché théorique de 40 EUR/MWh et d'un taux d'indexation de 1,6% par an.

---

<sup>6</sup> Sumitomo Corporation a acquis 29,5 % du capital social des deux sociétés Eoliennes en Mer Iles d'Yeu et de Noirmoutier et Eoliennes en Mer Dieppe le Tréport le 18 décembre 2018.

<sup>7</sup> Cette évolution a eu lieu suite à l'acquisition par la Caisse des dépôts de 100% de la société Neoen Marine le 15 avril 2016.

<sup>8</sup> Un compte d'affectation spéciale constitue en France une exception au principe de non affectation du budget, c'est-à-dire à l'interdiction d'affecter une recette à une dépense. Selon l'article 21 – 1 de la Loi organique n° 2001-692 du 1<sup>er</sup> août 2001 relative aux lois de finances: "Les comptes d'affectation spéciale retracent, dans les conditions prévues par une loi de finances, des opérations budgétaires financées au moyen de recettes particulières qui sont, par nature, en relation directe avec les dépenses concernées. Ces recettes peuvent être complétées par des versements du budget général, dans la limite de 10 % des crédits initiaux de chaque compte".

<sup>9</sup> Voir l'article 44 de la loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017 portant modification de l'article 5 de la loi n° 2015-1786 de finances rectificative pour 2015 à cet égard.

- (37) L'aide au fonctionnement sera versée sous la forme d'un tarif d'achat de l'électricité produite par les six parcs. Le montant de l'aide a été initialement déterminé dans les offres formulées par les bénéficiaires pour chacun des parcs en réponse l'appel d'offres organisé par l'Etat français en 2011 et 2013. Ces montants ont été revus suite à la renégociation réalisée pour chacune des six offres en 2018.
- (38) Le montant de l'aide par parc est déterminé par la production annuelle d'électricité de chacun des sites et les revenus générés respectivement par :
- le tarif du contrat d'achat dont bénéficiera le producteur et
  - la revente de l'électricité produite à des conditions de marché, en utilisant hypothèse d'un prix de marché de 40 EUR/MWh et d'un taux d'inflation annuelle de 1,6%.

*Montant d'aide pour le site de Courseulles-sur-Mer*

	Scénario central	Scénario alternatif
Production totale en TWh	[33-43]	[33-43]
Revenus en tarif d'achat (millions d'euros)	[4500-6600]	[4500-6600]
Revenus selon les prix de marché (millions d'euros)	[1400-2000]	[1400-2000]
Montant de l'aide (millions d'euros)	3058	3035

*Montant d'aide pour le site de Fécamp*

	Scénario central	Scénario alternatif
Production totale en TWh	[40-50]	[40-50]
Revenus en tarif d'achat (millions d'euros)	[4500-6600]	[4500-6600]
Revenus selon les prix de marché (millions d'euros)	[1400-2000]	[1400-2000]
Montant de l'aide (millions d'euros)	3601	3598

*Montant d'aide pour le site de Saint-Nazaire*

	Scénario central	Scénario alternatif
Production totale en TWh	[35-45]	[35-45]
Revenus en tarif d'achat (millions d'euros)	[4500-6600]	[4500-6600]
Revenus selon les prix de marché (millions d'euros)	[1400-2000]	[1400-2000]
Montant de l'aide (millions d'euros)	3560	3531

*Montant d'aide pour le site des Iles d'Yeu et de Noirmoutier*

Production totale en TWh	[38-48]
Revenus en tarif d'achat (millions d'euros)	[4500-6600]
Revenus selon les prix de marché (millions d'euros)	[1400-2000]
Montant de l'aide (millions d'euros)	3668

*Montant d'aide pour le site de Dieppe / Le Tréport*

Production totale en TWh	[40-50]
Revenus en tarif d'achat (millions d'euros)	[4500-6600]
Revenus selon les prix de marché (millions d'euros)	[1400-2000]
Montant de l'aide (millions d'euros)	3737

*Montant d'aide pour le site de Saint Brieuc*

Production totale en TWh	[40-50]
Revenus en tarif d'achat (millions d'euros)	[4500-6600]
Revenus selon les prix de marché (millions d'euros)	[1400-2000]
Montant de l'aide (millions d'euros)	4696

- (39) Aucune avance ne sera versée avant le début de la production. Le versement de l'aide débutera simultanément avec le démarrage de l'exploitation des parcs et l'injection de l'électricité dans le réseau public.

## **2.4 Durée**

- (40) Sous réserve de l'approbation de la Commission, l'aide est versée sur une période de 20 ans, à partir de la mise en exploitation des parcs prévue en [2022-2024] pour Courseulles-sur-mer et donc jusqu'en [2042-2044], en [2022-2024] pour Fécamp, Saint-Nazaire, Dieppe / Le Tréport et Saint-Brieuc et donc jusqu'en [2042-2044], en [2022-2024] pour Iles d'Yeu / Noirmoutier et donc jusqu'en [2042-2044]. Néanmoins, comme décrit aux considérants (23) et (24), des modalités particulières sont prévues pour les deux ou trois dernières années respectivement selon le projet.

## **2.5 Base juridique**

- (41) L'article L. 311-12 du code de l'énergie prévoit qu'Electricité de France (EDF) et, si les installations de production sont raccordées aux réseaux de distribution dans leur zone de desserte, les entreprises locales de distribution chargées de la fourniture sont tenues de conclure un contrat d'achat de l'électricité avec les candidats retenus dans les conditions fixées par les appels d'offres.
- (42) Les tarifs d'achat de l'électricité attribués aux sociétés porteuses des projets sur chacun des six parcs (suite aux appels d'offres de 2011 et de de 2013) sont supérieurs au prix de marché de l'électricité, ce qui a pour conséquence d'engendrer un surcoût pour les acheteurs obligés. A cet égard, l'article L. 121-7 du code de l'énergie prévoit la compensation intégrale des charges imputables aux missions de service public supportées par les acheteurs obligés et en particulier les surcoûts qui résultent des contrats consécutifs à la mise en œuvre de l'obligation d'achat mentionnée à l'article L. 311-10 du même code.
- (43) Ainsi, le surcoût qui résulte de la différence entre le prix d'achat de l'électricité produite par les six parcs éoliens en mer et le coût évité à ces acheteurs, lié à l'acquisition de l'électricité correspondante sur le marché, est compensé par l'Etat. Les articles R. 121-22 à R. 121-33 et notamment l'article R. 121-27 du code de l'énergie précisent le fonctionnement de cette compensation.

## 2.6 Niveau de l'obligation d'achat

- (44) Comme explicité au considérant (19), à l'issue des deux appels d'offres et des renégociations de 2018, le tarif d'achat varie de 131 à 155 EUR/MWh respectivement pour les six sites. Chaque niveau de tarif reflète l'importance des coûts de production ainsi que des risques inhérents à chacun des six sites.
- (45) Dans son rapport « Renewable energy Medium-term Market report 2015 », l'Agence Internationale de l'Energie (AIE)<sup>10</sup> indique que les coûts d'investissements de l'éolien en mer varient significativement suivant la distance du projet à la côte, la bathymétrie, la topographie des fonds marins et le raccordement. De plus, l'AIE précise que les projets installés dans l'océan atlantique font usuellement face à des caractéristiques de fonds marins plus complexes, comparées à celles des projets éoliens en mer développés en mer du Nord et dans la Baltique. Les coûts d'investissement totaux sont toutefois très variables et spécifiques à chaque projet.
- (46) Etant donné qu'en France la technologie de l'éolien en mer est en phase de démarrage (aucun parc fonctionnel à ce jour), de nombreuses incertitudes existaient au moment de la soumission des offres et subsistent encore actuellement.
- (47) Selon les autorités françaises, le niveau de tarif reflète le niveau d'incertitude, à l'époque des appels d'offres, présenté entre autres par les facteurs suivants :
- l'absence de finalisation et de fiabilisation de contrats avec les fournisseurs concernant la construction et d'exploitation ;
  - l'absence de la connaissance précise des conditions de site au moment de la remise des offres (i.e., conditions météo-océaniques défavorables, de vent, de sol et sous-sol qui impactent les coûts de fourniture et d'installation des différents composants du parc ainsi que le productible du projet) ;
  - la présence potentielle d'engins explosifs sur les sites ;
  - les innovations techniques concernant les fondations, technologie de câble en développement, méthode d'installation au retour d'expérience limité ;
  - les incertitudes concernant la vitesse moyenne de vent ;
  - la possibilité de retard de la sous-station électrique en mer et du raccordement du parc au réseau de transport d'électricité à terre ;
  - des exigences pour assurer l'acceptabilité des projets par les différentes parties et notamment le maintien d'activité préexistantes aux parcs ;
  - les risques juridiques et administratifs liées aux possibilités de recours ;
  - les aléas inhérents au fait qu'il s'agissait des premiers projets éoliens commerciaux en mer lancés en France.
- (48) Les coûts de production de l'énergie d'installation d'éoliennes en mer dépendent des caractéristiques géologiques et météorologies des sites sélectionnés. Ainsi la côte française présente les particularités suivantes par rapport aux sites éoliens en mer existant en Europe :
- vents plus faible en comparaison des sites en mer du nord baltique ou mer d'Irlande et
  - une nature de sol plus complexe (sols rocheux carbonatés au lieu de sols sableux ou argileux).

---

<sup>10</sup> <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/MTRMR2015.pdf>, p 160-161

- (49) Par ailleurs, les autorités françaises ont exposé que les réglementations nationales combinées aux cahiers des charges des appels d'offres ont également influencé les niveaux de tarif notamment en raison de:
- l'absence d'études météorologique et géologiques préalables par l'Etat sur les six sites avant les deux premiers appels d'offres, obligent les porteurs de projets à réaliser des études complémentaires notamment au sujet du vent, de la houle, du courant, de la bathymétrie et de la sédimentologie ;
  - la nécessité d'enfouissement des câbles sur un sol rocheux (technique de tranchage plus coûteuse) ou l'utilisation de techniques alternatives (enrochement ou utilisation de semi coquilles) et
  - la nécessité de sélectionner et de figer les conditions techniques lors du dépôt des demandes, ce qui limite la capacité des exploitants à bénéficier des progrès techniques du secteur.
- (50) En effet, les autorités françaises ont certifié que les six projets lauréats des appels d'offres lancés en 2011 et 2013 installeront, à partir de 2019 (en fonction des décisions de justice définitives), des turbines de 6 à 8 MW maximum, sans possibilité d'augmentation substantielle de cette puissance du fait du contexte réglementaire. Les deux appels d'offres n°2011/S 126-208873 et n°2013/S 054-088441 étaient conçus de façon à figer rapidement les fournisseurs et les technologies ; les modèles de turbines et les fournisseurs de turbines constituaient des composantes essentielles de ces appels d'offres et de la notation des offres, ne permettant pas de les modifier de façon substantielle. De plus, les six parcs éoliens en mer ont obtenu des autorisations environnementales et d'occupation du domaine public maritime avec un modèle de turbines précis.
- (51) Les autres projets éoliens en mer qui seront construits au même moment en Europe utiliseront des turbines plus modernes, de 10 à 12 MW voire au-delà selon la France, et dont la durée de vie sera plus longue du fait de la maturité des technologies. Ce point est par ailleurs confirmé par les offres soumises dans le cadre de l'appel d'offre de Dunkerque.
- (52) En l'état de la réglementation applicable aux six projets lauréats des appels d'offres lancés en 2011 et 2013 (antérieurement à l'instauration des autorisations dites « à caractéristiques variables » par la loi ESSOC du 10 août 2018), seule une modification mineure des caractéristiques techniques des machines (par exemple l'utilisation d'une turbine de 7 MW plutôt qu'une turbine de 6 MW) est de nature à ne pas remettre en cause les autorisations (initiales devenues définitives) basées sur des études environnementales des impacts. Il en irait différemment dans l'hypothèse d'une modification de machine qui conduirait à remplacer les turbines prévues dans les offres par des machines de dernière génération (puissance unitaire de 10 MW ou plus). En effet, une telle substitution induirait un accroissement significatif des dimensions des éoliennes et donc une modification substantielle des impacts. Cela nécessiterait, dès lors, de remplacer les autorisations initiales par de nouvelles autorisations, délivrées à l'issue d'une nouvelle procédure d'évaluation environnementale d'une durée importante (environ 2 ans) et susceptibles de faire l'objet de recours contentieux, qui retarderaient davantage les projets.
- (53) Les six parcs éoliens lauréats des appels d'offres lancés en 2011 et 2013 seront donc moins rentables que des parcs construits concomitamment mais avec des turbines plus puissantes. Néanmoins, au vu des délais d'obtention des autorisations (environnementale et d'occupation du domaine public maritime), des exigences

pour assurer l'acceptabilité des projets et des risques juridiques et administratifs liées aux possibilités de recours, les autorités françaises ont estimé qu'il était indispensable de poursuivre ces six projets afin de lancer la filière de l'éolien en mer posé en France et de débiter effectivement la réalisation de ces six parcs.

- (54) Les autorités françaises ont précisé que depuis la loi n°2018-727 du 10 août 2018 pour un Etat au service d'une société de confiance (dite "loi ESSOC"), le cadre juridique applicable aux énergies renouvelables en mer a été modifié afin que les nouveaux futurs projets éoliens en mer puissent bénéficier de possibilité d'évolution des autorisations après leur délivrance ; le site de Dunkerque notamment pourra bénéficier de cette évolution juridique (autorisation à caractéristiques variables) contrairement aux six premiers sites pour lesquels toute modification (substantielle ou notable) des données techniques du projet nécessiterait une modification de l'autorisation initiale, risquant d'entraîner des retards supplémentaires de réalisation du projet compte tenu des délais requis pour procéder à une telle modification de l'autorisation et aux risques de recours juridictionnels associés.
- (55) Les autorités françaises ont souligné également qu'en ce qui concerne les coûts des appels d'offres à l'étranger entre 2011 et 2015, les comparaisons sont particulièrement difficiles puisqu'en plus des différences techniques s'ajoutent (comme expliqué ci-dessus) de fortes différences de cadre juridique ou réglementaire pour ces projets, qui rendent les comparaisons encore plus délicates.
- (56) Selon les autorités françaises, la mesure notifiée pour chacun des six sites vise à couvrir, par le biais d'un tarif d'achat fixe, la différence entre le coût de production de l'électricité produite à partir d'installations éoliennes en mer et le prix de marché de l'électricité. Au regard du mécanisme de compensation de la différence entre le coût de production de l'énergie éolienne et le prix de marché de l'électricité, l'aide individuelle notifiée relève de l'Option 1 prévue au point (109) des lignes directrices 2008.
- (57) De plus, les autorités françaises ont attesté que la réglementation prévoit que tout titulaire d'un contrat d'obligation d'achat de plus de 100 kW est obligé de transmettre "chaque année à la Commission de régulation de l'énergie et tient à disposition du ministre chargé de l'énergie le détail des coûts et des recettes relatifs à son installation [...] [et] tient à disposition de la Commission de régulation de l'énergie les documents contractuels et comptables justifiant ces données, qu'il lui transmet sur demande dans un délai d'un mois" (cf. article R. 314-14 du code de l'énergie). Ainsi l'Etat pourra vérifier périodiquement les coûts réels de chacun des projets, tout comme la Commission de Régulation de l'Energie. En cas de refus de transmission de ces données par le producteur, l'Etat pourrait utiliser les pouvoirs de sanction du code de l'énergie pour les obtenir (mise en demeure avec astreinte, amendes, sanctions pécuniaires...).
- (58) Si une modification substantielle des caractéristiques techniques principales du projet par rapport à celles décrites dans la notification, par exemple une évolution significative de la puissance unitaire des turbines ou du nombre de mâts, conduit à une baisse des coûts de ce projet par rapport à ceux ayant servi de base à l'établissement de son tarif d'achat, les autorités françaises s'engagent à procéder à un réexamen de ce tarif pour s'assurer que le taux de rendement interne du projet n'augmente pas de plus de 2 % du fait de cette modification. En pratique, la

législation française définit une "modification substantielle" comme étant une modification qui engendre la nécessité d'obtenir de nouvelles autorisations. Dans un tel cas de figure, après avis de l'autorité de régulation compétente en matière d'énergie, le Ministre en charge de l'énergie notifiera simultanément aux deux Parties les mesures tarifaires qui en résultent par lettre recommandée avec accusé de réception.

## 2.7 Cumul

- (59) Outre l'aide au fonctionnement, EMF bénéficiera pour le site de Fécamp d'une aide à la recherche, au développement et à l'innovation de 600000 euros de la part de la région Haute-Normandie en faveur de son projet de «démonstrateur de fondation gravitaire innovante pour l'éolien en mer»<sup>11</sup>. Cette aide à la recherche, au développement et à l'innovation a été prise en compte dans le business plan et dans le calcul du taux de rendement interne du projet.

## 2.8 Suivi des six mesures individuelles d'aide

- (60) Conformément au point (198) des lignes directrices 2008, la France s'est engagée à tenir des dossiers détaillés sur l'octroi des six mesures d'aide, contenant tous les renseignements nécessaires pour établir les coûts et le caractère proportionné des mesures d'aide et à conserver les dossiers détaillés pendant dix ans à compter de la date d'octroi de l'aide et à fournir les dossiers détaillés à la demande de la Commission.

# 3 APPRECIATION

## 3.1 Existence d'une aide

- (61) Constituent des aides d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE, « dans la mesure où elles affectent les échanges entre États membres, les aides accordées par les États ou au moyen de ressources d'État sous quelque forme que ce soit et qui faussent ou qui menacent de fausser la concurrence en favorisant certaines entreprises ou certaines productions ».

### 3.1.1 Ressources d'Etat et imputabilité

- (62) Les six parcs éoliens en mer bénéficieront d'un soutien au fonctionnement sous la forme de tarifs garantis pour l'électricité qu'ils produiront.
- (63) Les mesures individuelles d'aide au fonctionnement sont instituées par la loi ; elles seront octroyées selon les modalités prévues par l'article L. 311-12 du code de l'énergie qui prévoit qu'EDF et, si les installations de production sont raccordées

---

<sup>11</sup> Cette aide à la recherche a été accordée par la Région Haute Normandie à la société Eoliennes Offshore des Hautes Falaises par le biais du dispositif d'aide aux entreprises Innov'Région et s'inscrit dans le cadre du régime d'aide N520a/2007 du 16 juillet 2008 C(2008)3792 publié le 03/09/2009 sous la référence JOCE C/226/2008.



aux réseaux de distribution dans leur zone de desserte, les entreprises locales de distribution chargées de la fourniture sont tenues de conclure un contrat d'achat de l'électricité avec les candidats retenus dans les conditions fixées par les appels d'offres. Le mécanisme de soutien est imputable à l'Etat puisqu'instauré par le législateur.

- (64) Les tarifs d'achat de l'électricité attribués aux sociétés porteuses des projets sur chacun des six parcs (lors de l'appel d'offres de 2011 et de de 2013) sont supérieurs au prix de marché de l'électricité, ce qui a pour conséquence d'engendrer un surcoût pour les acheteurs obligés. A cet égard, l'article L. 121-7 du code de l'énergie prévoit la compensation intégrale des charges supportées par les acheteurs obligés et en particulier les surcoûts qui résultent des contrats consécutifs à la mise en œuvre de l'obligation d'achat mentionnée à l'article L. 311-10 du même code.
- (65) Ainsi, le surcoût qui résulte de la différence entre le prix d'achat de l'électricité produite par les six parcs éoliens et le coût évité à ces acheteurs, lié à l'acquisition de l'électricité correspondante sur le marché, est compensé par l'Etat. Les articles R. 121-22 à R. 121-33 et notamment l'article R. 121-27 du code de l'énergie précisent le fonctionnement de cette compensation.
- (66) Le financement des charges de service public de l'énergie a été réformé par la loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015. Les charges de service public au titre des contrats d'achat conclus dans le cadre d'appels d'offres pour des énergies renouvelables sont désormais financées par le budget de l'Etat, à travers le compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition Energétique ».
- (67) Chacune des six mesures individuelles d'aide est financée par des obligations d'achat et le versement des tarifs d'achat imposé par l'État à EDF, aux entreprises locales de distribution et aux organismes agréés. Ceux-ci sont à leur tour entièrement indemnisés par des versements prélevés sur le budget de l'État. Le financement des six mesures d'aide repose donc sur les ressources de l'État et elles sont imputables à l'État.

### 3.1.2 *Avantage sélectif*

- (68) Les six tarifs d'achat garantis sont supérieurs aux prix que peuvent espérer les producteurs vendant leur électricité sur le marché. Seuls sont éligibles les producteurs d'électricité lauréats pour construire et exploiter chacun des six parcs éoliens en mer. Chacune de ces six mesures d'aide confère dès lors un avantage sélectif à certains producteurs d'électricité seulement, à savoir ceux produisant de l'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent en mer dans une zone au large de Courseulles-sur-Mer, Fécamp, Saint-Nazaire, Iles d'Yeu / Noirmoutier, Dieppe / Le Tréport et Saint-Brieuc.

### 3.1.3 *Impact sur la concurrence et affectation des échanges*

- (69) L'électricité faisant l'objet d'échanges importants, notamment entre les États membres, la mesure notifiée est susceptible de fausser la concurrence sur le marché de l'électricité et d'affecter les échanges entre États membres. En l'espèce, la France est interconnectée avec le Royaume-Uni, la Belgique, l'Allemagne, l'Italie

et l'Espagne. La mesure est donc susceptible de fausser les échanges d'électricité entre la France et les États membres voisins.

### 3.1.4 Conclusion

- (70) En conclusion, chacune de ces six mesures individuelles constitue une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE.

## 3.2 Légalité

- (71) Les six mesures individuelles d'aide ont été accordées respectivement aux six bénéficiaires préalablement à leur notification respective à la Commission (décrite aux considérants (1) à (3)). En effet, comme mentionné aux considérants (11) et (12), l'exploitation du lot groupant les parcs de Saint-Nazaire, Fécamp et Courseulles-sur-Mer a été octroyée par lettre du Ministre de l'Ecologie et du Développement durable le 23 avril 2012 et l'exploitation du site Saint Briec a également été octroyée le 23 avril 2012. D'autre part, l'exploitation des deux sites Iles d'Yeu / Noirmoutier et de Dieppe / Le Tréport a été octroyée le 3 juin 2014. De ce fait les six mesures d'aide individuelle étaient déjà octroyées lors de leur notification respective.

- (72) Dans la mesure où les six mesures individuelles d'aide notifiées ont été octroyées avant l'approbation de la Commission, les autorités françaises n'ont pas rempli leurs obligations résultant de l'article 108, paragraphe 3 du TFUE.

- (73) En outre, conformément au point (160) b) iii) des lignes directrices 2008, les États membres devaient notifier à l'avance toute aide individuelle au fonctionnement en faveur de la production d'électricité renouvelable lorsque l'aide est octroyée à des installations de production d'électricité renouvelable sur un site où la capacité de production d'électricité renouvelable est supérieure à 125 MW.

## 3.3 Compatibilité de l'aide

### 3.3.1 Base juridique et objectif d'intérêt commun

- (74) Aux termes de l'article 107, paragraphe 3, sous c) du TFUE, les aides destinées à faciliter le développement de certaines activités ou de certaines régions économiques peuvent être considérées comme compatibles avec le marché intérieur, quand elles n'altèrent pas les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun.

- (75) S'agissant d'aide au fonctionnement pour la production d'énergies renouvelables, la Commission a précisé les conditions de l'article 107, paragraphe 3, sous c) TFUE au Chapitre 3, section 3.1.6.2 (aide au fonctionnement en faveur des énergies renouvelables) et section 3.2 (effet incitatif et nécessité de l'aide) des lignes directrices 2008 car comme mentionné ci-dessus au considérant (71) les mesures d'aide ont été accordées respectivement le 23 avril 2012 et le 3 juin 2014. Les lignes directrices 2014 ne sont en effet pas d'application car celles-ci s'appliquent à compter du 1er juillet 2014 comme précisé en leur point (246). Elles précisent encore en leur point (248) que les aides illégales à l'énergie de ce type seront appréciées sur la base des règles en vigueur à la date à laquelle elles ont été

octroyées, conformément à la **communication de la Commission sur la détermination des règles applicables à l'appréciation des aides d'État illégales**<sup>12</sup>.

- (76) Les lignes directrices 2008 prévoient en leur point (109) qu'une aide au fonctionnement peut être accordée pour la production d'énergie renouvelable pour compenser la différence entre le coût de production de l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables, y compris l'amortissement des investissements supplémentaires pour la protection de l'environnement, et le prix de marché du type d'énergie en cause. Cette aide au fonctionnement peut être accordée jusqu'à ce que l'installation ait été complètement amortie selon les règles comptables ordinaires. L'aide peut aussi couvrir la rentabilité normale de l'installation.
- (77) L'énergie du vent est considérée comme une source d'énergie renouvelable au sens du point (109) (lu en combinaison avec le point (70) 5) des lignes directrices 2008. La Commission a dès lors examiné chacune des six mesures de soutien à l'éolien en mer à l'aune de la section 3.1.6.2. des lignes directrices 2008.
- (78) Conformément au point (167) des lignes directrices 2008, chacune des six mesures participent à respecter les normes nationales relatives à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité fixant les objectifs de puissance installée par source d'énergie renouvelable et les objectifs définis au niveau de l'Union européenne. **La France affirme** que ces six projets aideront à atteindre son objectif en matière d'énergies renouvelables, établi dans la directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables<sup>13</sup> et visant à porter la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale à 32% en 2030.
- (79) **Le développement des énergies renouvelables participe à la lutte contre le changement climatique**, qui relève des objectifs prioritaires des politiques publiques menées en France et en Europe.

### 3.3.2 Nécessité et effet incitatif de l'aide

- (80) **La Commission estime que la mesure notifiée est nécessaire et remédie à une défaillance du marché.**
- (81) Comme démontré par les autorités françaises et expliqué ci-dessus aux considérants (19) à (21), la production d'énergie éolienne en mer conduit à augmenter de manière significative les coûts de production par rapport au mode classique de production de l'électricité, et est également plus coûteuse que l'énergie éolienne terrestre<sup>14</sup>. Les mesures d'aide relative à ces six parcs éoliens en mer sont les premiers projets octroyés en France (en 2012 et 2014) et aucun projet privé sans support d'Etat n'a été initié jusqu'au présent. La nécessité de l'aide résulte du constat que les coûts de production sont supérieurs au prix du marché de l'électricité. Par ailleurs, un calcul de rentabilité d'une éolienne fonctionnant normalement sur base du seul prix du marché aboutit à une rentabilité négative.

<sup>12</sup> JO C 119 du 22.5.2002, p. 22.

<sup>13</sup> Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE.

<sup>14</sup> <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=URISERV%3Aen0001>

- (82) Les tarifs respectifs retenus par les autorités françaises permettent par contre d'atteindre une rentabilité suffisante mais nécessaire pour inciter les opérateurs à entamer des projets éoliens en mer.
- (83) Les **autorités françaises soutiennent qu'il est évident** qu'un projet d'éoliennes en mer ne peut être entrepris sans aide, étant donné que les coûts de production sont significativement plus élevés que le prix du marché pour l'électricité.
- (84) En effet s'agissant de l'évolution du prix de marché de l'électricité, les prévisions reposent nécessairement sur des hypothèses couvrant une période d'au moins vingt ans, voire de trente ans si l'on prend en considération les années de développement et de construction ainsi que les dernières années d'exploitation du parc éolien en mer au-delà du terme du contrat d'achat de l'électricité.
- (85) Les autorités françaises ont démontré que les LCOE respectifs des six projets de production d'énergie éolienne en mer sont nettement plus élevés que le prix du marché escompté. Les autorités françaises ont fourni une estimation du prix du marché s'élevant à 40 EUR/MWh. La valeur de ce prix de marché, sur la durée du contrat d'achat, est estimée en moyenne à 51 EUR/MWh et est nettement inférieure aux LCOE respectifs de chacun des projets.
- (86) En l'absence d'aide d'État et sur la base d'une actualisation des flux de trésorerie sur la durée de vie des projets, la France a démontré que la valeur actuelle nette de chacun des projets serait négative. **En conclusion, en l'absence d'aide ces six projets n'auraient pas vu le jour. On peut donc conclure que la mesure est nécessaire et assure un effet incitatif.**

### 3.3.3 Proportionnalité de l'aide

- (87) En référence au point (174) des lignes directrices 2008, une mesure d'aide d'État est proportionnée si l'État membre peut démontrer que l'aide est nécessaire, que son montant est limité au minimum et que le processus de sélection est proportionné.
- (88) Dans son analyse, la Commission a considéré les éléments suivants:
- les coûts admissibles doivent être limités aux coûts supplémentaires nécessaires pour atteindre le niveau de protection de l'environnement ;
  - le processus de sélection doit se dérouler de façon non discriminatoire, transparente et ouverte; et
  - l'aide doit être limitée au minimum, c'est-à-dire que le montant de l'aide n'excède pas le manque de rentabilité escompté, y compris une rentabilité normale au cours de la période durant laquelle l'investissement est pleinement amorti.**
- (89) Bien que les lignes directrices 2008 ne requièrent pas que les aides aux énergies renouvelables soient accordées sur la base d'appel d'offres, la France a néanmoins organisé deux appels d'offres pour sélectionner les six projets à soutenir. Cependant, la Commission a réalisé son analyse de la proportionnalité sur la base d'une comparaison coûts / bénéfices pour s'assurer que les bénéficiaires ne soient pas surcompensés et qu'ils reçoivent un taux de rendement raisonnable. La Commission a en effet estimé que le fait que les appels d'offres utilisent un critère de prix dont la pondération n'était que de 40 % dans la notation des offres et le fait

qu'il n'y ait qu'un nombre limité d'offres par site ne garantissaient pas en l'espèce que le montant de l'aide soit limité au minimum. D'autre part, comme explicité aux considérants (17) à (20), les tarifs ont été adaptés à la baisse suite aux renégociations.

- (90) Compte tenu des informations fournies par la France, la Commission considère que l'aide accordée pour la mesure envisagée est proportionnelle pour les motifs suivants :
- (91) Les autorités françaises ont fourni des informations crédibles, selon lesquelles les coûts admissibles sont effectivement limités aux coûts supplémentaires nécessaires pour atteindre le niveau de protection de l'environnement supérieur. En particulier, il a été établi que les aides individuelles pour les six parcs sont conçues de telle sorte que la compensation est accordée pour la différence entre le coût de production de l'énergie renouvelable éolienne, y compris l'amortissement des investissements, et le prix du marché de l'énergie en cause, c'est-à-dire le prix de l'électricité de base. Il peut donc être conclu que chacune des six mesures garantit de manière satisfaisante le calcul précis des coûts admissibles.
- (92) Par ailleurs, s'agissant du processus de sélection, les exploitants ont été sélectionnés à l'issue de l'appel d'offres n°2011/S 126-208873 et n°2013/S 054-08844.
- (93) Les deux procédures d'appel d'offres sont encadrées par le décret du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité (dans sa version en vigueur au moment du lancement de l'appel d'offres de 2011) et par les articles L. 311-10 et suivants du code de l'énergie. Le cahier des charges de chacun de ces appels d'offres a fait l'objet d'un avis au journal officiel de l'Union européenne et a également été publié sur le site internet de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)<sup>15</sup> et <sup>16</sup>.
- (94) Durant la phase de candidature, la communication entre les candidats potentiels et les autorités françaises est encadrée afin de s'assurer de la transparence de la procédure. La CRE s'est assurée de l'éligibilité de chaque offre avant de les analyser sur la base des critères prédéfinis dans le cahier des charges. Chaque offre a fait ainsi l'objet d'une fiche d'instruction transmise par la CRE au ministre compétent. Il peut donc être conclu que le processus de sélection s'est déroulé de façon non discriminatoire, transparente et ouverte conformément au point (174) b) des lignes directrices 2008.

Absence de surcompensation - Conformité au point (109), option 1 a) des lignes directrices 2008

- (95) La Commission constate que le tarif d'achat a été conçu pour subventionner les surcoûts de production de la production d'énergie renouvelable ; l'aide reste donc limitée au minimum.
- (96) Comme mentionné au considérant (19), les projections financières fournies par les autorités françaises confirment que chacune des six mesures individuelles d'aide conduit à la réalisation d'un taux de rendement similaire à ce qui est requis pour le

<sup>15</sup> <http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres/appel-d-offres-portant-sur-des-installations-eoliennes-de-production-d-electricite-en-mer-en-france-metropolitaine>

<sup>16</sup> <https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/Appel-d-offres-portant-sur-des-installations-eoliennes-de-production-d-electricite-en-mer-en-France-metropolitaine2>

même type de projet, développé ailleurs en Europe, compte tenu du caractère innovateur et du niveau de risque rencontré en France.

- (97) En conformité avec les lignes directrices 2008 une aide au fonctionnement peut être accordée pour compenser la différence entre le coût de production de l'énergie à partir de sources d'énergie renouvelables, y compris l'amortissement des investissements supplémentaires consentis pour protéger l'environnement, et le prix du marché du type d'énergie en cause.
- (98) Il est également précisé que : « cette aide au fonctionnement peut être accordée jusqu'à ce que l'installation ait été complètement amortie selon les règles comptables ordinaires. L'énergie supplémentaire produite par l'installation en cause ne pourra bénéficier d'aucun soutien. Toutefois, l'aide peut aussi couvrir la rentabilité normale de l'installation. »
- (99) L'aide est accordée sous forme de tarifs d'achat. Ceux-ci intègrent le prix de marché et couvrent également les surcoûts résultant de la production d'énergie renouvelable produite par des installations utilisant l'énergie mécanique du vent en mer.
- (100) L'aide est accordée sur une durée maximale de 20 ans correspondant également à la période d'amortissement des investissements. Comme explicité aux considérants (23) et (24) de la présente décision, cette durée de 20 ans pourrait être réduite de 2 à 3 ans selon les projets. Après 20 ans, l'énergie produite par les parcs ne bénéficiera plus du tarif d'achat et sera revendue à des conditions de marché.
- (101) La Commission a vérifié les calculs détaillés du plan d'affaires respectif de chacun des projets, fourni par les autorités françaises. Ces calculs reprennent tous les flux financiers annuels pendant toute la durée de vie du projet. Ils détaillent les rubriques de coûts et rentrées. La Commission a aussi vérifié les données utilisées pour les calculs et que la France tient compte du tarif et de son indexation en cours de contrat pour les calculs du taux de rendement attendu pour chacun des projets.
- (102) Compte tenu des investissements, des frais de fonctionnement et du prix d'achat garanti de l'énergie produite relatifs à chacun des projets, le taux de rendement interne de chacun des projets après impôts des projets s'établit entre 6.74% et 7,95% (voir tableau détaillé au considérant (19) ci-dessus).
- (103) Le taux de rendement attendu pour chacun des projets reflète un niveau de rentabilité normal qu'un investisseur avisé pourrait attendre d'un investissement similaire compte tenu du caractère innovateur et du niveau de risque rencontré. Il correspond également aux taux de rendement attendus par d'autres projets d'éolien en mer développés en Europe.
- (104) La Commission souligne que le niveau de coûts de ces six projets est à priori élevé au regard d'autres projets éoliens en mer développés à l'heure actuelle avec des technologies plus récentes dans d'autres pays européens mais également en France. Cependant ce niveau de coûts s'explique par le stade initial du développement (connaissances techniques et cadre juridique) de l'éolien en mer posé en France lors des deux appels d'offres. Comme expliqué par les autorités françaises ci-dessus aux considérants (50) à (54), le cadre juridique prévalant avant la loi ESSOC a en effet conditionné les demandes d'autorisations qui sont liés à des turbines précises et de faible puissance au regard des modèles développés

actuellement (12 MW). En effet, ces six projets sont caractérisés par des technologies qui mettent en œuvre des turbines d'une puissance de 6 à 8 MW maximum (dans un parc de puissance totale inférieure à 500 MW) et ce pour la première fois, **sans expérience des conditions réelles de vent et des fond marins.**

(105) De plus, comme explicité au considérant (58), si une modification substantielle des caractéristiques techniques principales d'un projet par rapport à celles décrites dans la notification, par exemple une évolution significative de la puissance unitaire des turbines ou du nombre de mâts, conduit à une baisse des coûts de ce projet par rapport à ceux ayant servi de base à l'établissement de son tarif d'achat, les autorités françaises s'engagent à procéder à un réexamen de ce tarif pour s'assurer que le taux de rendement interne du projet n'augmente pas de plus de 2 % du fait de cette modification<sup>17</sup>. En pratique, la législation française définit une "modification substantielle" comme étant une modification qui engendre la nécessité d'obtenir de nouvelles autorisations. Dans un tel cas de figure, après avis de l'autorité de régulation compétente en matière d'énergie, le Ministre en charge de l'énergie notifiera simultanément aux deux Parties les mesures tarifaires qui en résultent par lettre recommandée avec accusé de réception.

(106) Sur base de ces éléments, la Commission conclut que les six mesures individuelles de soutien à l'éolien en mer posé sont proportionnelles, **maintenues au minimum nécessaire** et conformes au point (109) option 1 a) des lignes directrices 2008 et que les mesures planifiées visant à surveiller les coûts sont aptes à prévenir les risques de surcompensation.

#### 3.3.4 *Distorsion de la concurrence et des échanges*

(107) La Commission considère que les aides à finalité environnementale tendront, de par leur nature même, à favoriser les **technologies et les produits respectueux de l'environnement** au détriment d'autres technologies et produits plus polluants. En outre, les effets de l'aide étant liés de façon inhérente à l'objectif même de l'aide, ils ne seront en principe pas considérés comme une distorsion induite de la concurrence.

(108) La Commission note que la capacité totale des six projets (quasi 3 GW) et que le volume d'électricité produit (**10,8 TWh d'électricité par an**) **sont négligeables par rapport à la taille du marché français de l'électricité**; ce volume représente environ 2% de la production totale annuelle d'électricité en France. L'aide en faveur des six parcs n'aura qu'un effet limité sur les échanges entre les Etats membres, au vu de la quantité d'énergie produite.

#### 3.3.5 *Mise en balance des effets induits par la mesure*

(109) A l'issue de l'analyse développée ci-dessus, le risque de distorsion de concurrence sur le marché de l'électricité et l'effet sur le commerce résultant des six mesures d'aide seront très limités compte tenu de la capacité de production des six parcs comparativement au marché français.

---

<sup>17</sup> Pour illustrer le calcul des 2% relatif au projet Saint-Brieuc (à titre d'exemple), la situation couvre le passage du taux de rendement interne de ce projet de [6,50-8,00] % à [8,50-10,00] %.

- (110) Par ailleurs l'aide est limitée au surcoût induit par la technologie de l'éolien en mer et représentant un désavantage en termes de coût de production de l'électricité par rapport à la production issue de sites traditionnels plus polluants.
- (111) Enfin, l'aide garantit des effets positifs pour l'environnement en tant qu'énergie renouvelable et contribuera à la réalisation des objectifs fixés par l'Union Européenne et la France pour la réduction des émissions de CO2 et à l'accroissement de la part des énergies renouvelables. En outre, comme indiqué au considérant (106), le montant de l'aide pour chacun des sites est maintenu au minimum nécessaire.
- (112) Pour toutes ces raisons, il est conclu que les effets positifs sur l'environnement de chacune de ces six mesures l'emportent sur les éventuels effets négatifs de distorsion limitée de la concurrence.

### 3.3.6 Conformité avec d'autres dispositions du TFUE

- (113) La Commission a examiné la compatibilité de l'aide, et son mode de financement, avec les articles 30 et 110 du TFUE.
- (114) Comme indiqué au considérants (33) à (35) et suivants, la mesure sera financée par le budget de l'État, les dépenses liées à la mesure de soutien étant financés à partir du programme d'investissement d'avenir et par le compte CAS Transition Energétique, qui est alimenté depuis le 1er janvier 2017 par les taxes intérieures de consommation sur les produits pétroliers et assimilés (TICPE) et sur les houilles, lignites et cokes (TICC).
- (115) Le financement de l'aide d'État n'entraîne donc pas un risque de discrimination de l'électricité importée qui ne bénéficiera pas du soutien en cause **puisque le financement repose sur une taxe intérieure ne frappant pas l'électricité.**

### 3.3.7 Conclusion concernant la compatibilité de l'aide

- (116) À la lumière des considérations qui précèdent, la Commission conclut que chacune des six mesures d'aide au fonctionnement notifiée poursuit un objectif d'intérêt commun d'une manière nécessaire et proportionnée sans fausser indûment la concurrence ni les échanges, et qu'elle est par conséquent compatible avec le marché intérieur sur le fondement des lignes directrices 2008.

## 4 CONCLUSIONS

- (117) Eu égard aux éléments qui précèdent, la **Commission a décidé de ne pas soulever d'objections au regard de l'aide d'Etat notifiée** au motif qu'elle est compatible avec le marché intérieur en vertu de l'article 107, paragraphe 3, alinéa c du TFUE.
- (118) Dans le cas où la présente lettre contiendrait des éléments confidentiels qui ne doivent pas être divulgués à des tiers, vous êtes invité à en informer la Commission, dans un délai de quinze jours ouvrables à compter de la date de sa réception. Si la Commission ne reçoit pas de demande motivée à cet effet dans le délai prescrit, elle considérera que vous acceptez la publication du texte intégral de



la lettre dans la langue faisant foi à l'adresse internet suivante:  
<http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/index.cfm>.

Cette demande devra être envoyée par courriel à l'adresse suivante:

Commission européenne  
Direction générale de la concurrence  
Greffes des aides d'État  
1049 Bruxelles  
[Stateaidgreffe@ec.europa.eu](mailto:Stateaidgreffe@ec.europa.eu)

Veillez croire, Monsieur le Ministre, à l'assurance de ma haute considération

Par la Commission

Margrethe VESTAGER  
Membre de la Commission