

LE RÉSEAU EN MER

6. LE RÉSEAU EN MER :

DE NOUVELLES INFRASTRUCTURES SERONT DÉVELOPPÉES POUR ÉVACUER EFFICACEMENT LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE EN MER

SYNTHÈSE

Le développement des énergies marines renouvelables, et en particulier de la filière éolienne en mer, constitue un des axes forts de la politique de diversification du mix électrique français. La France dispose d'une façade maritime exposée à des régimes de vent très favorables et donc d'un fort potentiel pour la production d'énergie par des éoliennes en mer, qu'elles soient posées ou flottantes.

Alors qu'aucun parc éolien en mer n'est aujourd'hui installé au large des côtes françaises, les objectifs annoncés par le Gouvernement dans le projet de PPE publié début 2019 visent une capacité en service d'environ 5 GW à l'horizon 2028, et pouvant atteindre de l'ordre de 10 GW à l'horizon 2035. Selon les dernières annonces du Gouvernement, ces objectifs seront rehaussés dans la version finale de la PPE, au vu de la baisse importante des coûts de la filière observée récemment.

Six premiers projets de parcs éoliens en mer, de technologie posée et d'une capacité unitaire de l'ordre de 500 MW chacun, ont été attribués à l'issue de deux appels d'offres (AO1 et 2) en 2012 et 2014. Ces projets ont connu d'importants retards, liés en particulier aux délais des procédures d'autorisation et aux nombreux recours ayant porté sur ces autorisations. Leur mise en service est désormais annoncée à partir de 2022.

Au cours des deux dernières années, le cadre législatif et réglementaire a été clarifié et simplifié et la renégociation des contrats entre l'État et les lauréats des premiers appels d'offres a abouti, permettant de mettre la filière en ordre de marche pour la construction des premiers parcs. En parallèle, le développement de plusieurs parcs pilotes

pour l'éolien a été lancé pour contribuer à l'essor d'une filière industrielle française spécifique à cette technologie. **La dynamique pour raccorder une dizaine de parcs éoliens en mer à moyen terme est désormais enclenchée.**

Le nouveau cadre législatif a élargi la responsabilité de RTE en matière de raccordement des parcs en mer. Pour les nouveaux appels d'offres, à partir de l'AO3, la loi « hydrocarbures » prévoit que RTE prenne en charge l'ensemble des dépenses de raccordement *via* le TURPE, et soit logiquement maître d'ouvrage sur l'ensemble du raccordement, y compris le poste en mer. Ces dispositions visent à permettre la mutualisation de certaines infrastructures et donc l'optimisation des coûts de raccordement. La loi ESSOC d'août 2018 a encore élargi la prise en charge du raccordement aux AO1 et 2 (hors poste en mer qui reste sous la responsabilité des lauréats) pour contribuer à la renégociation des contrats par le Gouvernement.

Les coûts de raccordement n'apparaissent désormais plus dans les tarifs d'achat de l'éolien en mer communiqués publiquement. Ils ne seront donc plus couverts par le soutien public aux EnR mais répercutés aux consommateurs *via* le TURPE : ils constitueront toujours une composante significative du coût complet de l'éolien en mer. **L'optimisation des coûts de raccordement de l'éolien en mer constitue donc une condition cruciale pour développer de manière pérenne la filière mais également pour maîtriser la facture énergétique des consommateurs.**

Pour ce faire, RTE a engagé depuis plusieurs mois des analyses approfondies sur l'évaluation

des coûts de raccordement des parcs éoliens en mer et sur les leviers de maîtrise des coûts envisageables.

D'une part, des travaux méthodologiques approfondis ont été menés pour affiner et actualiser l'évaluation des coûts unitaires des projets de raccordement en mer, en y intégrant un chiffrage détaillé des risques associés à ces projets atypiques *via* une méthode probabiliste. **Cette évaluation actualisée permet de disposer de références de coûts cible plus robustes, et permettant d'analyser les enjeux industriels et financiers associés au raccordement de l'éolien en mer en France à long terme.**

Ces références de coûts sont par ailleurs appuyées sur un benchmark européen, qui montre que les coûts de raccordement unitaires projetés par RTE se situent dans la fourchette des coûts observés ailleurs en Europe, soit de l'ordre de 800 k€/MW (pour l'éolien posé) en comptant le coût du poste en mer.

D'autre part, **RTE a identifié plusieurs leviers d'optimisation dont la mise en œuvre est rendue possible par la réforme du raccordement :**

- ▶ le développement de plateformes mutualisées et modulaires («hubs») ;
- ▶ l'adaptation de la taille des parcs à la capacité standard des matériels (câbles ou postes) afin d'éviter certains effets de seuil (par exemple, une puissance d'évacuation de 900 MW nécessite généralement le déploiement de seulement trois câbles contre au moins quatre câbles pour une puissance légèrement supérieure) ;
- ▶ la standardisation de certaines infrastructures déployées.

Pour les parcs à partir de l'AO4, ces leviers peuvent permettre une économie significative sur les coûts de raccordement pouvant atteindre environ 15%. Ils pourront également limiter le nombre d'infrastructures à développer et donc les impacts environnementaux associés. **Ces résultats sont conditionnés à la mise en œuvre d'une planification dans la durée des futurs parcs par l'État et à des choix de localisation, dans l'espace et dans le temps, permettant la mutualisation et la standardisation des infrastructures de raccordement.**

Dans cette optique, RTE propose de mettre en place, en amont des prochaines révisions de la PPE, des plans de développement du réseau en mer pour chacune des façades. Leur élaboration serait réalisée par RTE sous l'égide des pouvoirs publics et en concertation avec les acteurs du secteur et acteurs locaux, sur la base de la volonté des pouvoirs publics et à l'issue des phases de participation du public organisées par façade maritime. Les plans de développement du réseau en mer auraient pour objectif d'éclairer le débat (i) en précisant les impacts des choix de localisation des futurs parcs sur les solutions et les coûts de raccordement qui en découleraient et (ii) en mettant en évidence les possibilités de mutualisation et d'optimisation des solutions de raccordement. Il pourrait également permettre à terme de sécuriser une capacité d'accueil avec le préavis suffisant, ce qui donnerait corps à la planification conjointe nécessaire pour atteindre les objectifs d'intégration rapide des énergies marines.

D'ici 2035, les investissements nécessaires pour le raccordement de 10 GW d'éolien en mer seront compris entre 7 Md€ (dans le cas où le développement des parcs éoliens en mer fait l'objet d'une planification adéquate et où les leviers de mutualisation peuvent être activés) et 8 Md€ (dans le cas où les leviers d'optimisation des coûts ne seraient pas accessibles). Dans l'hypothèse où les objectifs de développement de l'éolien en mer seraient fortement rehaussés dans la version finale de la PPE et s'approcheraient de la trajectoire du scénario *Ampère* du Bilan prévisionnel (15 GW installés en 2035), les dépenses d'investissement pour le raccordement des parcs pourraient atteindre près de 12 Md€ sur la période 2021-2035.

Ces montants apparaissent désormais dans les trajectoires d'investissement de RTE et sont imputés au TURPE depuis la réforme du raccordement. Ils représentent des volumes significatifs – plus de 500 M€ par an sur la période, dès la prochaine période quinquennale – au regard des montants d'investissement annuels historiques de RTE, et expliquent en grande partie la hausse des investissements prévus par RTE au cours des prochaines années. **Ces montants ne constituent toutefois pas un surcoût pour le consommateur mais un transfert du budget de l'État (ancien cadre) vers le TURPE (cadre post-loi ESSOC).**

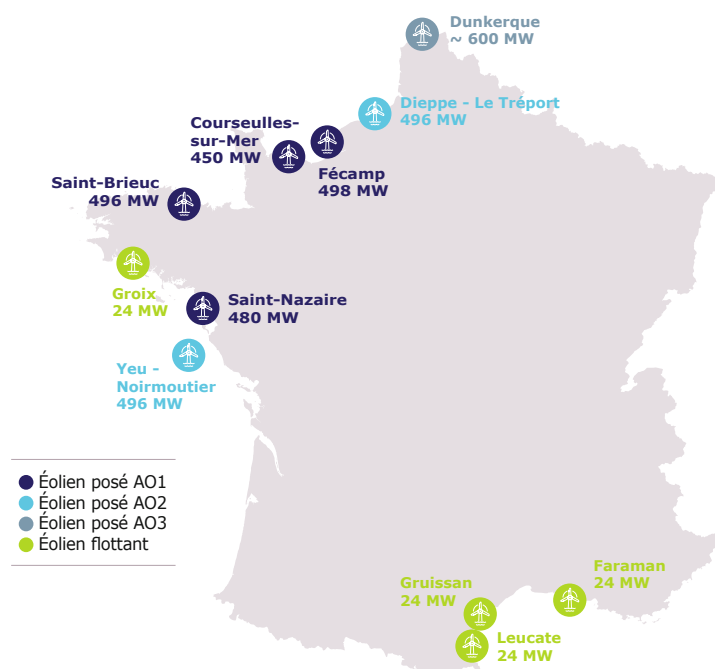
6.1 Le développement des énergies marines renouvelables constitue une priorité de l'action publique dans le secteur de l'énergie

Avec un espace maritime métropolitain de 375 000 km², des régimes de vent favorables et un réseau de transport d'électricité robuste, la France dispose d'un fort potentiel de développement pour les énergies renouvelables en mer. La production d'énergie par des éoliennes en mer (ou *offshore*), qu'elles soient posées ou flottantes, fait partie des technologies les plus prometteuses.

Depuis le premier parc éolien en mer développé au Danemark en 1991 d'une puissance de 4,95 MW et raccordé en 10 kV, les technologies ont fortement évolué : en 2017, la puissance moyenne des parcs mis en service en Europe était de 493 MW pour un raccordement type en 225 kV et certains projets excèdent parfois même 700 MW voire 1 000 MW¹.

La contribution des énergies renouvelables en mer à la production d'électricité nationale est potentiellement significative : installés au large, les parcs permettent de capter des vents plus soutenus et plus réguliers, bénéficiant ainsi d'un facteur de charge moyen plus élevé et plus stable que les énergies renouvelables terrestres : entre 39 et 42 % pour l'éolien en mer selon l'ADEME (facteurs de charge susceptibles d'augmenter avec l'évolution des technologies d'éoliennes en mer) contre 27 % au maximum pour le terrestre². Les scénarios publiés par RTE dans le Bilan prévisionnel 2017 prévoient ainsi que l'éolien en mer puisse devenir une composante significative du mix de production français, avec une production comprise entre 29 TWh (*Volt*) et 47 TWh (*Ampère*) à l'horizon 2035, soit une part de 5 % à 7 % de la production nationale.

Figure 6.1 Projets de raccordement de parcs éoliens en mer



Le projet de PPE publié début 2019 précise les ambitions françaises en matière de capacité d'énergies renouvelables en mer, avec 2,4 GW mis en service en 2023 et entre 4,7 et 5,2 GW d'ici 2028. Il prévoit également le lancement de plusieurs appels d'offres dans les dix prochaines années, permettant d'atteindre près de 10 GW mis en service à l'horizon 2035, soit un volume identique à celui du scénario *Volt*. Le délai entre la désignation du lauréat et la mise en service est évalué à environ six à sept ans, en intégrant les délais associés aux différentes procédures réglementaires (déclaration d'utilité publique, concession d'utilisation du domaine public maritime, autorisation environnementale...) et la durée de construction du parc (et du raccordement).

Les analyses sur le raccordement des énergies marines ont été réalisées sur les scénarios *Ampère* et *Volt*, ainsi que sur le scénario résultant du projet de PPE publié début 2019. Toutefois, suite à l'attribution d'un nouveau parc éolien en mer d'environ 600 MW à Dunkerque (AO3) à un prix d'achat garanti de 44 €/MWh sur 20 ans, en forte baisse par rapport aux appels d'offres précédents, le Gouvernement a annoncé en juin 2019 une accélération du déploiement de l'éolien en mer. Le volume de capacité d'énergies marines attribué par appel d'offres serait ainsi porté à 1 000 MW par an, dès les prochaines années. Ceci

1. Hornsea One en Grande Bretagne (Ørsted) détient le record en Europe avec 1,2 GW.

2. ADEME : Caractérisation des innovations technologiques du secteur de l'éolien et maturités des filières, sept. 2017

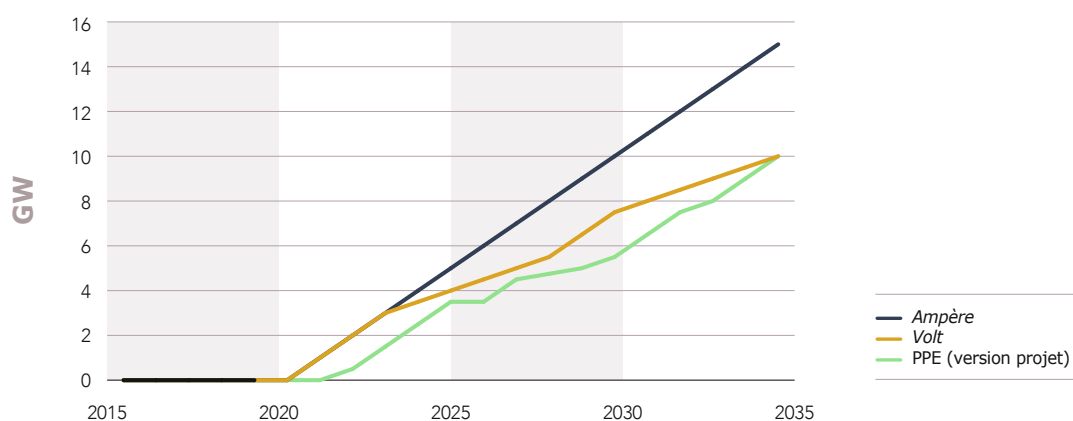
Tableau 6.1 Calendrier des projets issus des appels d'offres passés et prévus par le projet de PPE

Année d'attribution	2012	2014	2016	2019	2020	2021	2022	2023	2024	>2025
Éolien posé	1900 MW AO1	1000 MW AO2		~600 MW AO3 Dunkerque	~1000 MW AO4 Normandie					1000-1500 MW
Éolien flottant			96 MW Appel à projet fermes pilotes			~250 MW Bretagne	~250 MW Méditerranée		~250 à 500 MW selon les prix	1 projet de 500 MW à 1000 MW par an

Tableau 6.2 Annonces du Gouvernement du 14 juin 2019

Année d'attribution	2020	2021	2022	2023	2024
Éolien en mer (posé et flottant)		~1000 MW AO4 Normandie			
		1000 MW par an en moyenne dont : Oléron (date AO à définir, posé, 500-1000 MW) Bretagne Sud (2021, flottant, 250 MW) Occitanie (date AO à définir, flottant 250 MW) Provence-Alpes-Côte d'Azur (date AO à définir, flottant 250 MW) Parcs flottants ayant vocation à être étendus à au moins 750 MW, en cas de bonne performance sur les tarifs, afin de bénéficier de raccordements mutualisés			

Figure 6.2 Trajectoires d'évolution des capacités installées d'éolien en mer dans les différents scénarios



conduirait à une capacité installée rehaussée par rapport au projet de PPE et pouvant atteindre 12 à 13 GW en service à l'horizon 2035, soit un niveau intermédiaire entre les scénarios *Volt* et *Ampère*. Les objectifs d'appels d'offres détaillés année par année et les façades concernées doivent encore être précisés dans la version finale de la PPE prévue fin 2019.

Le développement de la filière éolienne en mer en France a longtemps été marqué par un contexte d'incertitude. Malgré le lancement de deux appels d'offres en 2011 et 2013, les premiers projets de parcs éoliens en mer connaissent des retards très importants, liés à la durée d'obtention des autorisations administratives et à la durée de traitement des recours contentieux. Les récentes réformes,

applicables à compter de l'AO3, ont permis de clarifier et de simplifier les cadres réglementaire et juridique, notamment en plaçant la participation du public en amont du choix des zones d'implantation, en instaurant le concept de « permis enveloppe » et en confiant la responsabilité globale du raccordement à RTE.

Les enjeux du SDDR sur ce volet apparaissent donc clairs : il s'agit de déterminer les modalités techniques, industrielles, économiques et sociétales permettant de développer et raccorder en 15 ans un volume compris entre 10 et 15 GW d'éolien offshore, via la construction d'un réseau en mer nouveau, en partant d'une situation où aucun parc n'est aujourd'hui raccordé.

6.2 À court-moyen terme : la dynamique de raccordement des parcs éoliens est enclenchée

Le raccordement de onze parcs éoliens en mer est prévu sur les cinq prochaines années

Six projets de parcs éoliens en mer posés ont été retenus successivement en 2012 et en 2014 au cours des AO1 et AO2. Un troisième appel d'offres mené au cours des derniers mois a été conclu par l'attribution en juin 2019 d'un septième parc prévu au large de Dunkerque pour une capacité d'environ 600 MW.

S'agissant de la filière d'éolien flottant, un appel à projets lancé en 2015 a conduit à engager la réalisation de quatre fermes pilotes.

La trajectoire de développement de l'éolien en mer en France à moyen terme repose sur la mise en service de projets bien identifiés :

- Entre 2022 et 2025 : six parcs d'éoliennes posées en mer, pour un volume total de 3 GW (en moyenne environ 500 MW par parc), retenus entre 2012 et 2014 à l'issue de l'AO1 (quatre zones : Saint-Nazaire, Fécamp, Courseulles-sur-Mer et Saint-Brieuc) et de l'AO2 (deux zones : Dieppe-Le Tréport, îles d'Yeu/Noirmoutier) ;

- À partir de 2021 : quatre parcs pilotes d'éoliennes flottantes (Gruissan, Groix, Faraman, Leucate) de 24 MW chacun, à l'issue d'un appel à projets attribué en juillet et novembre 2016 ;
- À l'horizon 2025-2026 : un nouveau parc d'éoliennes en mer dans la zone de Dunkerque dans le cadre de l'AO3.

Dans les années à venir, cette trajectoire sera complétée par les appels d'offres annoncés par le Gouvernement. La localisation exacte des sites qui accueilleront les futurs parcs éoliens en mer n'est pas connue à ce stade. Toutefois, la concertation menée en 2017 et 2018 dans le cadre de l'élaboration des documents stratégiques de façade (DSF) a introduit une réflexion sur la localisation des énergies marines à l'échelle de chacune des quatre façades maritimes de la France métropolitaine : Manche Est - mer du Nord, Nord Atlantique - Manche Ouest, Sud Atlantique, Méditerranée. Ces documents ont établi une « carte des vocations » et permettent ou permettront d'identifier des macro-zones propices pour l'accueil des futurs parcs éoliens en mer.

La suite de cette section détaille l'état des projets en cours et des perspectives de développement sur chacune des façades.

Façade Manche Est – mer du Nord (MEMN)

Sur la façade Manche Est - mer du Nord (MEMN), quatre raccordements totalisant une puissance de près de 2 GW sont en cours de développement et les premières mises en service sont attendues à partir de 2022. La production annuelle attendue des parcs est de 6,8 TWh, soit une augmentation de 87% de la production renouvelable des régions de la façade³. Le coût estimé des raccordements de ces parcs est estimé à environ 1,1 milliard d'euros (hors coût des postes en mer à la charge des producteurs pour ces projets).

En complément, la PPE prévoit le lancement d'un appel d'offres en 2020 (AO4) pour un parc éolien en mer au large de la Normandie, pour une

puissance d'environ 1 GW. Début 2019, le ministre de la Transition écologique et solidaire a saisi la Commission nationale du débat public (CNDP) et a soumis au débat public une macro-zone susceptible d'accueillir le prochain parc éolien en mer ainsi que d'éventuels parcs supplémentaires sur l'horizon de la PPE. Cette macro-zone, qui inclut deux zones à vocation du DSF, s'étend sur un périmètre allant du Tréport à Cherbourg (large baie de Seine et côte d'Albâtre).

Des perspectives supplémentaires de développement, en lien avec le rehaussement des objectifs pour l'éolien en mer dans la version finale de la PPE, pourraient également concerner cette façade.

Figure 6.3 Raccordements façade MEMN

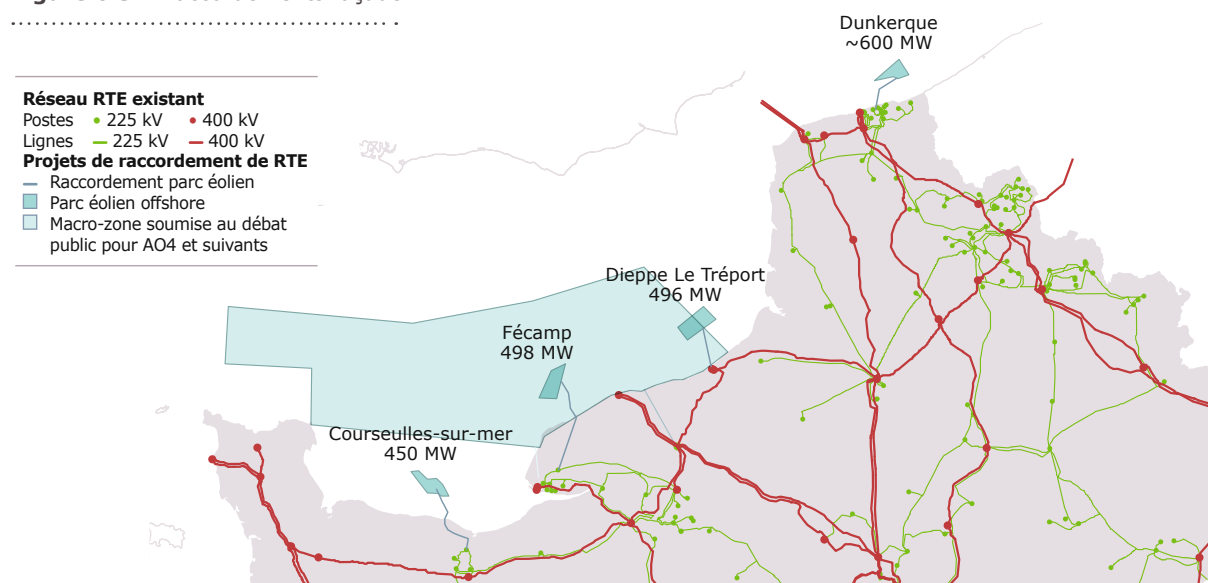


Tableau 6.3 Projets sur la façade Manche Est - Mer du Nord

Projet	Producteur	Puissance	Technologie	Distance de raccordement	Nature du raccordement
Dunkerque	EMD	~600 MW	Posé	20 à 25 km	Commercial
Dieppe-Le Tréport	LEM	496 MW	Posé	27 km	Commercial
Fécamp	EMF	498 MW	Posé	49 km	Commercial
Courseulles-sur-mer	EMF	450 MW	Posé	39 km	Commercial

3. Source : Projet de Document Stratégique de Façade MEMN, 29 novembre 2018

Façade Nord Atlantique Manche Ouest (NAMO)

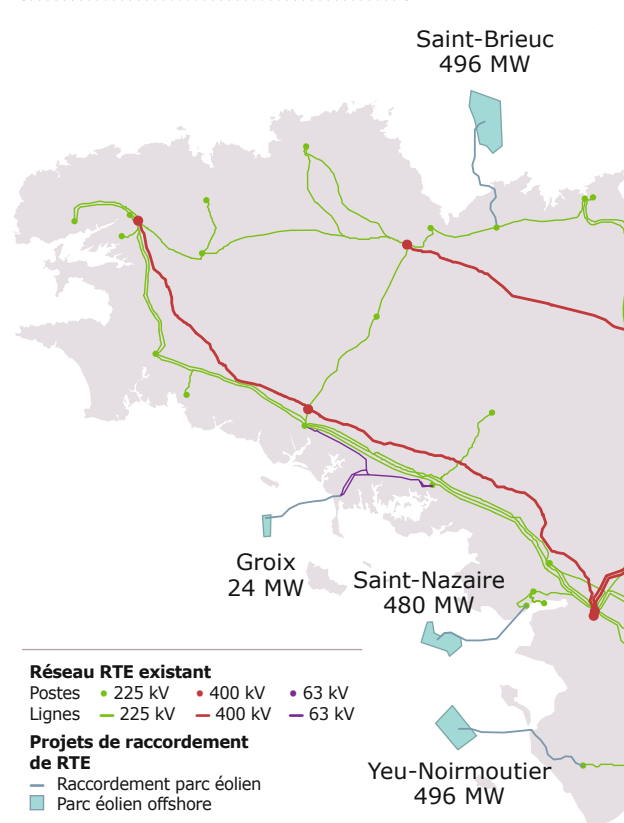
Sur la façade NAMO, quatre raccordements totalisant une puissance de près de 1,5 GW sont programmés. Le coût total de raccordements de ces parcs (hors coût des postes en mer) est estimé à environ 1 milliard d'euros.

La mise en service d'un premier parc éolien posé à Saint-Nazaire est attendue pour 2022. Sa mise en œuvre rapide est importante : ce parc représente une contribution prise en compte dans le diagnostic de sécurité d'approvisionnement (au niveau national mais également au niveau local pour la région du Grand Ouest) dans un contexte de fermeture des dernières centrales au charbon⁴. Le 7 juin 2019, le Conseil d'État a définitivement validé le projet, rejetant les recours déposés par des associations. L'ensemble des autorisations administratives nécessaires à la construction et à l'exploitation du parc ayant désormais été validé, le consortium en charge du projet devrait pouvoir lancer les travaux de construction sous peu tandis que RTE lancera également en parallèle les travaux de raccordement en mer.

Le 24 juillet 2019, le Conseil d'État a également purgé le recours visant l'attribution du projet de parc éolien en mer de Saint-Brieuc au consortium Ailes Marines.

En complément, la PPE prévoit un appel d'offres en 2021 pour un parc éolien en mer flottant au sud de la Bretagne, pour une puissance d'environ 250 MW. Le ministre a par ailleurs annoncé le 14 juin 2019

Figure 6.4 Raccordements façade NAMO



que ce parc aurait vocation, en cas de bonne performance sur les tarifs, à être ultérieurement étendu à une capacité totale d'environ 750 MW afin de profiter de raccordements électriques mutualisés.

Tableau 6.4 Projets sur la façade NAMO

Projet	Producteur	Puissance	Technologie	Distance de raccordement	Nature du raccordement
Saint-Nazaire	EMF	480 MW	Posé	60 km	Commercial
Saint-Brieuc	Ailes Marines	496 MW	Posé	50 km	Commercial
Yeu-Noirmoutier	LEM	496 MW	Posé	56 km	Commercial
Groix	FEFGBI	24 MW	Flottant	33 km	Pilote

4. Les analyses publiées par RTE dans le cadre du Bilan prévisionnel 2018 et des compléments remis au ministre en avril 2019 illustrent la contribution de ce parc éolien en mer à l'équilibre offre-demande.

Façade Sud-Atlantique (SA)

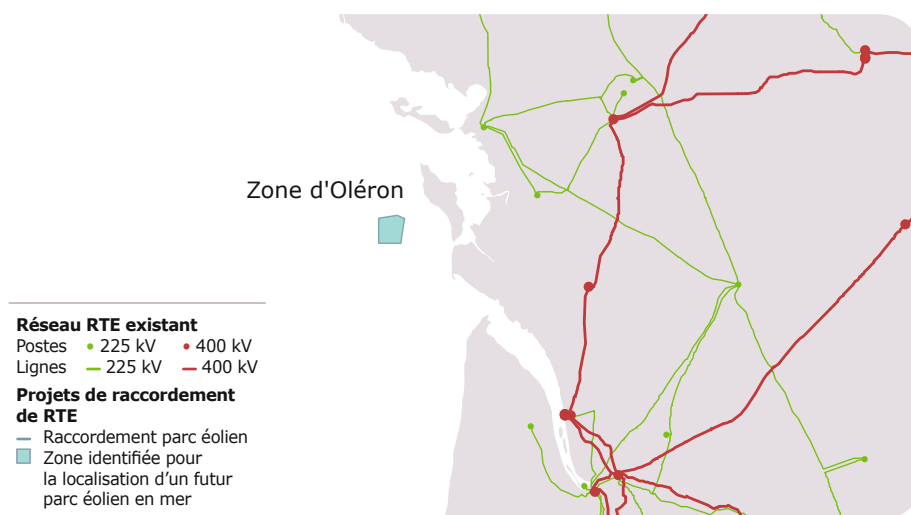
Sur la façade Sud Atlantique, aucun projet d'éolien en mer n'a, à ce jour, été attribué par appel d'offres.

Une zone au large d'Oléron a toutefois été pré-identifiée. En 2016, le Gouvernement avait ainsi annoncé le lancement prochain d'un projet de parc éolien en mer posé dans cette zone et des études de dérisquage ont été mises en œuvre par l'État en 2017. Le projet d'appels d'offres sur la zone d'Oléron ne figure pas explicitement dans le projet de PPE publié début 2019, mais le ministre de la Transition écologique et solidaire a annoncé en juin 2019 son lancement dans les prochaines années, pour un parc d'une puissance comprise entre 500 et 1 000 MW.

Au-delà de ce parc, la façade pourrait être concernée par d'autres développements, notamment dans sa partie la plus au Nord, à la limite avec les Pays de la Loire.

Le document stratégique de façade indique que «*la contribution de la façade Sud-Atlantique à l'objectif [...] de développement des énergies marines renouvelables [...] constitue un enjeu majeur pour la production d'électricité et pour la lutte contre le réchauffement climatique*». Il identifie des zones à vocation pour le développement des énergies marines renouvelables, essentiellement dans la partie nord de la façade, au large de la Charente-Maritime.

Figure 6.6 Façade Sud-Atlantique

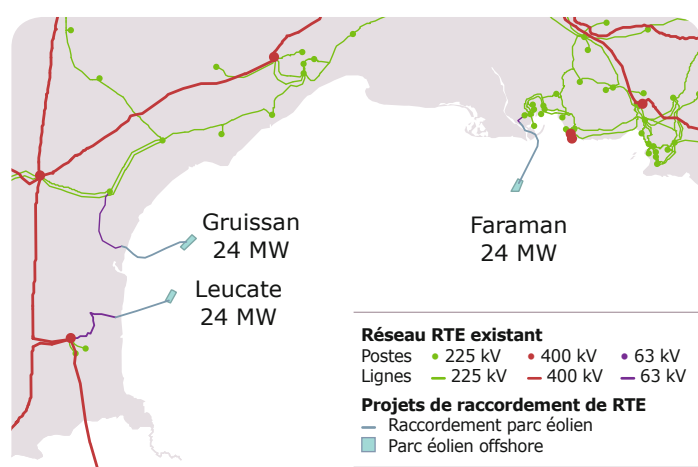


Façade Méditerranée

Sur la façade Méditerranée, les fonds marins ne se prêtent pas au développement de parcs éoliens en mer de technologie posée. La façade pourra toutefois accueillir des parcs flottants, dans sa partie située à l'ouest de Marseille.

Dans cette optique, trois raccordements de parcs pilotes éoliens flottants totalisant une puissance d'environ 72 MW sont en cours de développement. Les premières mises en service sont prévues à partir de 2021. Le coût total de raccordements de ces parcs s'élève à environ 100 millions d'euros.

Figure 6.5 Raccordements façade Méditerranée



En juin 2019, le Gouvernement a annoncé que deux appels d'offres pour des parcs éoliens flottants commerciaux de 250 MW chacun seraient lancés sur la façade méditerranéenne, avec un parc en Provence-Alpes-Côte d'Azur et un autre en région Occitanie. En fonction de la compétitivité des prix proposés, ces parcs pourront être étendus à 750 MW ou plus, afin de bénéficier de raccordements mutualisés.

Les localisations précises de ces parcs ne sont pas connues à ce stade, mais seront logiquement incluses dans les quatre macro-zones à potentiel éolien commercial identifiées dans le DSF Méditerranée.

Tableau 6.5 Projets sur la façade Méditerranée

Projet	Producteur	Puissance	Technologie	Distance de raccordement	Nature du raccordement
Leucate	EFGL	24 MW	Flottant	22 km	Pilote
Gruissan	Eolmed	24 MW	Flottant	27 km	Pilote
Faraman	PGL	24 MW	Flottant	28 km	Pilote

6.3 À long terme : une capacité d'accueil importante, qui varie selon les façades maritimes et nécessite d'être anticipée et planifiée

Une planification des usages de la mer est mise en place au niveau de chaque façade maritime

À un horizon de 10-15 ans, le développement des parcs éoliens en mer est encadré par différents exercices de planification :

- Le projet de PPE fixe les ambitions de capacités éoliennes en mer à atteindre en 2023 et en 2028 ;
- Les documents stratégiques de façade permettent de disposer d'un premier niveau de planification des espaces maritimes en établissant une « carte des vocations ». Cette carte consiste en un zonage des espaces maritimes détaillant leurs principaux enjeux et les objectifs stratégiques associés.

En tenant compte d'une participation du public, une délimitation des zones favorables à l'intégration des énergies renouvelables en mer sera retenue et fera l'objet d'un ou de plusieurs appels d'offres complétés par des études techniques détaillées et un état initial de l'environnement. L'identification de ces macro-zones vise notamment à s'assurer de l'adéquation de la capacité d'accueil du réseau par rapport aux volumes visés, afin d'éviter autant que possible les renforcements sur le réseau électrique terrestre.

Une analyse prospective qui met en évidence des capacités d'accueil significatives mais pas partout

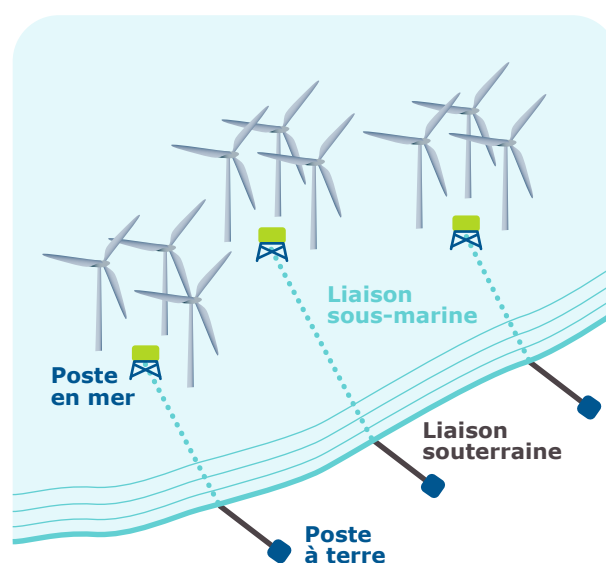
Afin d'analyser les potentiels supplémentaires d'accueil de parcs éoliens en mer à un horizon de 10 à 15 ans sur chacune des quatre façades évoquées précédemment, RTE a étudié la possibilité de raccorder de nouvelles productions d'énergies en mer, en s'appuyant sur les postes électriques pré-identifiés lors des discussions sur les documents stratégiques de façade, et sur les critères de faisabilité technique, notamment au regard de la distance du poste à la côte. Les analyses sur le potentiel d'accueil ont été menées sur différentes

variantes allant du mix électrique actuel aux scénarios prospectifs *Ampère*, *Volt* et au projet de PPE. Cette analyse constitue un éclairage qui ne tient pas compte, à ce stade, de la concertation nécessaire à la réalisation de nouveaux projets et d'éventuelles contraintes techniques ou environnementales de raccordement jusqu'à ces postes.

L'étude réalisée met en évidence des capacités d'accueil importantes à l'horizon de 10 à 15 ans, de l'ordre d'une dizaine de gigawatts au total, mais qui varient fortement selon les façades. Sur certaines façades, les capacités d'accueil sont très dépendantes de certaines évolutions du mix électrique.

Les structures de raccordement envisagées sont pour l'instant principalement radiales. Dans le cadre d'une planification à long terme, un accueil plus important serait possible sur certaines façades en tenant compte des possibilités issues d'une mutualisation des infrastructures de raccordements pour plusieurs parcs éoliens.

Figure 6.7 Raccordement de type radial



Les analyses menées sur les différents scénarios du SDDR permettent de distinguer deux types de façades maritimes.

Méditerranée et Nord Atlantique - Manche Ouest : deux façades maritimes sur lesquelles le potentiel de développement sans renforcement du réseau est important

Pour les façades Nord Atlantique - Manche Ouest et Méditerranée, les potentiels d'accueil sont significatifs et relativement indépendants du scénario d'évolution du mix électrique à long terme. En effet, il s'agit de zones marquées par une faible production par rapport à la consommation : l'ajout de capacités de production à proximité du littoral est donc un facteur favorable vu du réseau. De plus, ce dernier est constitué de lignes dites « en antenne » : le réseau est donc moins influencé par l'évolution d'autres phénomènes de la transition énergétique.

- En Méditerranée, le potentiel en région Provence-Alpes-Côte d'Azur est assez stable quel que soit le scénario prospectif envisagé. En Occitanie, une variabilité un peu plus forte existe en fonction du niveau des échanges avec l'Espagne et de l'évolution à long terme de la capacité de production nucléaire à Golfech.
- En Bretagne (NAMO), le potentiel est peu dépendant du scénario global envisagé mais peut tout de même dépendre de l'évolution locale de la production à Cordemais.

Sur ces deux façades, un potentiel d'accueil total estimé entre 4,75 et 6 GW, selon l'évolution de la production à Cordemais, est possible sans renforcement de réseau pour les nouveaux parcs éoliens en mer. Au-delà, des renforcements du réseau de transport d'électricité seraient nécessaires pour accueillir de nouveaux parcs éoliens en mer et répondre aux évolutions du mix électrique.

Normandie (Manche Est - mer du Nord) et Sud Atlantique : deux façades maritimes qui correspondent à des zones de vigilance

La situation est très différente pour les façades maritimes Sud-Atlantique et Manche Est - mer du Nord, qui correspondent à deux des zones de vigilance identifiées dans le SDDR. Sur ces façades, non seulement le potentiel d'accueil peut rapidement devenir limitant, mais il dépend en plus très largement des autres évolutions du mix électrique en France et à l'étranger.

- Sur le littoral s'étendant du Cotentin à Dunkerque, la production d'électricité est abondante (14 réacteurs nucléaires) et se développe de manière importante (un nouveau réacteur est prévu à Flamanville, quatre parcs d'éoliennes en mer sont déjà décidés, et l'AO4 devrait ajouter encore 1000 MW dans la zone). Le réseau reliant la Normandie au Bassin parisien sera donc de plus en plus sollicité. Ceci est susceptible de limiter durablement le potentiel d'accueil dans la zone au-delà de l'AO4. **La poursuite du développement de l'éolien en mer, le raccordement de nouvelles interconnexions avec la Grande-Bretagne, ou une augmentation de la capacité de production nucléaire dans la zone, devront conduire à des renforcements du réseau sur l'axe Manche-Normandie-Paris.** L'élément déclencheur de ces renforcements de réseau dépendra de la temporalité des différentes demandes de raccordement : en l'absence de « vision cible » partagée sur les moyens de production dans la zone, les raccordements seront en effet traités au « cas par cas » en application du cadre réglementaire actuel.
- La façade maritime Sud Atlantique correspond à la zone de fragilité « façade atlantique » identifiée dans le SDDR. Sur cette façade, les lignes électriques entre Bordeaux et la région parisienne limitent fortement le potentiel d'évacuation de nouveaux moyens de production comme un parc d'éoliennes en mer. Le potentiel d'accueil est fortement influencé par l'évolution de l'interconnexion avec l'Espagne, qui accroît les transits nord-sud, mais également

la production nucléaire au Blayais. Dans ce contexte, seul le raccordement du parc annoncé au large de l'île d'Oléron pourrait être réalisé sans renforcement du réseau amont.

Sur ces deux façades, le potentiel d'accueil à moyen-long terme dépend du scénario. Les études prospectives montrent que le potentiel demeure important dans un scénario comme *Volt*, mais qu'il décroît significativement dans un scénario comme celui de la PPE ou *Ampère*. Cela montre qu'il sera probablement nécessaire de procéder aux renforcements du réseau amont, l'échéance dépendant du rythme effectif de croissance des énergies renouvelables et de leur localisation.

Pour ces façades maritimes, cela signifie (1) que le raccordement sans aménagement du réseau amont ne peut pas être garanti au-delà de l'AO4 et du parc d'Oléron sur tous les points d'atterrissage et (2) que des renforcements devront être réalisés à terme en cas de développement d'un volume important de production sur ces façades.

La séquence des évolutions du parc de production joue un rôle important dans l'évaluation des potentiels d'accueil

Une difficulté associée à l'évaluation prospective des capacités d'accueil dans une zone donnée tient à la nature même du réseau, infrastructure «partagée».

Vu d'aujourd'hui, les potentiels d'accueil sont importants sur les quatre façades maritimes. Progressivement, ces potentiels vont se réduire sous l'effet du développement de la production

éolienne (en mer et à terre) et solaire. Dans un système contraint – comme c'est le cas pour les façades maritimes Manche Est - Mer du Nord et Sud Atlantique, la chronologie des différentes demandes de raccordement devient un élément de première importance. L'élément déclencheur des renforcements de réseau est celui qui conduit à dépasser le potentiel d'accueil, mais une fois celui-ci augmenté *via* un renforcement du réseau amont, il est possible de raccorder d'autres projets.

Dans le cas des énergies renouvelables à terre, cette difficulté a été résolue par les S3REnR, qui permettent à la fois de déterminer une vision cible du réseau et des clés de partage de l'investissement associé, de manière à garantir une équité entre producteurs.

Dans le cas de l'éolien en mer, il n'existe aucun dispositif de cette nature. En l'absence de «vision cible» partagée sur les moyens de production dans la zone, les raccordements seront ainsi traités au fil de l'eau en application du cadre réglementaire actuel.

Cette analyse met donc en évidence l'intérêt de disposer d'une planification de long terme sur l'arrivée des différentes sources de production sur ces façades, afin d'anticiper et préparer dès à présent le réseau pour l'accueil de l'ensemble des installations de production envisagées sur les façades maritimes. Les propositions de RTE sur l'élaboration d'un document de planification complémentaire pour le développement du réseau en mer (voir section 6.6) visent notamment à éclairer ces enjeux.

6.4 Le cadre technique et réglementaire a évolué au cours des deux dernières années

Le cadre législatif et réglementaire a évolué pour faciliter le développement des énergies renouvelables en mer

Au cours des 18 derniers mois, devant le constat des retards majeurs pour le développement des premiers parcs d'éoliennes en mer en France, le cadre législatif et réglementaire a fait l'objet d'une large transformation. Celle-ci aligne le régime français sur les pratiques observées dans les pays pionniers pour le développement de l'éolien en mer en Europe et transfère au gestionnaire de réseau (RTE) la responsabilité de l'ensemble des raccordements. Elle s'est déroulée en deux étapes :

- dans un premier temps, la loi n°2017-1839 du 30 décembre 2017, dite «hydrocarbures» a confié à RTE le financement de la réalisation du raccordement des parcs d'énergie renouvelable en mer (plateforme en mer comprise) pour les appels d'offres futurs, à partir de l'AO3 (attribué en juin 2019, pour un parc au large de Dunkerque).
- dans un second temps, la loi n°2018-727 du 10 août 2018 dite «ESSOC»⁵ a étendu cette responsabilité aux raccordements d'installations de production renouvelable en mer (hors plateforme en mer) dont le candidat retenu a été désigné avant le 1^{er} janvier 2015, c'est-à-dire aux AO 1 et 2.

Ces modifications ont comme principale conséquence de faire porter au gestionnaire de réseau, *via* le TURPE, le coût des raccordements, qui constitue une composante significative du coût total de l'éolien en mer. Il en est attendu (1) une performance économique à l'échelle de la filière, en permettant un dérisquage et une mutualisation des risques, (2) des possibilités de mutualisation des infrastructures de raccordement, et (3) une meilleure planification industrielle et spatiale, notamment grâce aux leviers d'optimisation détaillés dans la suite du chapitre. Le coût de raccordement des énergies marines est donc directement intégré au SDDR, comme une composante en propre.

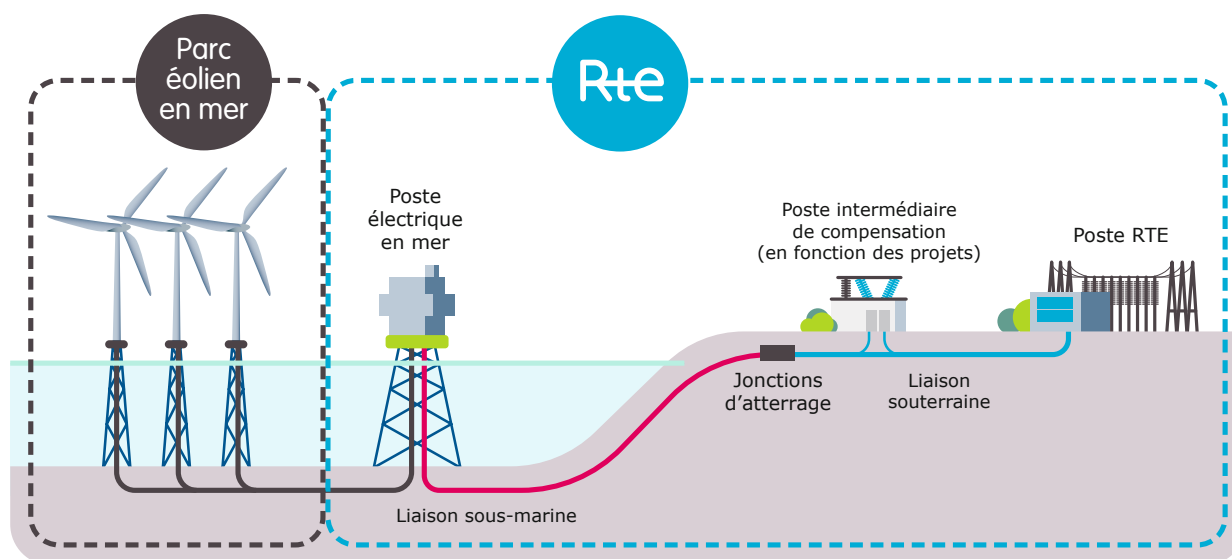
Selon ce nouveau cadre, le raccordement doit être mis en service dans les délais fixés dans le cahier des charges de l'appel d'offres par le ministre chargé de l'énergie ; au-delà, des indemnités de retard versées par RTE viendront compenser le préjudice subi par le producteur. Pour le parc issu de l'AO3 et les suivants, une indemnisation du préjudice subi par les producteurs est également prévue en cas d'avarie sur les infrastructures de raccordement du parc éolien en mer entraînant une limitation de la production d'électricité.

Les dernières évolutions législatives introduisent plusieurs nouveautés visant à mieux prendre en compte les attentes du public, des territoires et des parties prenantes en amont de la procédure, à sécuriser la réalisation des projets de production et de raccordement en leur permettant de bénéficier de toutes les avancées technologiques, et à accélérer leur développement :

- la conduite, par l'État et en amont de l'engagement de toute procédure de mise en concurrence, d'une phase de participation du public, portant notamment sur le choix des zones d'implantation du ou des projets (en amont de la sélection du lauréat) ;
- la réalisation d'études de «dérisquage»⁶ par l'État et RTE en amont du lancement de l'appel d'offres, avec notamment la possibilité pour le ministre chargé de l'énergie de réaliser et mettre à disposition du maître d'ouvrage tout ou partie de l'étude d'impact ;
- la mise en place du «permis enveloppe», permettant davantage de flexibilité postérieurement à la délivrance des autorisations : les ouvrages en mer peuvent comprendre des caractéristiques techniques variables, qui ne sont pas figées au moment de la demande d'autorisation ;
- une simplification de l'instruction administrative avec la suppression de l'approbation du projet d'ouvrage (APO) pour les postes électriques et les liaisons souterraines et sous-marines.

5. Cette évolution législative a été déclinée dans un nouveau modèle de convention de raccordement. Voir la délibération de la CRE du 8 novembre 2018 portant approbation de la trame de conditions particulières de la convention de raccordement pour ces projets : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/Conditions-particulières-relatives-a-la-Realisation-et-financement-des-ouvrages-de-raccordement-de-la-convention-de-raccordement-au-reseau-publ>

6. Les études dites de dérisquage permettent de lever ou réduire une partie des risques techniques et environnementaux d'un projet.

Figure 6.8 Schéma de raccordement pour les futurs parcs éoliens en mer posés (à partir de l'AO3)

Le projet de parc éolien en mer d'environ 1 GW au large de la Normandie, dont l'appel d'offres doit être lancé en 2020 d'après le projet de PPE, sera le premier permettant de mettre pleinement en œuvre ce nouveau cadre. La première étape a été engagée le 21 mars 2019 avec la saisine de la Commission nationale du débat Public (CNDP) par le ministre de la Transition écologique et solidaire. La CNDP a par suite annoncé, le 3 avril 2019, l'organisation d'un débat public afin d'identifier une ou plusieurs zones susceptibles d'accueillir un parc éolien en mer d'environ 1 GW, mais également d'autres parcs et les raccordements associés, en fonction du contenu final de la PPE. À l'issue du débat public, l'État et RTE engageront des études environnementales et techniques (mesures de vent, relevés géophysiques, sondages géotechniques...) sur la ou les zone(s) préférentielle(s), afin de fournir les éléments aux candidats dans le cadre du dialogue concurrentiel permettant à ces derniers d'affiner leurs offres et donc de réduire les coûts, et à RTE d'anticiper certaines études de façon à sécuriser le planning du projet.

Le SDDR constitue le premier document de planification du réseau à intégrer ces évolutions législatives et réglementaires. Il en présente les conséquences techniques et économiques et indique les conditions à réunir en pratique pour tirer le meilleur parti du nouveau cadre (meilleure anticipation des travaux de raccordement, standardisation des matériels nécessaires pour la création de postes électriques

en mer, mutualisation de l'arrivée des parcs éoliens sur les points les plus propices du réseau).

Pour évacuer efficacement l'énergie produite en mer sur le réseau, RTE a recours à différentes solutions technologiques

Tout en tenant compte des spécificités relatives aux différentes technologies de production d'énergies renouvelables en mer (éolien posé, éolien flottant, hydrolien...), des opportunités existent pour optimiser les raccordements et réduire l'empreinte environnementale des projets et les coûts pour la collectivité, à la fois en phase de construction et de maintenance des équipements.

Le raccordement comporte quatre composants principaux : la liaison terrestre, le poste électrique à terre, la liaison sous-marine et le poste électrique en mer.

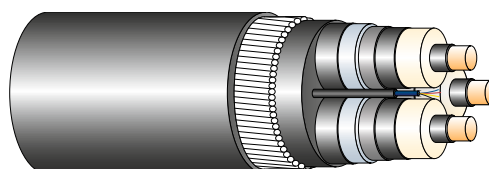
Figure 6.9 Câble tripolaire



Figure 6.10 Illustration d'un poste en mer avec une structure «jacket»

La liaison sous-marine est composée d'un ou plusieurs tricâbles en courant alternatif, protégés par une gaine protectrice. Suivant la nature des fonds, et afin d'assurer la sécurité de l'ouvrage, les câbles seront préférentiellement ensouillés dans le sédiment marin (c'est-à-dire enfoncés dans le sol) ou, si l'ensouillage s'avère impossible, seront posés et feront l'objet d'une protection externe à l'aide de roches (enrochement).

Lorsque la profondeur le permet, le poste en mer est généralement installé sur une plateforme : la technologie du poste en mer posé est bien

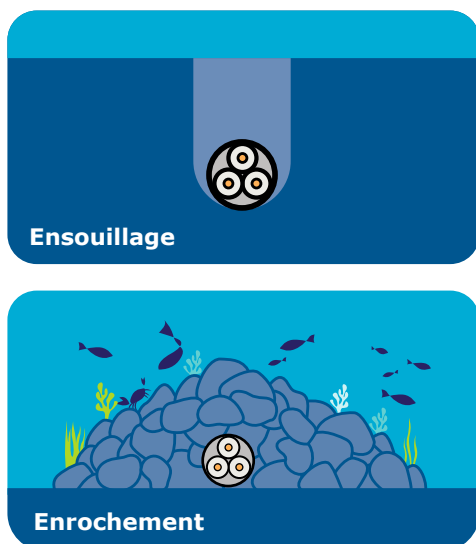
maîtrisée, avec plus de 50 réalisations en Europe depuis 2002. Les sous-structures dépendent de la nature des sols, mais sont le plus souvent en forme jacket (voir illustration) ou monopiles.

D'autres technologies de postes électriques en mer pourraient également se développer au cours des prochaines années.

D'une part, des postes flottants pourraient s'avérer intéressants pour des zones caractérisées par des fonds marins de plus de 50 à 60 mètres de profondeur. Ceci présente un intérêt en France, puisque plusieurs littoraux sont à proximité de fonds marins profonds. Cette technologie est moins mature que les postes posés : les parcs européens sont aujourd'hui majoritairement situés en mer du Nord, dans des zones avec des fonds marins peu profonds pour lesquelles la technologie du poste posé est la plus adaptée. Si une première réalisation de poste flottant en 66 kV existe au Japon depuis 2013, des défis techniques persistent sur le système d'ancrage, sur les équipements et sur les câbles «dynamiques», et doivent être surmontés afin de permettre un développement industriel à des niveaux de tension supérieurs.

D'autre part, la technologie du poste sous-marin fait actuellement l'objet d'études de faisabilité avant d'envisager son industrialisation. Cette technologie présente des coûts d'investissement plus faibles mais nécessite de lever certains verrous technologiques associés à la connectique et à la maintenance, plus onéreuse que celle des postes posés.

Figure 6.11 Ensouillage et protections du câble



La plateforme multi-usages favorise la co-existence avec d'autres activités

Le poste en mer peut avoir une vocation plus large que le simple transport d'électricité. RTE prépare les plateformes multi-usages en mer de demain pour accueillir de nouveaux services qui favorisent l'innovation, l'expérimentation et les connaissances environnementales en co-construction avec les territoires et les parties prenantes.

Ces plateformes pourront accueillir des services, tels que des stations scientifiques pour

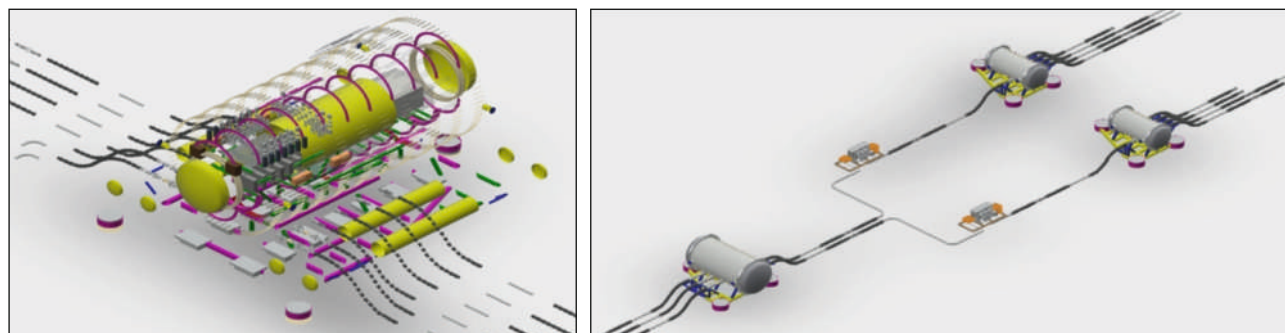
des études environnementales, le développement de télécommunications, l'expérimentation d'innovations en mer ou favoriser le tourisme industriel à proximité.

Un premier appel à projets a été lancé en partenariat avec la communauté urbaine de Dunkerque (CUD) le 6 février 2019. En l'espace de 3 mois, 65 dossiers émanant d'entreprises et 167 dossiers d'étudiants ou d'acteurs académiques ont été déposés dans le cadre de l'appel à projets lancé par RTE et la CUD : une première européenne pour ce type d'appel à projets. Outre des entreprises ou start-ups locales et régionales, l'appel à projets a attiré de nombreux candidats européens et internationaux (Australie, Canada, etc.). Cinq projets ont été récompensés, dont Géodunes, start-up dunkerquoise, qui a reçu le prix RTE-CUD pour son projet GEOCEAN de supervision du milieu marin, notamment de mesure des courants marins et de la houle.

Au regard des résultats extrêmement positifs de cet appel à projets, RTE prévoit de reproduire ce type d'initiative pour ses prochains projets de raccordement en mer, en l'adaptant aux besoins et ambitions des territoires concernés.



Figure 6.12 Poste sous-marin (source : RTE)



6.5 Les coûts unitaires de raccordement de l'éolien en mer ont fait l'objet d'une analyse permettant d'alimenter les projections du SDDR

Le raccordement constituera une part croissante du coût complet de l'éolien offshore

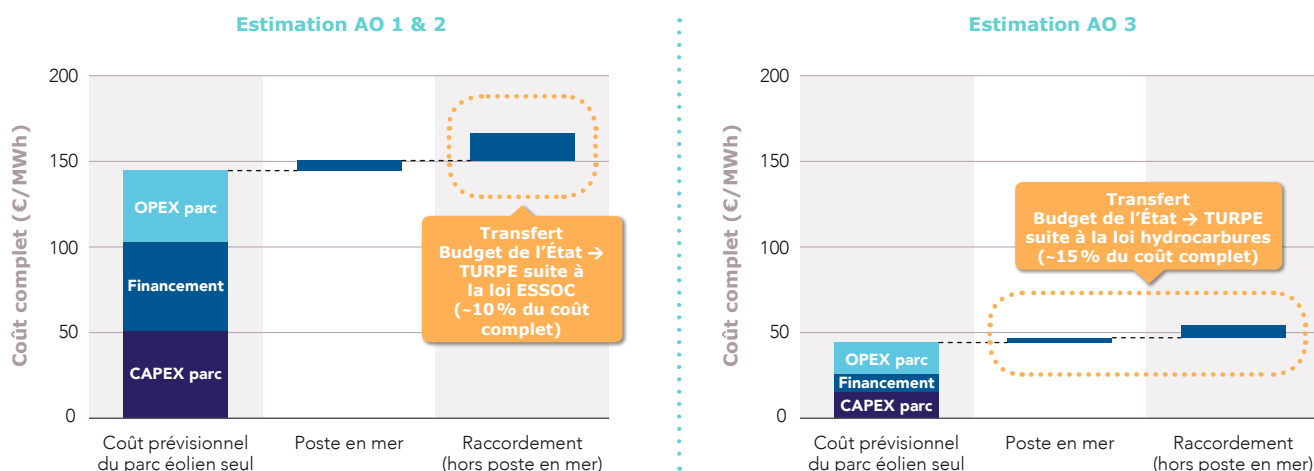
Depuis quelques années, le coût des parcs éoliens en mer a fortement baissé. Désormais, certains pays, comme les Pays-Bas et l'Allemagne, annoncent des appels d'offres sans versement de subvention pour la production. En France, l'AO3 organisé à Dunkerque a conduit à une forte diminution du prix de référence, avec un prix égal à 44 €/MWh pour l'offre retenue, contre un tarif moyen d'environ 150 €/MWh pour les appels d'offres précédents (AO1 et 2). Cette réduction de coûts résulte :

- de l'évolution technologique (notamment l'augmentation de la puissance unitaire des turbines) et la montée en compétences de la filière permettant des gains de productivité ;
- des effets de série liés au volume des investissements, passant de moins d'1 GW installé en 2010 à 18,5 GW en 2018⁷ ;

- d'un modèle européen de développement homogène et standardisé, fondé sur la prise en charge du raccordement par le gestionnaire du réseau de transport et intégrant une planification et une concertation amont permettant de sélectionner les zones de développement, avec des études de dérisquage (voire des autorisations) fournies aux candidats avant le lancement des appels d'offres ;
- des aménagements déjà réalisés dans les infrastructures nécessaires à la construction des parcs (usines de fabrication des éoliennes, aménagement des infrastructures portuaires...).

Le coût complet d'un parc éolien en mer comprend les coûts d'investissement, les coûts de maintenance, les coûts de financement et les coûts liés au raccordement. Ces derniers ne représentaient historiquement qu'une part limitée des coûts complets de l'éolien en mer, évaluée entre 10 et 15 % pour les premiers appels d'offres attribués en France.

Figure 6.13 Estimation de la décomposition du coût complet de l'éolien en mer



7. Source : Wind Europe : Offshore Wind in Europe. Key Trends and Statistics 2018

À partir de l'AO4, les futurs parcs éoliens en mer pourraient être situés à des distances plus éloignées des côtes que ceux issus des premiers appels d'offres et donc conduire à des coûts de raccordement unitaires en moyenne supérieurs, en particulier si les leviers d'optimisation et de mutualisation mis en évidence dans la suite du chapitre ne peuvent être mis en œuvre.

Dans le scénario de baisse des coûts de l'éolien en mer en France similaire à celle observée dans le nord de l'Europe et dans la continuité des prix bas observés sur l'AO3 de Dunkerque (coût du parc à moins de 50 €/MWh) et avec des distances compatibles avec un raccordement en courant alternatif⁸, le coût du raccordement (hors renforcement du réseau terrestre amont) pourrait représenter jusqu'à un quart du coût total de l'éolien en mer. De plus, si le réseau existant permet aujourd'hui d'accueillir des capacités en mer supplémentaires sur l'ensemble des façades, à plus long terme, des renforcements de réseau pourraient s'avérer nécessaires dans certaines configurations et augmenteraient encore les coûts de raccordement considérés. Ces surcoûts seraient d'autant plus importants si aucune planification de long terme n'est engagée et si des capacités d'accueil ne peuvent être réservées.

De manière générale, l'augmentation de la part «raccordement» dans le coût complet des parcs éoliens en mer rend donc d'autant plus essentielle la maîtrise de ces coûts.

Le coût unitaire moyen du raccordement des parcs éoliens en mer est précisé

Les coûts de raccordement des premiers parcs éoliens en mer, initialement évalués à l'issue des appels d'offres attribués en 2012 et 2014, ont fait l'objet d'une évaluation actualisée et approfondie au cours des derniers mois. Cette évaluation actualisée des coûts de raccordement intervient dans un contexte spécifique sur l'éolien en mer en France.

- **D'une part, le changement de cadre législatif engagé au cours des deux dernières années avec les lois hydrocarbures et Essoc fait désormais porter la prise en charge financière du raccordement des parcs éoliens en mer à RTE via le TURPE, et non plus au budget de l'État (via la subvention versée aux producteurs). Ce changement se décline également au niveau contractuel et conduit à des modifications importantes dans le portage des risques.**

Ainsi, dans l'ancien cadre contractuel en vigueur avant la loi Essoc, un certain nombre de risques pouvant conduire à des délais et/ou des surcoûts étaient non chiffrés et mentionnés dans les réserves des propositions techniques et financières (PTF) adressées au producteur. Ces risques dits «réservables» auraient conduit à une réévaluation des charges à couvrir par les producteurs au fil de l'eau, pour un montant correspondant à leur matérialisation concrète lors du projet. Par ailleurs, les producteurs pouvaient eux-mêmes répercuter les coûts de raccordement supplémentaires sur le budget de l'État via leur contrat d'obligation d'achat. Les coûts associés à des aléas n'étaient payés qu'une fois matérialisés (*ex-post*) et ne faisaient pas l'objet d'une évaluation *ex-ante* dans le coût initial du projet.

Dans le nouveau cadre législatif et contractuel, la couverture financière de ces risques est désormais portée *ab initio* par RTE à travers le TURPE et le cadre de régulation incitative applicable aux grands projets. L'évaluation actualisée des coûts de raccordement intègre donc désormais un chiffrage détaillé des provisions pour risques, permettant d'estimer les budgets des projets de telle sorte qu'ils soient les plus proches des coûts finaux à terminaison.

- **D'autre part, cette évaluation actualisée intervient dans un contexte d'apprentissage sur ces projets atypiques et inédits en France.** Il existe en effet un contexte particulier

⁸. Les raccordements sont envisagés en courant alternatif pour les futurs parcs éolien en mer. Toutefois, l'option en courant continu sera systématiquement évaluée lorsque les futures zones d'appel d'offres seront connues.

Tableau 6.6 Estimation des coûts de raccordement des projets de parcs éoliens en mer issus des appels d’offres n°1 et n°2

	Saint-Nazaire (AO1)	Fécamp (AO1)	Courseulles-sur-Mer (AO1)	Saint-Brieuc (AO1)	Dieppe – Le Tréport (AO2)	Yeu – Noirmoutier (AO2)
Estimation du coût de raccordement (hors poste en mer et hors coûts mutualisés)	300 M€	270 M€	220 M€	290 M€	290 M€	430 M€

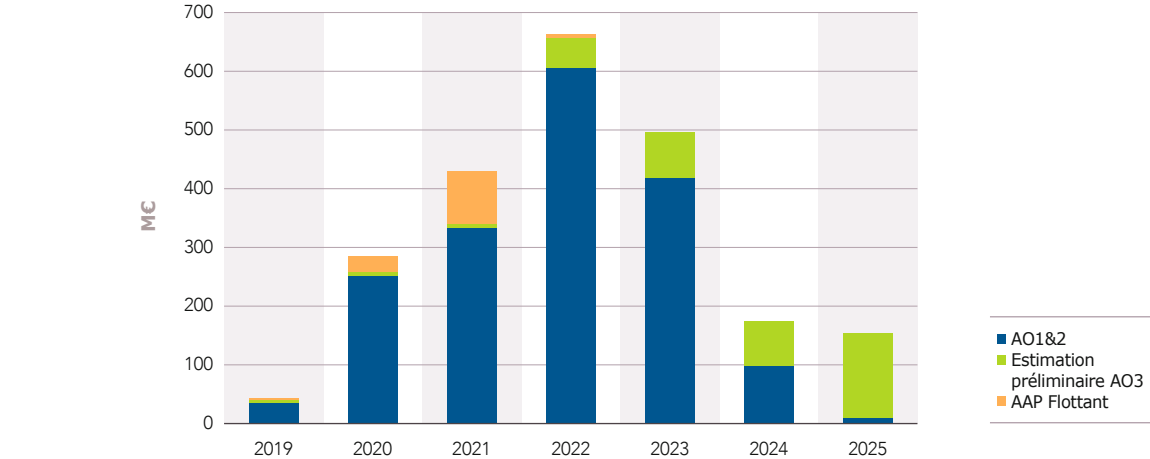
associé à la gestion de projets complexes avec une composante marine : projets contraints en matière de planning de réalisation (à compter de la décision d’investissement du producteur), absence de retour d’expérience sur l’éolien en mer en France à ce jour, incertitudes résiduelles importantes (en comparaison de celles des projets terrestres) dues aux interfaces avec les parties prenantes et à l’environnement marin... Les évaluations initiales de coûts de raccordement et de consistance des projets menées en 2012 et 2014 ont donc été actualisées.

La complexité des projets et leur composante offshore ont imposé de faire évoluer les méthodes d’estimation des coûts et des provisions pour risques. Les risques sur ces grands projets sont en effet nombreux et d’une ampleur très significative.

L’utilisation d’une méthode d’estimation déterministe (risque par risque) ne permet pas de les prendre en compte dans leur ensemble, sauf à conduire à un chiffrage beaucoup trop élevé et statistiquement non probable. Pour ce type de projet, l’état de l’art international recommande l’utilisation d’une méthode probabiliste afin de prendre en compte de façon exhaustive les incertitudes techniques, les incertitudes de marché, les aléas et leur probabilité de réalisation.

RTE a donc récemment actualisé l’évaluation des budgets des projets de raccordement des premiers parcs éoliens en mer, en intégrant l’ensemble des aléas possibles et en appliquant une méthode probabiliste. Cette méthode sera mise en œuvre pour tous les projets de raccordements offshore à l’avenir.

Figure 6.14 Trajectoire de dépenses d’investissements pour les projets confirmés sur la période 2019-2025



Pour le raccordement des six premiers parcs éoliens posés, le coût du raccordement est estimé en moyenne à environ 800 k€/MW (en ajoutant un coût normatif d'environ 170 k€/MW pour le poste en mer, qui n'est pas développé par RTE mais est compris dans le périmètre du développeur du parc pour les premiers appels d'offres). Cette valeur varie cependant de manière significative selon les différents projets, en fonction de la distance aux côtes et des spécificités du milieu marin ou des atterrages. Ces estimations sont par ailleurs susceptibles d'évoluer en fonction de l'évolution du contexte ou des demandes du producteur.

En considérant exclusivement les projets déjà engagés (AO1 à AO3 et appel à projet ou AAP pour l'éolien flottant), le volume d'investissement résultant sur la période 2019-2025 est d'environ 2,2 milliards d'euros.

L'évaluation actualisée des dépenses d'investissement permet de disposer de références de coûts cibles réalistes, conformes à celles de nos voisins européens (voir *infra*), en vue d'analyser les enjeux industriels et financiers associés au raccordement de l'éolien en mer en France à long terme. L'évaluation des trajectoires de dépenses d'investissement pour le raccordement des volumes d'énergies marines renouvelables, menée dans le SDDR, se fonde donc sur ces références de coûts actualisés.

Les références de coûts sont appuyées sur un benchmark qui montre que les coûts de raccordement envisagés pour les parcs des AO1 et 2 se situent dans la fourchette de ceux observés en Europe

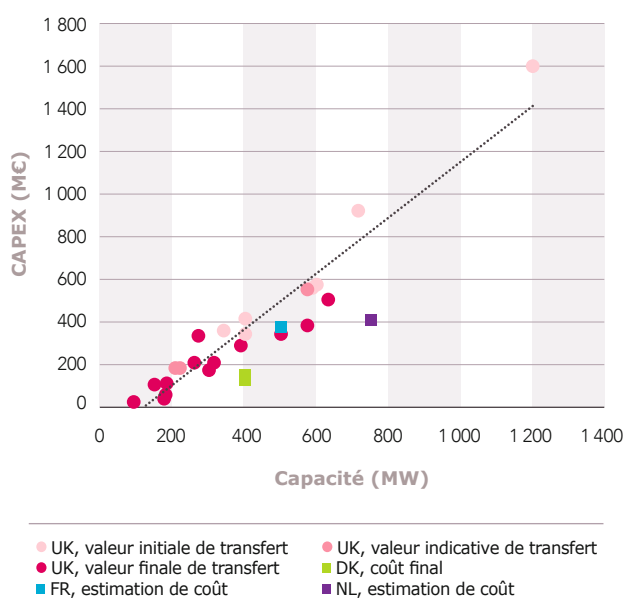
Au niveau européen, une capacité totale d'une quinzaine de gigawatts sont d'ores et déjà raccordés et en service, en particulier au Royaume-Uni, en Allemagne, au Danemark et aux Pays-Bas. Les coûts de raccordement associés à ces projets ne sont généralement pas publics. Seuls les parcs britanniques, dont le raccordement est réalisé par des opérateurs privés à l'issue de procédures concurrentielles, voient leurs coûts de raccordement publiés par l'autorité de régulation.

Plusieurs benchmarks ont également été confiés par RTE à des cabinets de conseil spécialisés sur les coûts de raccordement. À ce stade, les seules données disponibles sont celles correspondant aux parcs britanniques et à quelques parcs aux Pays-Bas et au Danemark.

Le modèle britannique est toutefois spécifique et différent du cadre français car les projets de raccordement des parcs éoliens en mer sont portés par les développeurs des parcs, avec un transfert de l'actif à un opérateur privé (OFTO) une fois le parc mis en service. Plus précisément, l'analyse des coûts de raccordement de différents parcs britanniques montre que :

- l'estimation initiale des développeurs britanniques est en moyenne supérieure aux coûts finaux du raccordement après mise en service. Cela montre que les porteurs de projet intègrent des provisions pour risque significatives dans leur estimation initiale ;
- les coûts finaux des projets déjà réalisés se situent en moyenne à près de 900 k€/MW (avec une forte disparité) soit au-dessus des coûts révisés pour la France (~800 k€/MW en moyenne, en

Figure 6.15 Comparaison des coûts de raccordement de parcs éoliens en mer (en courant alternatif)
Source : analyse Navigant (2019) à partir de DNV-GL et de données RTE



ajoutant le coût d'un poste en mer). L'écart s'explique en grande partie par l'effet des coûts de financement qui sont portés par les développeurs dans le modèle britannique ;

- la comparaison des coûts finaux, corrigée des coûts de financement, montre des niveaux de coûts similaires entre les nouvelles évaluations pour les premiers parcs en France (avec méthode probabiliste) et les prix finaux des parcs construits au Royaume-Uni (~800 k€/MW).

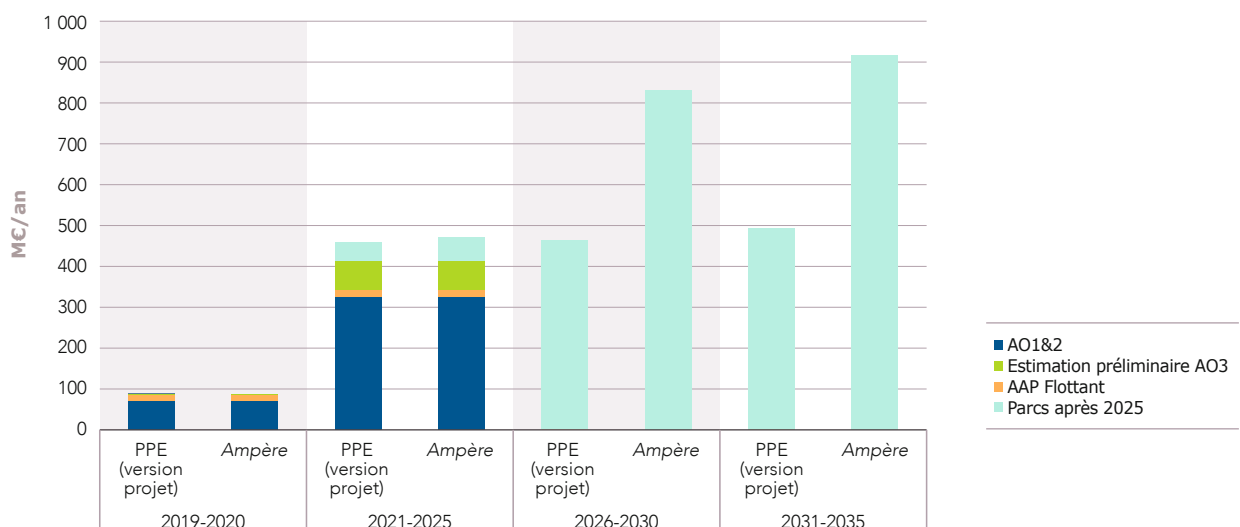
Des éléments sur les coûts de raccordement de quelques parcs situés en Allemagne, aux Pays-Bas et au Danemark fournissent également des points de comparaison. Ces coûts peuvent apparaître très dépendants de certains paramètres et choix technologiques. Ainsi, les coûts des projets de raccordement éolien en mer en Allemagne apparaissent nettement supérieurs aux références de coûts présentées ci-dessus. Ceci résulte du choix du courant continu et de la distance élevée des parcs à la côte. À l'inverse, les coûts de raccordement pour certains parcs néerlandais sont aujourd'hui inférieurs à la moyenne envisagée pour les parcs français. En effet, le cadre néerlandais permet une mise en œuvre réelle des leviers d'optimisation présentés dans la suite du chapitre et qui n'ont pas

été possibles pour les AO1 à 3 : une planification engageante avec des volumes localisés permet au gestionnaire de réseau de transport d'électricité néerlandais TenneT de proposer des raccordements mutualisés et standardisés. En outre, aux Pays-Bas comme au Danemark, les conditions physiques sont très favorables (fonds marins meubles, faible bathymétrie et distance des côtes favorables).

Le raccordement des parcs éoliens en mer constitue désormais une des composantes principales de l'évolution des dépenses d'investissement de RTE

En tenant compte des objectifs du projet de PPE, une trajectoire d'investissement de référence a été élaborée en vue de raccorder 10 GW à l'horizon 2035. Ces trajectoires reposent sur les hypothèses de localisation des parcs cohérentes avec les analyses de potentiel d'accueil évoquées précédemment. Elles tiennent compte également d'une part plus importante de parcs éoliens flottants attribués après 2025, conformément aux objectifs des régions souhaitant exploiter les gisements en Bretagne et en Méditerranée.

Figure 6.16 Dépenses d'investissement annuelles moyennes par période selon le scénario, avec la mise en œuvre des leviers d'optimisation détaillés dans la suite



Dans ce scénario, les projections de coûts de raccordement des parcs éoliens en mer atteignent 400 à 500 M€ par an et constituent ainsi – même sans renforcement du réseau terrestre – la composante principale de l'évolution des coûts du réseau de transport dans les scénarios de transition énergétique. Au total, le raccordement d'environ 10 GW de parcs éoliens en mer d'ici 2035, conformément au projet de PPE, représente un montant de dépenses d'investissement estimé à environ 7 à 8 milliards d'euros. Ces montants constituent toutefois des ordres de grandeur et restent adhérents à des hypothèses de localisation très incertaines à ce stade pour les futurs parcs. En particulier, ces estimations pourraient évoluer à la hausse en cas d'éloignement plus marqué des parcs.

L'étude du scénario *Ampère* présente un fort intérêt, dans la mesure où l'État a annoncé son intention d'augmenter le volume d'éolien en mer

au titre de la PPE. Dans ce scénario, les dépenses d'investissement pour le raccordement d'environ 15 GW d'éolien en mer d'ici 2035 sont nécessairement plus importantes. Par ailleurs, étant donné le volume considéré, les parcs éoliens en mer mis en service dans un tel scénario pourront se situer à des distances plus éloignées des côtes ou à des endroits plus contraints pour le raccordement au réseau et nécessiter des solutions technologiques différentes et potentiellement plus coûteuses (par exemple, poste flottant ou raccordement en courant continu). En cas de rehaussement important des objectifs du projet de PPE pour l'éolien en mer, une attention toute particulière devra donc être portée aux enjeux de localisation des parcs en matière de conditions de raccordement.

Ces trajectoires intègrent les leviers d'optimisation, évoqués dans la suite du document, pour dimensionner au mieux le réseau en mer.

6.6 Une planification des parcs éoliens articulée à celle du réseau permettra de faire baisser les coûts de raccordement

En tirant parti des potentiels d'accueil sur le réseau existant, des volumes importants d'énergies renouvelables en mer peuvent être évacués sur le réseau sans renforcements complémentaires. Afin de maîtriser les coûts de raccordement même avec des distances à la côte plus importantes, des leviers complémentaires d'optimisation doivent être activés. Ce type d'optimisation n'est possible que dans le cadre d'une mise en œuvre mutualisée et coordonnée par un seul acteur.

Cette condition est désormais remplie depuis que la réforme du raccordement a confié la maîtrise d'ouvrage de l'ensemble du raccordement (poste en mer compris) à RTE pour les appels d'offres de l'État. La mise en œuvre des leviers nécessite néanmoins de disposer d'une planification de long terme partagée avec les pouvoirs publics et les territoires, visant à apporter de la visibilité sur la puissance éolienne en mer qui sera raccordée dans chaque zone à la cible.

RTE propose que la réflexion induite par le SDDR soit prolongée par des «plans de développement du réseau en mer» pour chaque façade maritime. Faisant l'objet d'une concertation menée à l'issue des débats publics sur chaque façade (et en amont

de la publication des cahiers des charges définitifs des appels d'offres), puis synthétisés et mis à jour au niveau national à l'occasion du SDDR, ces documents permettront de planifier et décliner la mise en œuvre des orientations de la PPE pour le réseau en mer, en tenant compte des objectifs stratégiques et opérationnels des documents stratégiques de façade.

Le levier «Hub» pour mutualiser le raccordement de plusieurs parcs sur une même infrastructure de réseau

La réforme du raccordement résultant de la loi du 30 décembre 2017 précitée ouvre la possibilité pour RTE de développer des plateformes de grande taille, mutualisables sur un ou plusieurs appels d'offres, à l'instar de la dynamique engagée par les pays autour de la mer du Nord. Des parcs spatialement proches et issus d'un ou plusieurs appels d'offres pourraient donc être raccordés à un même poste en mer, qui ferait office de «hub de raccordement». Outre l'effet économique, une telle mutualisation permettrait de réduire les délais, l'impact sur l'environnement (tant maritime que terrestre) et de favoriser la coexistence des usages de la mer.

Figure 6.17 Raccordement mutualisé

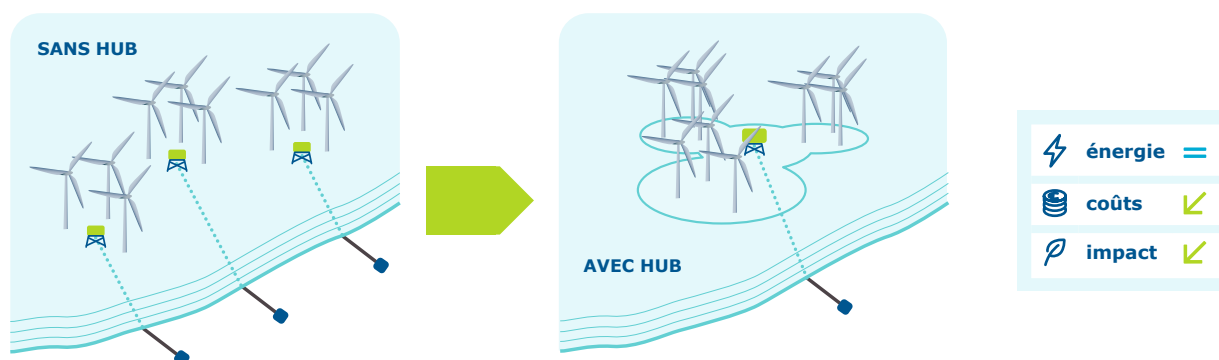
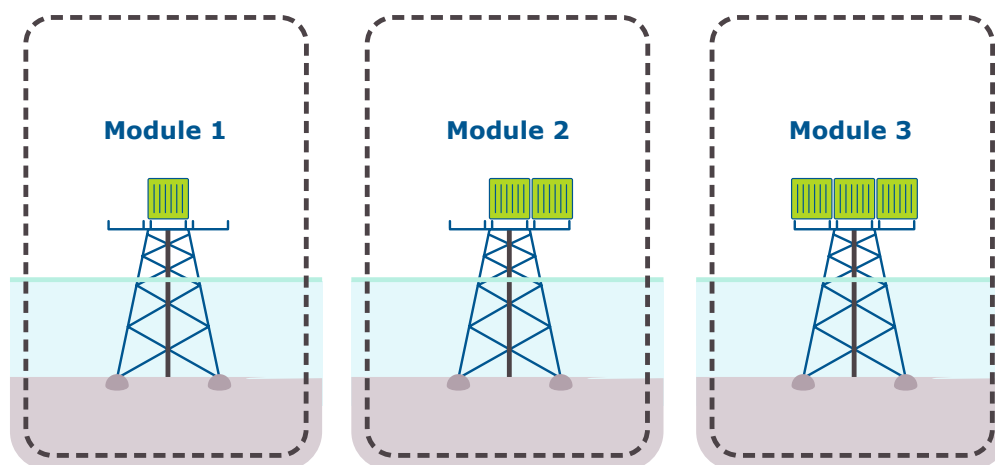


Figure 6.18 Développement modulaire de la plate-forme offshore



En France, l'intérêt du hub peut être illustré avec le cas de l'éolien flottant. Dans le cadre de l'élaboration du document stratégique de façade, la conférence régionale mer et littoral de Bretagne a par exemple identifié en juin 2018 une zone de 500 km² au large du sud de la Bretagne, permettant d'accueillir jusqu'à 1 GW. Le projet de PPE propose quant à lui un premier projet de 250 MW avec un lauréat sélectionné dès 2021. Il prévoit potentiellement l'attribution de plusieurs autres projets d'éolien flottant à partir de 2023. Compte tenu du potentiel technique de cette zone concertée en Bretagne, celle-ci pourrait à terme accueillir davantage de volumes. À défaut de visibilité sur la puissance cible à raccorder sur cette zone, des raccordements individuels et successifs de 250 MW ou 500 MW chacun devraient être réalisés, ce qui ne constitue pas l'optimum sur le plan technique, économique ou environnemental.

Un développement modulaire de la plateforme en mer, par palier de puissance de 250 à 300 MW (représentant la puissance de transit d'un câble reliant la plateforme à la terre), est une solution pour raccorder différents parcs en mer sur plusieurs années en lissant et en maîtrisant les coûts, dans le cadre d'une planification engageante. La structure de la plateforme est alors dès le départ dimensionnée en « hub » à la puissance visée, les équipements électriques modulaires (notamment transformateurs) ne sont installés qu'au fur et à mesure de l'arrivée des projets.

Concrètement, pour l'exemple de la Bretagne, RTE pourrait proposer, dès le premier projet de 250 MW, une plateforme permettant d'accueillir à terme le volume associé aux futurs appels d'offres de la zone. Le raccordement serait alors mutualisé (une seule plateforme en mer, si possible un seul tracé en mer pour les câbles, limitation du nombre d'atterrages et un seul poste à terre), avec une arrivée de production en deux phases : 250 MW à attribuer en 2021 et par exemple 500 MW pouvant être attribués ultérieurement dans le cadre de la PPE. **Pour un surcoût initial limité pour le raccordement du premier parc, l'impact environnemental serait réduit et la compétitivité des appels d'offres renforcée : le raccordement serait déjà disponible au moment du lancement du second appel d'offres.**

Si à l'issue de la phase de participation du public, prévue en 2020 pour l'éolien flottant en Bretagne, l'État était en mesure de décider non seulement de la zone susceptible d'accueillir les premiers 250 MW, mais également les futures zones avec des volumes associés, RTE pourrait dès à présent entamer des études et instruire un permis enveloppe intégrant cette possibilité, avant de valider ou non cette option d'extension avec la CRE en fonction des éléments de planification ou d'actes ministériels disponibles.

Cette anticipation d'un raccordement mutualisé pourrait naturellement être aussi appliquée dans les autres régions, en particulier méditerranéennes, ayant vocation à accueillir de l'éolien flottant commercial. Les annonces du Gouvernement du 14 juin 2019 mentionnent ainsi l'objectif d'étendre, à terme, les premiers parcs éoliens flottants de 250 MW à une puissance d'environ 750 MW pour bénéficier des raccordements mutualisés.

Afin d'éviter les coûts échoués liés à la mise en place d'un « hub » qui ne serait pas utilisé au maximum de sa capacité par la suite, il est toutefois nécessaire pour RTE de disposer d'informations précises et fiables sur la localisation des prochains parcs éoliens en mer. Les informations sur la localisation précise des futurs parcs et le calendrier des appels d'offres pourraient par exemple être précisées par les pouvoirs publics dans les prochaines révisions de la PPE, en s'appuyant sur les éléments qui seraient issus de la concertation publique sur chaque façade et des plans de développement du réseau en mer que RTE propose d'élaborer et de publier au cours des prochaines années.

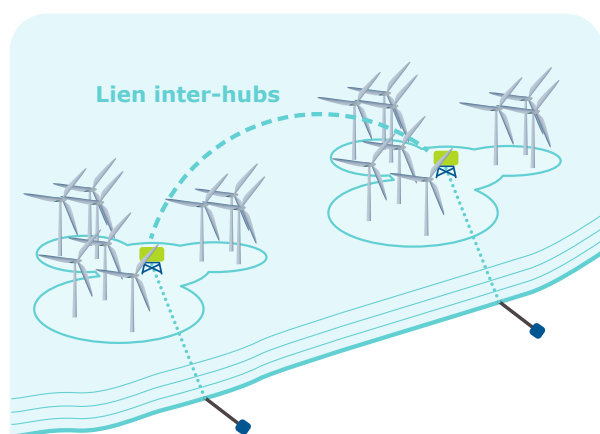
En tout état de cause, les leviers de mutualisation ne seront accessibles que dans le cas d'une planification engageante de la part des pouvoirs publics.

Des liens inter-hubs permettraient en complément une meilleure résilience du réseau (réduction du risque d'énergie non évacuée en cas de défaillance d'une liaison) grâce à la fonction de secours.

Le levier « puissance cible » afin d'adapter la taille des parcs à la capacité des infrastructures de réseau

L'identification de puissances cible par zone au sein d'une façade facilite l'anticipation et la mutualisation des investissements de réseaux (à terre et en mer), au-delà du poste en mer. Les choix de corridors marins et terrestres sont alors optimisés, ainsi que les zones d'atterrissage, qui sont peu nombreuses. Ceci permet une réduction des coûts d'études et de construction, grâce à une limitation des effets de seuils (nombre de câbles et puissance unitaire). Une planification conjointe entre la production visée et le réseau est ainsi facteur de réduction de coûts, de délai et d'impacts sur les milieux et les activités.

Figure 6.19 Illustration du principe de lien inter-hubs

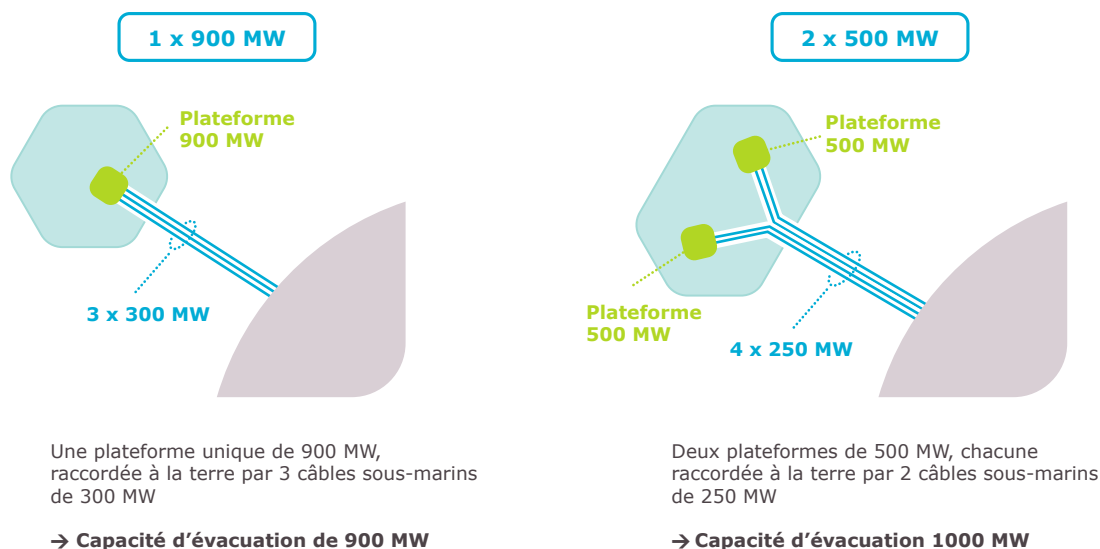


Ce levier peut être illustré avec le cas de l'appel d'offres annoncé par la PPE de 1 GW au large de la Normandie. Afin d'évacuer l'ensemble de la puissance visée, quatre câbles 225 kV et deux plateformes⁹ seraient nécessaires en l'état. Cette solution conduit à un coût et une empreinte environnementale élevés. Elle n'est par ailleurs pas sans risque sur les plans technique et de l'acceptabilité : selon la zone finalement visée, trouver des atterrages susceptibles d'accueillir quatre câbles pourrait s'avérer très délicat.

Pour éviter ces effets de seuil, une optimisation de la puissance de raccordement apparaît possible. En réduisant cette puissance à 900 MW environ au lieu de 1000 MW et en sélectionnant des zones

9. Il y a en effet des limites à l'effet hub. En effet, si le poids du topside excède 5000 t, seuls quelques navires disposent de la capacité de levage nécessaire. Cet obstacle peut le cas échéant être levé en divisant le topside en modules. Néanmoins, dans le cas d'un raccordement de 1 GW situé loin des côtes, 2 plateformes constitueraient la solution la plus économique.

Figure 6.20 Illustration des options de dimensionnement du raccordement du parc éolien en mer prévu par l'AO4



de production favorables (limitation des longueurs de tracé, espacement suffisant entre câbles voire possibilité d'installer un poste intermédiaire de compensation de la puissance réactive des câbles), le raccordement du parc ne nécessiterait que trois câbles et une seule plateforme¹⁰. Cette réduction de la puissance de raccordement peut s'accompagner d'une baisse de la capacité installée du parc à 900 MW mais est aussi compatible avec un parc de taille supérieure à 900 MW.

Aux Pays-Bas, le choix a été fait de garantir une certaine puissance de raccordement (en l'occurrence 700 MW), tout en laissant les lauréats installer une capacité supérieure (760 MW dans le cas du parc de Borssele), ces derniers étant alors responsables de l'optimisation de la puissance installée. Cette solution, qui permet aux candidats de proposer une puissance supérieure à celle garantie par le raccordement et d'augmenter le productible du parc éolien en mer, peut être une source de performance économique complémentaire pour la collectivité.

Le levier « standardisation » afin de tirer parti des économies d'échelles

La standardisation vise à tirer profit des économies d'échelle sur certains matériels et infrastructures pouvant être standardisés. Si les câbles sous-marins et les structures de raccordement à terre ont déjà fait l'objet de standardisations dans le cadre du raccordement prévu pour les six premiers parcs en mer (appels d'offres 1 et 2), l'effet pourra être étendu à la plateforme en mer.

Les gains supplémentaires estimés, de l'ordre de 10 à 15% du coût de la partie émergée du poste en mer, sont limités à l'échelle d'un projet complet du fait que seules certaines structures peuvent être standardisées. Par exemple, la sous-structure du poste en mer (jacket) constitue une infrastructure unique très dépendante des caractéristiques de chaque zone.

L'activation de l'ensemble de ces leviers, conditionnée à une planification favorable des parcs éoliens en mer, conduira à réduire de 15% les coûts de raccordement lors des prochains appels d'offres, soit environ 800 M€ d'investissements évités sur la période 2021-2035.

¹⁰. En effet, lorsque les propriétés thermiques du milieu le permettent, la puissance de transit par câble 225 kV peut être optimisée pour passer de 250 MW à 300 MW environ, sous réserve d'ajouter dans les postes électriques des dispositifs permettant d'absorber la puissance réactive produite par les câbles.

6.7 Le SDDR présente la première trajectoire complète pour le développement du réseau en mer permettant l'accueil des énergies marines renouvelables

Des dépenses d'investissement importantes qui peuvent être modérées par l'effet des leviers de planification

Les précédents SDDR de RTE ne comportaient pas de volet sur l'éolien en mer. La trajectoire présentée dans ce nouvel exercice constitue donc une nouveauté et intègre les évolutions législatives récentes ayant transféré à RTE la charge de financer le raccordement des énergies marines *via* le TURPE.

La trajectoire financière est réaliste. Elle n'est pas fondée sur la « première » vision des coûts du raccordement (celle de 2012-2014, alors qu'il n'existait que peu de retour d'expérience au niveau européen et que les risques étaient reportés sur le budget de l'État), mais intègre au contraire l'expérience accumulée – et notamment le coût des incertitudes qui sont inhérentes à ce type de projet (incertitudes techniques, mais également juridiques du fait de la longueur des procédures, toutes les autorisations étant régulièrement attaquées). Elle est appuyée sur des références européennes, qui permettent de valider l'ordre de grandeur des coûts associés¹¹.

Les analyses développées dans le SDDR montrent qu'un potentiel d'optimisation technique, économique et environnementale existe, au travers d'une planification à long terme intégrant le réseau de transport. Afin d'illustrer les effets des leviers d'optimisation sur la trajectoire d'investissement, deux variantes contrastées sont présentées par la suite :

- **Un scénario tendanciel** : dans cette variante, le raccordement de chaque parc éolien se fait

de manière individuelle par tranche de 250 MW ou 500 MW, sans visibilité sur la puissance cible développée dans chaque zone, ni planification nationale précise. Le raccordement des parcs se fait avec un poste en mer et une ou des liaisons individuelles, sans mutualisation (raccordement en antenne). Les infrastructures développées sur chaque parc ne sont pas standardisées.

- **Un scénario optimisé** : dans cette variante, la puissance cible raccordée dans chaque zone est optimisée *via* un plan de développement du réseau en mer afin de limiter le nombre de plateformes et de liaisons à construire. Les parcs situés dans une même zone sont raccordés *via* un poste mutualisé et avec potentiellement une logique modulaire permettant un développement des capacités raccordées par palier. Certaines infrastructures sont standardisées, comme les modules des plateformes en mer.

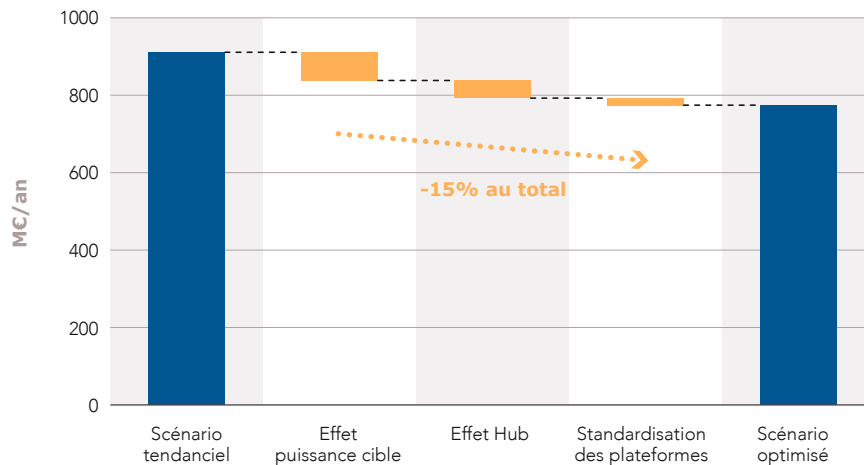
Pour les parcs à partir de l'AO4 et sur la base des hypothèses de localisation évoquées ci-dessus, l'effet cumulé de ces différents leviers induit une économie sur les coûts de raccordement de l'ordre de 15 %, soit un gain de l'ordre de 800 M€ essentiellement sur la période 2026-2035, contribuant ainsi à une maîtrise significative des coûts.

L'application de ces leviers, obtenue *via* une planification plus favorable des éoliennes en mer pour le réseau électrique, entraîne une économie d'environ 50 M€/an des dépenses d'investissement de raccordement entre 2025 et 2030 et d'environ 110 M€/an au-delà.

L'anticipation des besoins de développement du réseau de transport d'électricité, en mer

11. Ces coûts restent néanmoins très dépendants des hypothèses de localisation et de puissances des parcs, très incertaines à ce stade.

Figure 6.21 Effets combinés des leviers sur les coûts moyens de raccordement des futurs parcs éoliens en mer

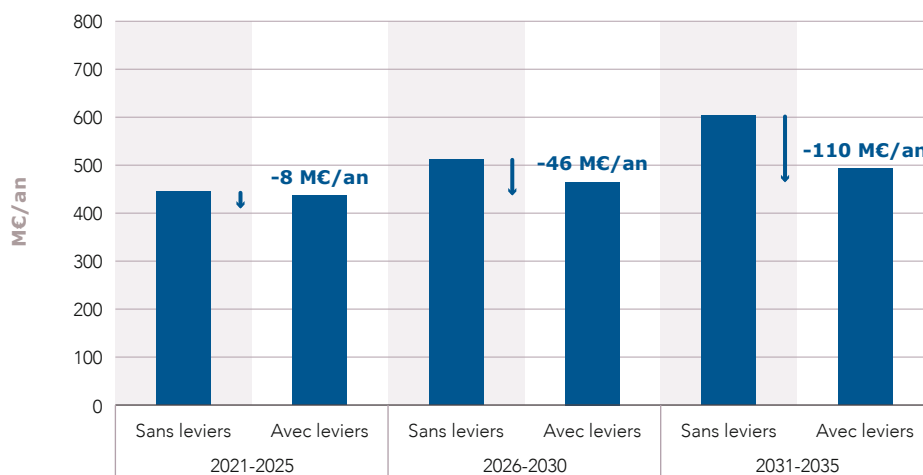


comme à terre, constitue ainsi l'une des conditions de réussite d'un développement ambitieux de l'énergie renouvelable en mer en France, sur les plans économique, environnemental et sociétal. Concrètement, une réelle planification spatiale devrait être déclinée lors des prochaines révisions de la PPE afin d'assurer une cohérence avec les objectifs nationaux pour le développement des énergies marines.

Des dépenses d'exploitation en croissance pour accompagner la maintenance des parcs éoliens en mer en service

Le raccordement de l'éolien en mer induit également des coûts de maintenance programmée supplémentaires (maintenance des plateformes, contrat de mise à disposition de navires...), qui

Figure 6.22 Impact des leviers sur la trajectoire de dépenses pour le développement du réseau en mer dans le scénario du projet de PPE



pourront atteindre plus d'une vingtaine de millions d'euros par an à l'horizon 2035 dans le scénario de la PPE. Ceci n'inclut pas les coûts de maintenance liés aux avaries, qui pourraient également atteindre des volumes significatifs, mais qui restent à ce stade difficiles à estimer faute de retour d'expérience.

Les leviers de mutualisation et de planification détaillés précédemment permettent donc aussi d'optimiser les coûts de maintenance. En effet, la maintenance d'un seul « hub » mutualisé pour plusieurs parcs permettra des économies par rapport à la maintenance de plusieurs plateformes individuelles. Avec un nombre plus limité d'infrastructures, le nombre d'avarie et les coûts de mise à disposition de moyens de réparation associés pourraient également être réduits.

Figure 6.23 Évolution des coûts de maintenance programmée (hors avarie) associés au raccordement des parcs éoliens en mer dans les scénarios étudiés

