



Groupe de travail n°9

« coûts »



Document de cadrage n°2 :
les hypothèses de coûts des énergies
renouvelables et du nucléaire

Fiches de synthèse

1. CONTEXTE ET OBJECTIFS DU GROUPE DE TRAVAIL.....	3
1.1. CADRE GENERAL : LA CONSTRUCTION DE SCENARIOS DE MIX ELECTRIQUE A HORIZON 2050	3
1.2. RAPPEL DES OBJECTIFS DU GROUPE DE TRAVAIL ET TRAVAUX EN COURS.....	4
1.2.1. <i>Rappel des objectifs et des principaux éléments de cadrage</i>	4
1.2.2. <i>Objet de la seconde réunion</i>	5
2. PRINCIPES METHODOLOGIQUES COMMUNS DANS LA DEFINITION DES HYPOTHESES DE COUT DES DIFFERENTES TECHNOLOGIES.....	6
2.1. LES COMPOSANTES DE COUTS INTEGREES A L'ANALYSE : COUTS BRUTS ET COUTS FINANCIERS	6
2.2. LA PRISE EN COMPTE DES COUTS PASSES DANS L'ANALYSE	7
2.3. DES COUTS EXPRIMES EN VALEUR REELLE POUR NEUTRALISER L'EFFET DE L'INFLATION.....	7
2.4. IMPACT DE LA RELOCALISATION.....	7
3. FICHES DE SYNTHESE PAR TECHNOLOGIE.....	8

DOCUMENT DE TRAVAIL

1. Contexte et objectifs du groupe de travail

1.1. Cadre général : la construction de scénarios de mix électrique à horizon 2050

Dans le cadre de ses missions prévues par le Code de l'énergie, RTE établit périodiquement un Bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Celui-ci contribue à l'élaboration de la politique énergétique, en éclairant le paysage du système électrique à long terme.

Pour répondre à des demandes de certaines parties prenantes, le prochain Bilan prévisionnel à long terme intégrera un volet portant sur l'horizon 2050 et proposera des scénarios d'évolution possibles du mix électrique français, dans un contexte de transition énergétique et d'ambition de l'atteinte de la neutralité carbone de la France à ce même horizon, portée par le projet de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC).

Les premiers éléments de cadrage pour la construction des scénarios à horizon 2050 ont été présentés par RTE et discutés avec l'ensemble des parties prenantes au cours des réunions plénières de la Commission perspectives système et réseau (CPSR)¹ qui se sont tenues les 17 mai et 27 septembre 2019 et le 28 février 2020.

La gouvernance des travaux d'élaboration des scénarios 2050 est articulée autour de plusieurs piliers, visant notamment à renforcer la transparence et la robustesse des analyses :

- **la CPSR**, qui sert d'instance de cadrage stratégique des travaux, et d'arbitrage des orientations ;
- **neuf groupes de travail thématiques**, lancés depuis juin 2019 et réunissant l'ensemble des experts et parties prenantes intéressées sur des thématiques précises, notamment : la consommation, le référentiel climatique, la scénarisation, le couplage entre les différents vecteurs, les flexibilités, les dynamiques sociétales, l'analyse environnementale, l'évaluation économique ou encore le fonctionnement technique du système et du réseau ;
- **une consultation publique** très large, structurée sous forme d'un appel à contributions prévu pour le deuxième semestre 2020 et qui viendra enrichir les échanges initiés dans les premiers groupes de travail.

De nombreuses réunions des groupes de travail ont déjà eu lieu et d'autres réunions thématiques s'étaleront tout au long de l'année 2020.

Pour chacun de ces ateliers, RTE diffuse un document de cadrage visant à présenter de manière synthétique la méthodologie et les jeux d'hypothèses envisagés pour la construction des scénarios.

¹ Les supports de présentation des réunions plénières de la CPSR sont disponibles sur le site de la concertation : <https://www.concerte.fr/content/actualite-de-la-commission-perspectives-systeme-et-reseau>

1.2. Rappel des objectifs du groupe de travail et travaux en cours

1.2.1. Rappel des objectifs et des principaux éléments de cadrage

Le débat public sur le système électrique porte régulièrement sur la capacité du mix à assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité mais également sur le coût économique associé aux différents choix publics sur l'évolution du mix. La quantification économique des scénarios répond donc à une forte attente, exprimée par de nombreuses parties prenantes au cours de la concertation sur les études prospectives de RTE.

Le groupe de travail n°9 portant sur les coûts a pour objectif de partager avec les parties prenantes sur la méthodologie et sur les hypothèses de coûts à considérer pour l'évaluation économique des scénarios 2050.

Une première réunion du groupe de travail organisée le 26 février 2020 a permis de présenter et de valider les principaux éléments de cadrage de l'analyse économique. Ce cadrage d'ensemble et les principaux points méthodologiques sont décrits dans un document de travail transmis aux participants en marge de la première réunion du groupe de travail et disponible sur le site de la concertation².

Pour rappel, les principales orientations retenues pour le chiffrage économique sont les suivantes :

- **L'analyse ne se focalisera pas sur une comparaison des LCOE des différentes filières** de production d'électricité. Le calcul de cet indicateur contient en effet un certain nombre de biais et d'approximations (facteur de charge exogène ne tenant pas compte des besoins de modulation de la production en fonction des besoins du système, absence de prise en compte des différences en matière de profil de production et/ou de services rendus par les différentes filières...).
- L'évaluation économique n'est pas non plus centrée sur les prix de marché ou les prix pour les consommateurs qui sont très sensibles à différents paramètres et dépendent de la réglementation et des mécanismes redistributifs entre acteurs.
- **L'analyse pertinente pour éclairer la décision publique doit se faire en coût complet des scénarios de mix électrique à l'échelle de la collectivité**, en tenant compte de l'ensemble des composantes (production, flexibilité, stockage, réseau...). C'est cette approche, déjà utilisée pour les précédents travaux prospectifs de RTE (BP2017, études sur la mobilité électrique et sur l'hydrogène...) qui sera déclinée et approfondie dans le volet économique du prochain Bilan prévisionnel de long terme. Elle tiendra compte en particulier des durées de fonctionnement effectives des différents moyens de production issus des simulations de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.
- L'évaluation économique sera menée avec plusieurs variantes sur les hypothèses de coûts afin de refléter les nombreuses incertitudes sur les projections de coûts de certaines technologies à long terme. Ces variantes permettront de tester la sensibilité des résultats économiques aux différentes hypothèses et de vérifier la robustesse des principaux messages par rapport aux incertitudes existantes.

² Le premier document de travail du GT9 Coûts est accessible via le lien suivant :

https://www.concerte.fr/system/files/document_travail/2020-02-26%20-%20Document%20de%20concertation%20-%20GT%20couts.pdf

1.2.2. *Objet de la seconde réunion*

Le présent document constitue la synthèse du document d'accompagnement de la seconde réunion du GT coûts, qui est consacrée à la présentation et à la discussion des projections de coûts des énergies renouvelables (photovoltaïque, éolien à terre et en mer) et du nucléaire qui seront retenues pour l'analyse économique des scénarios du Bilan prévisionnel. Une version complète du document de concertation est transmise aux membres du groupe de travail et publiée sur le site de la concertation.

Ces filières représentent en effet l'essentiel des installations qui constitueront le mix de production d'électricité à long terme. Comme le montre l'analyse des études existantes et de leurs évaluations économiques associées (ADEME, SFEN...), les hypothèses de coûts associés à ces filières constituent un enjeu de premier ordre dans le chiffrage économique des scénarios et peuvent conduire à des résultats contrastés.

Au-delà de la discussion sur les hypothèses chiffrées à considérer dans l'analyse, ce document recense l'état des lieux du marché pour les différentes technologies considérées, les évolutions attendues pour chacune des filières à moyen terme (en matière d'innovations ou d'évolutions technologiques, d'économie d'échelle, d'industrialisation, etc.) ainsi que les tendances possibles à long terme.

D'autres réunions du groupe de travail seront prévues au second semestre 2020 et porteront sur les coûts des autres technologies, notamment les moyens de flexibilités (stockage, flexibilité de la demande, power-to-gas) et le réseau.

2. Principes méthodologiques communs dans la définition des hypothèses de coût des différentes technologies

2.1. Les composantes de coûts intégrées à l'analyse : coûts bruts et coûts financiers

L'approche méthodologique proposée par RTE et présentée dans le premier document de cadrage du GT coûts est centrée sur le calcul du coût complet annualisé (net de la balance commerciale) des scénarios.

Cette évaluation fait ainsi apparaître plusieurs catégories de coûts différentes, qui se retrouvent dans toutes les technologies considérées :

- 1) **D'une part, les coûts bruts** qui correspondent à la valeur des montants déboursés pour la fourniture de biens (combustibles, équipements...) ou de services (maintenance courante, exploitation...), hors frais financiers.

Ces coûts bruts peuvent eux-mêmes être répartis en différentes sous-catégories, selon qu'ils correspondent à des investissements qui sont amortis sur des durées longues (CAPEX initiaux, ou au cours de la vie du projet considéré) ou à des charges courantes et récurrentes, nécessaires pour l'exploitation du moyen de production (OPEX ou coûts d'exploitation).

Le Tableau 1 décrit ainsi les différentes composantes de coûts bruts retenues.

Investissements (CAPEX)	Coûts d'exploitation (OPEX)
<ul style="list-style-type: none"> • Coûts de construction • Coûts de maintenance et prolongation • Coûts de déconstruction 	<ul style="list-style-type: none"> • Coûts fixes d'exploitation et de maintenance annuels • Coûts variables de production

Tableau 1 : composantes de coûts bruts de production nucléaire intégrées à l'analyse

- 2) **D'autre part, les coûts « financiers » ou « loyer économique »** qui correspondent à l'actualisation des montants investis au taux retenu pour l'analyse économique, ou encore au remboursement de la dette et à la rémunération du capital empruntés pour le financement des investissements initiaux.

Ces coûts financiers interviennent tout au long des projets d'installation de production considérés. En particulier, au cours de la période de construction, les porteurs de projet doivent généralement commencer à rembourser les sommes débloquées au début de la construction alors même que l'installation n'a pas commencé à produire. Les intérêts associés au remboursement de ces premiers investissements pendant la période de construction sont appelés « intérêts intercalaires ». Pour des projets avec une durée de construction longue (en particulier, pour de nouveaux réacteurs nucléaires), les montants correspondant aux intérêts intercalaires peuvent représenter une part importante du coût complet.

Selon les sources de données utilisées, les coûts d'investissement indiqués peuvent intégrer ou non une partie des coûts financiers. Ainsi, généralement, les coûts *overnight* font référence aux coûts bruts d'investissement hors prise en compte des intérêts intercalaires tandis que la

notion de CAPEX intègre souvent le montant des intérêts intercalaires et parfois la rémunération du capital.

La première réunion du groupe de travail sur les coûts du système a précisé que ces composantes financières seront explicites dans la présentation des résultats économiques (ils représenteront une part du coût complet annualisé). La question du taux d'actualisation à retenir pour l'analyse a fait l'objet de discussions au cours de cette réunion a été mentionné dans différentes contributions adressées à RTE par les parties prenantes. Comme proposé par RTE, l'analyse sera basée sur un taux d'actualisation socio-économique unique pour toutes les technologies (dont la valeur reste à définir) et plusieurs variantes seront testées pour refléter les différences de modèles de financement ou de risques associés aux différentes technologies considérées.

La suite du document présente les hypothèses de coûts bruts et les caractéristiques technologiques proposées par RTE pour l'analyse, pour les technologies de production d'électricité nucléaire, photovoltaïque et éolienne. Les hypothèses de taux d'actualisation, discutées dans le premier document de cadrage, ne sont pas examinées dans ce nouveau document.

2.2. La prise en compte des coûts passés dans l'analyse

Pour les installations de production existantes, certaines composantes de coût correspondent à des dépenses passées sur lesquelles il n'est plus possible de revenir. Ces dépenses ne doivent donc pas intervenir dans l'analyse des coûts futurs qui doivent éclairer la décision publique.

En revanche, la prise en compte des coûts passés reste utile pour évaluer le coût complet annualisé net des scénarios et pour comparer les coûts du système futur aux coûts du système actuel.

L'analyse économique traite donc différemment la prise en compte des coûts passés de ceux à venir.

2.3. Des coûts exprimés en valeur réelle pour neutraliser l'effet de l'inflation

Pour neutraliser l'effet de l'inflation sur les coûts considérés, l'analyse économique est exprimée en valeur réelle, c'est-à-dire en euros constants.

Sauf mention contraire, tous les coûts mentionnés dans la suite du document sont exprimés en €2018, c'est-à-dire en euros constants avec pour référence l'année 2018.

2.4. Impact de la relocalisation

Les trajectoires de coûts présentées à ce stade de la concertation demeurent fondées sur l'idée qu'une partie des composants continueraient, au moins pour certaines filières, à être produits hors d'Europe, et donc sur le principe d'une forte internationalisation des chaînes de production. Lors de la réunion plénière de la CPSR du 28 février 2020, il a été décidé d'examiner une variante de relocalisation de certaines industries : si elle concerne des activités associées aux équipements de production d'électricité, cette variante pourra conduire à des trajectoires d'évolution des prix différentes (ce point sera examiné ultérieurement dans le cadre du processus de concertation).

3. Fiches de synthèse par technologie

La suite de cette section résume les principales perspectives pour les technologies considérées dans ce document : nucléaire existant, nouveau nucléaire (EPR2), photovoltaïque, éolien terrestre, éolien en mer. Les sections 4 à 8 (en cours de construction) présenteront des visions détaillées.

Nucléaire existant
Description technique
<p>Dans les centrales nucléaires, l'électricité est produite par l'intermédiaire de vapeur d'eau alimentant la turbine d'un alternateur. Cette vapeur est elle-même produite grâce à la chaleur dégagée par la fission d'atomes de combustibles nucléaires (uranium ou plutonium). Les plus gros composants d'une centrale nucléaire sont la cuve, les générateurs de vapeur (dans le bâtiment réacteur), la turbine à vapeur, l'alternateur et le condenseur.</p> <p>Au-delà des coûts associés aux équipements en eux-mêmes, les coûts de production nucléaire doivent tenir compte de l'ensemble du cycle. Plusieurs composantes peuvent être distinguées :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Les coûts d'investissement initiaux pour la construction du réacteur : pour le nucléaire existant, ceux-ci correspondent à des dépenses passées. Mais ils peuvent intervenir dans l'analyse en coût complet dans la mesure où les coûts d'investissement initiaux doivent être annualisés sur l'ensemble de la durée de vie ; 2) Les coûts des investissements nécessaires pour la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs : ces investissements de prolongation interviennent notamment au cours des visites décennales et peuvent comprendre le remplacement de gros composants ; 3) Les coûts d'exploitation, qui se répartissent en des coûts fixes d'exploitation annuels (frais de personnel...) et des coûts variables c'est-à-dire proportionnels à la production d'électricité (essentiellement les coûts de combustible) ; 4) Les coûts à l'aval du cycle du combustible nucléaire : ceux-ci correspondent en particulier aux coûts de gestion du combustible usé et de gestion des déchets. Ils sont couverts par des provisions dans les comptes d'EDF afin de s'assurer de la disponibilité des sommes nécessaires à long terme. 5) Les coûts de déconstruction / démantèlement : de même que pour les coûts de gestion du combustible usé et des déchets, ceux-ci font l'objet de provisions de la part d'EDF, constituées depuis la construction des réacteurs.
Etat des lieux de la filière
<p>A fin juin 2020, le parc nucléaire français est composé de 56 réacteurs à eau pressurisée en service, après l'arrêt des deux réacteurs de Fessenheim en février et juin 2020. Ces réacteurs sont répartis entre 18 sites, mis en service entre la fin des années 1970 et le début des années 2000.</p> <p>Une des particularités du parc français réside dans sa standardisation : tous les réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement sont des réacteurs à eau pressurisée (REP) avec des niveaux de puissance néanmoins différents : 33 réacteurs de 900 MW, 20 réacteurs de 1300 MW et 4 réacteurs de 1450 MW.</p>

EDF envisage de prolonger durée d'exploitation des réacteurs existants jusqu'à 50 ou 60 ans. Les investissements correspondant à cette prolongation (y compris remplacements de gros composants) et à l'accroissement des contraintes de sûreté pour tenir compte du retour d'expérience de l'accident de Fukushima, font l'objet du projet industriel d'EDF appelé « grand carénage ».

Dans le même temps, la part de la production nucléaire dans le mix, aujourd'hui de l'ordre de 70% doit être réduite à 50% d'ici 2035 selon la loi énergie et climat, impliquant la fermeture de certains réacteurs avant que ceux-ci n'atteignent 50 ou 60 ans.

Evolutions attendues de la technologie et des coûts

Le Tableau 2 récapitule les hypothèses de coût du nucléaire existant proposées pour les analyses économiques du Bilan prévisionnel.

Les composantes de coûts les plus importantes pour l'évaluation économique des scénarios du Bilan prévisionnel correspondent aux coûts de prolongation qui interviennent au moment des visites décennales (VD) permettant de prolonger la durée d'exploitation des centrales de dix ans.

Les principales sources utilisées sont les données et analyses publiées par la Cour des comptes, EDF, la SFEN et le Plan national de gestion des matériaux et déchets radioactifs (PNGMDR). La distinction éventuelle des hypothèses suivant la période est liée en particulier à l'âge des centrales en exploitation :

- L'hypothèse de coût de prolongation de la durée d'exploitation suppose que la majorité des coûts de prolongation soit acquittée lors du passage de la VD 4, et que le passage de la VD 5 donne lieu à des modifications plus réduites (dans la perspective d'un déclassement à 60 ans)
- Certains coûts fixes engagés suite au retour d'expérience de l'accident de Fukushima et au remplacement de gros composants de durée de vie inférieure à 40 ans seront échus en 2025.

Par ailleurs, les coûts associés au démantèlement des groupes de production nécessiteront une traduction en annuités associées aux provisions en fonction des dates de démantèlement associées aux différents scénarios.

En €2018		Période		
Phase	Poste de coûts	< 2025	2025-2035	> 2035
Construction (coûts passés)	CAPEX de construction	1 400 M€/GW		
Prolongation	CAPEX de prolongation de 10 ans	650 M€/GW		350 M€/GW
Exploitation	OPEX variables : coûts de combustible	6 €/MWh		
	OPEX fixes et maintenance courante	150 M€/GW/an	115 M€/GW/an	
Déconstruction et déchets	CAPEX de déconstruction	320 M€/réacteur en fin d'exploitation (annuités en fonction des scénarios)		
	Provision pour combustibles usés et déchets	4 €/MWh		

Tableau 2: hypothèses de coût du nucléaire existant proposées pour les analyses économiques du Bilan prévisionnel

La part variable dans ces coûts est celle associée aux combustibles (coût amont, portage des stocks et gestion des combustibles et déchets), soit environ 10 €/MWh.

Nouveau nucléaire

Description technique

En France, le lancement d'un programme de nouveaux réacteurs nucléaires fait partie des options ouvertes dans la PPE. Il interviendrait à partir des prochaines années, sur la base de la technologie EPR développée par EDF et la filière nucléaire française depuis plusieurs années. Cette technologie, qui correspond à la 3^e génération de réacteurs nucléaires français, s'appuie en pratique sur le même principe de fonctionnement que pour les réacteurs de 2^e génération (réacteurs à eau pressurisée ou REP qui constituent la totalité des réacteurs en exploitation aujourd'hui en France), mais avec des améliorations en matière d'efficacité et de sûreté.

Les hypothèses de coûts proposées dans la suite de ce document concernent donc à ce stade exclusivement la technologie EPR2 développée par EDF.

Les composantes de coût des projets de nouveau nucléaire sont essentiellement les mêmes que pour le nucléaire existant (construction, exploitation et maintenance, gestion du combustible usé et des déchets, démantèlement) même si les évolutions technologiques conduisent à des différences sur certaines composantes, notamment s'agissant des coûts d'investissement initiaux pour la construction.

Comme pour les installations existantes, les nouveaux réacteurs sont supposés être construits de manière privilégiée par paire sur des sites existants, afin de bénéficier d'économies d'échelle et de mutualisation liées à un « effet de paire ».

Par ailleurs, cette technologie étant encore au stade des premières installations, des coûts liés au développement du programme pour les premiers réacteurs (« têtes de série ») doivent être intégrés à l'analyse.

Etat des lieux de la filière

La filière « nouveau nucléaire » est aujourd'hui caractérisée par la construction de réacteurs « tête de série » dans plusieurs pays dans le monde : France (EPR de Flamanville en construction), Finlande (EPR d'Okiluoto en construction), Chine (deux réacteurs mis en service à Taishan), Royaume-Uni (réacteurs en construction à Hinkley Point). D'autres projets sont également à l'étude.

La filière nucléaire indique que le lancement d'un programme de nouveaux réacteurs nucléaires en France, avec par exemple la décision de construction de trois paires de réacteurs ou plus, permettrait d'atteindre à terme des effets de série et donc une réduction des coûts unitaires de construction des réacteurs suivants.

Evolutions attendues de la technologie et des coûts

Les projections de coûts du nouveau nucléaire considérées dans l'étude du Bilan prévisionnel s'appuient sur des informations communiquées par les services de l'Etat (MTES /MEF) dans le cadre de la concertation. Ces éléments, encore provisoires, permettent de donner de premiers ordres de grandeur sur les références de coût à considérer pour le chiffrage économique des scénarios avec du nouveau nucléaire.

Les éléments communiqués conduisent à une estimation du coût de construction moyen des trois premières paires d'EPR2 compris entre 4400 M€/GW et 5400 M€/GW (en tenant compte des coûts de développement du programme).

Dans le cas où le calendrier de construction et l'espacement entre les différentes mises en service laissent la possibilité de bénéficier du retour d'expérience des premiers chantiers, les coûts de construction des paires suivantes pourraient être réduits par le biais d'un effet de série. A terme, une paire d'EPR2 de série,

c'est-à-dire industriellement aboutie et optimisée, présenterait alors un coût de construction *overnight* réduit à environ 3800 M€/GW.

En revanche, dans le cas où les mises en service de nouvelles paires seraient très rapprochées (par exemple, trajectoire N3 ou même N2), le retour d'expérience ne permet pas de réduire significativement les coûts des paires développées sur le début du programme. Par conséquent, cela conduit à retenir des coûts moyens plus élevés sur la période 2035-2040 que sur les périodes ultérieures.

Pour les autres postes de coûts (OPEX d'exploitation et de maintenance, gestion des combustibles usés et des déchets, démantèlement), les éléments transmis par l'administration apportent également des ordres de grandeur et conduisent à retenir des hypothèses de coût proches des références historiques.

Le tableau suivant résume les hypothèses de coût du nouveau nucléaire proposées pour les analyses économiques du Bilan prévisionnel.

€ 2018		Période				
Phase	Poste de coûts	Hypothèse	Développement	2035-2040	2040-2045	>2045
Construction	CAPEX de construction	Base	2 800 M€	4 500 M€/GW	4100 M€/GW	3900 M€/GW
		Haute	3 400 M€	5 800 M€/GW	5000 M€/GW	4500 M€/GW
Exploitation	Coût de combustible		6 €/MWh			
	OPEX fixes d'exploitation et maintenance		115 M€/GW/an			
Déconstruction et déchets	CAPEX de déconstruction	Base	Provision 200 M€ à la mise en service			
		Haute	Provision 500 M€ à la mise en service			
	Provision pour combustibles usés et déchets		4 €/MWh			

Tableau 3: hypothèses de coût du nouveau nucléaire proposées pour les analyses économiques du Bilan prévisionnel

L'analyse du coût de revient de la production du nouveau nucléaire apparaît dépendante d'un certain nombre de variables, notamment du choix du taux d'actualisation qui sera retenu mais également du facteur de charge effectif des réacteurs (qui sera évalué dans les simulations en tenant compte des effets de modulation dans des scénarios avec une part importante d'énergies renouvelables).

Solaire photovoltaïque

Pour l'analyse de la filière photovoltaïque et des projections de coûts associées, RTE s'est appuyé sur l'expertise technique du CEA.

Description technique

La production d'électricité d'origine photovoltaïque (PV) recouvre une grande diversité d'installations. Plusieurs types d'installations existent selon la taille, la puissance (exprimée en kilowatts-crête ou kWc) et le mode de pose des panneaux photovoltaïques :

- PV au sol généralement de puissance supérieure à 100 kWc ; les éléments qui suivent considèrent des panneaux sur structure fixe.
- PV sur grandes toitures ou sur ombrières (>100 kWc) ;
- PV sur moyennes toitures (entre 9 et 100 kWc) ;
- PV sur toitures résidentielles (< 9 kWc). Les éléments de coûts présentés sont une moyenne des coûts des structures surimposées ou intégrées au bâti.

Une installation de production solaire photovoltaïque se compose de plusieurs éléments constructifs qui forment une partie des coûts :

- 1) Les modules qui se composent de plusieurs cellules photovoltaïques, reliées par des *busbars*.
- 2) La location du site, sol ou toit sur lequel les panneaux sont installés ;
- 3) La structure sur laquelle les panneaux reposent ;
- 4) Les équipements électriques nécessaires à la transmission du courant émis, et notamment sa conversion en courant alternatif avec l'onduleur ;
- 5) La connexion au réseau d'électricité.

Les quatre derniers éléments, c'est-à-dire l'ensemble des éléments autres que les modules photovoltaïques, sont parfois regroupés sous le terme de « *balance of system* » (ou BOS).

Figure 1 : Décomposition des CAPEX par postes, avec leurs principaux drivers de coûts (source : CRE 2019)

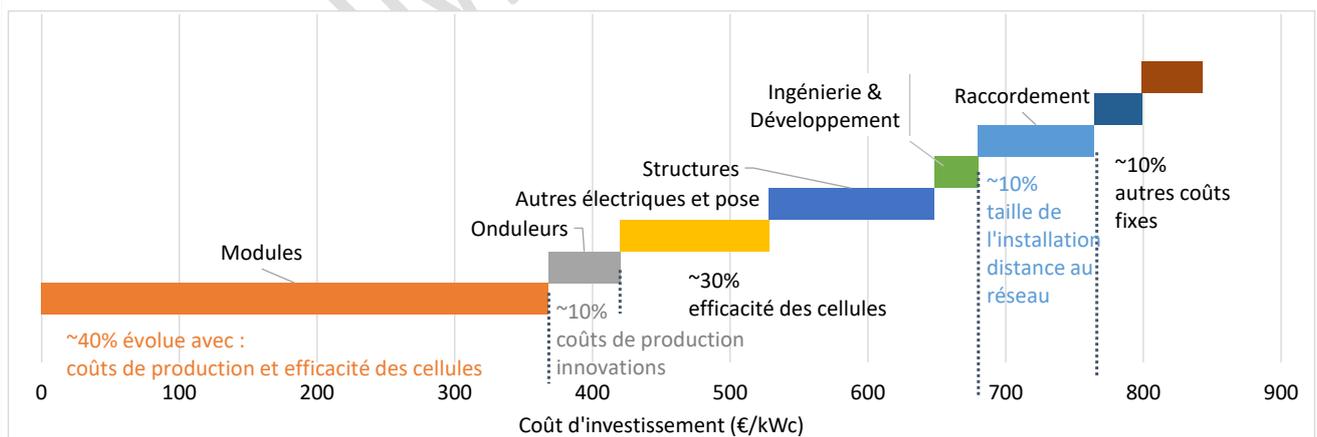
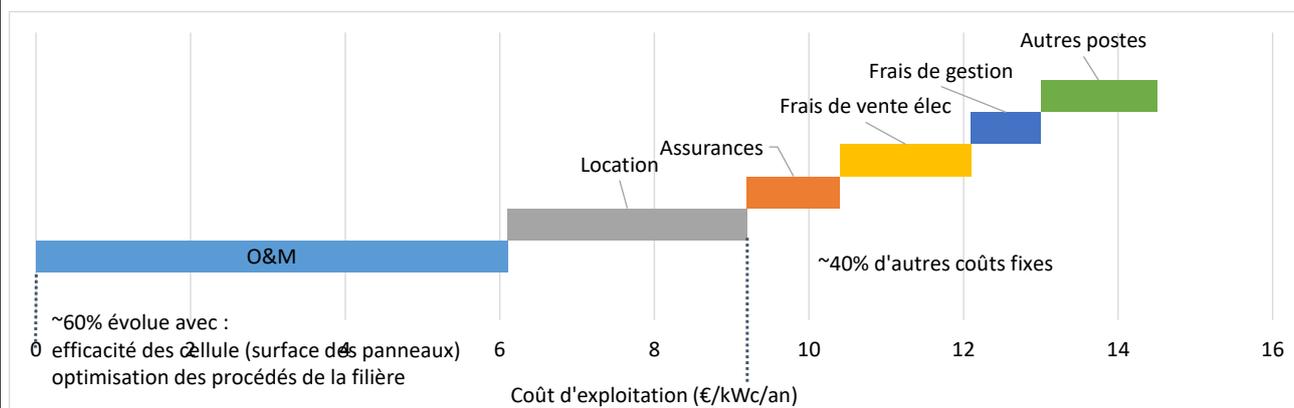


Figure 2 : Décomposition des OPEX par postes, avec leurs principaux drivers de coûts (source : CRE 2019)



Etat des lieux de la filière

France

Au 31 mars 2020, la capacité totale installée en France métropolitaine est de 9,5 GW, raccordée à 88 % sur le réseau de distribution d'électricité. La PPE prévoit un développement rapide de la filière avec 36 à 45 GW installés en 2028 dont 21 à 25 GW de PV au sol.

Europe

Fin 2018, la capacité PV raccordée au réseau en Europe atteignait 117 GW (23% des 520 GW installés fin 2018 dans le monde). Les objectifs de développement de la filière en Europe et dans le monde sont aujourd'hui très ambitieux. A titre d'exemple, dans le scénario de base de la Commission européenne visant une réduction de 55% des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030, 440 GWc de photovoltaïque seraient installés en Europe à cet horizon³ soit une multiplication par 4 par rapport à aujourd'hui.

Evolutions attendues de la technologie et des coûts

La trajectoire d'évolution du coût des installations photovoltaïques est principalement déterminée, sur le temps long, par la diminution des coûts de production (baisse des coûts du silicium cristallin) et l'amélioration du rendement des cellules ainsi que par les innovations technologiques ou constructives (PERC, HJT, multibusbars). Pour le coût des modules et de l'onduleur, ce rythme implique des taux d'apprentissage de 20 et 15% respectivement, appliquées selon différentes trajectoires de développement de la filière photovoltaïque à 2050.

Les coûts de pose, d'équipement électrique et de structure sont influencés par la surface des panneaux installés pour une puissance donnée. Ainsi le doublement du rendement des modules, de 15% aujourd'hui à environ 30% en 2050, conduit à une diminution de 50% de la part des coûts concernée (35% du CAPEX 2020 pour le PV au sol). La part des coûts d'exploitation dépendant de la surface des modules suit la même évolution (-50% en 2050).

En outre, les porteurs de projet rapportent des allongements de durée de vie notables. La CRE a relevé des revenus déclarés sur environ 30 années lors des appels d'offres.

³ JRC 2019, PV status report 2019

RTE propose de retenir trois trajectoires de coût :

- une première où la trajectoire de développement rapide du photovoltaïque (IRENA *REMap case*) entraîne des baisses rapides de coûts des modules et des onduleurs, et contribue à pousser l'amélioration des rendements des cellules de 15% aujourd'hui à en moyenne 30% (rendements en laboratoire des meilleures cellules perovskites actuelles) ;
- une seconde, médiane (IEA *Sustainable Development Scenario*), où le coût des modules et onduleurs diminue de façon moins rapide, tandis que l'efficacité des cellules est multipliée par 1,7 (25% en 2050) ;
- une troisième moins ambitieuse, qui pourrait par exemple être associée à une trajectoire basse de développement du PV (IRENA 2019 *Ref case*) avec une diminution plus modérée du coût des modules et des onduleurs, tandis que l'efficacité des modules ne s'améliorerait que peu (20% en 2050).

PV au sol

Données techniques et structure de coûts		2020	2030	2040	2050
Durée de vie (ans)		25	25-30	25-30	25-30
CAPEX (€2018/kW)	Médian	750	600	520	480
	Haut	750	615	565	530
	Bas	750	560	500	430
OPEX (€2018/kW/an)	Médian	11	10	9	8
	Haut	11	10	10	9
	Bas	11	9	8	7

PV grandes toitures

Données techniques et structure de coûts		2020	2030	2040	2050
Durée de vie (ans)		25	25-30	25-30	25-30
CAPEX (€2018/kW)	Médian	1070	870	760	680
	Haut	1070	900	830	770
	Bas	1070	820	700	600
OPEX (€2018/kW/an)	Médian	20	20	15	15
	Haut	20	20	20	20
	Bas	20	20	15	15

PV résidentiel

Données techniques et structure de coûts		2020	2030	2040	2050
Durée de vie (ans)		25	25-30	25-30	25-30
CAPEX (€2018/kW)	Médian	2370	1920	1670	1490
	Haut	2370	2000	1830	1703
	Bas	2370	1810	1530	1330
OPEX (€2018/kW/an)	Médian	70	60	55	50
	Haut	70	65	60	60
	Bas	70	60	50	50

DOCUMENT DE TRAVAIL

Eolien terrestre

Description technique

L'éolien terrestre, qui récupère l'énergie mécanique du vent pour la convertir en électricité, est aujourd'hui une technologie considérée comme mature. L'éolienne elle-même est constituée de trois grandes familles de composants : les composants de structures, les composants électriques et électroniques, les composants mécaniques⁴.

Les composants de structure comprennent :

- Le mât, en acier ou béton, mesurant 65 à 140m de hauteur ;
- Les pales, en fibre de verre, de carbone ou en résine polymère, mesurant 30 à 80 m de long ;
- La nacelle, qui contient les composants électroniques et mécaniques permettant de transformer la puissance mécanique en courant alternatif, généralement en matériau composite (pièces métalliques moulées). L'ensemble formé par la nacelle et les pales est parfois appelé rotor.

Les composants électroniques se trouvent dans la nacelle :

- Le générateur convertit l'énergie mécanique de rotation des pales en énergie électrique ;
- Le convertisseur rend le courant alternatif ;
- Le transformateur adapte la tension du courant généré à celle du réseau.

Les composants mécaniques permettent d'agir sur la récupération de l'énergie du vent :

- Les brides et couronnes d'orientation des pales ;
- Le multiplicateur transforme la rotation lente des pales en rotation rapide capable d'alimenter le générateur. Ce cas de figure concerne la majorité des éoliennes terrestres en France⁵ ; néanmoins la technologie sans multiplicateur, à entraînement direct, existe également : elle permet de simplifier la maintenance, le multiplicateur étant un composant fragile, et est plus adaptée pour de grandes puissances, notamment en mer ;
- Les arbres et systèmes d'accouplement transmettent l'énergie mécanique de rotation des pales jusqu'au générateur ;
- Les freins permettent d'arrêter l'éolienne.

Enfin, l'installation comporte un socle en béton qui soutient l'éolienne.

En matière de décomposition des coûts, les coûts fixes d'investissement - développement et démantèlement compris - constituent la majeure partie du coût de l'énergie produite (cf. Figure 3).

⁴ Source de la décomposition : ADEME, E-CUBE Strategy Consultants, I Care & Consult, et In Numeri. 2017. Etude sur la filière éolienne française : bilan, prospective et stratégie.

⁵ 76% des nouvelles installations en 2014 en France d'après le rapport ADEME E-CUBE (2017).

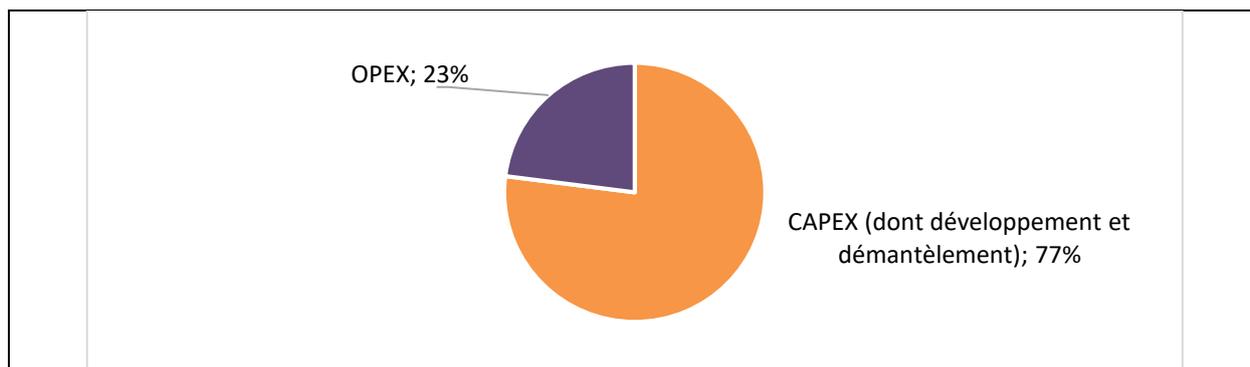


Figure 3 : Décomposition du coût de production de l'éolien terrestre entre CAPEX et OPEX

Plus précisément, les composants de structure comptent pour environ 40% de cet investissement, principalement pour le mât et les pales. Les composants électroniques représentent environ 20% de l'investissement, de même que les composants mécaniques. Le reste est dédié au développement initial (10%) et aux travaux de génie civil pour l'installation (10%).

Etat actuel du marché et perspectives

Europe

L'Europe compte 170 GW d'éolien terrestre installé en 2019⁶. Les meilleurs gisements se situent en Europe du Nord et Europe centrale, ainsi qu'au Royaume-Uni. La poursuite du déploiement de l'éolien terrestre sur le long terme pourrait mener à une capacité de 400 à 500 GW en 2050 d'après les estimations de l'IRENA⁷.

France

En France, la capacité éolienne terrestre s'élève aujourd'hui à près de 17 GW. L'objectif inscrit dans la dernière Programmation pluriannuelle de l'énergie est d'atteindre 24 GW de puissance installée fin 2023 et entre 33 et 35 GW en 2028. A l'horizon 2050, selon les scénarios envisagés, la capacité éolienne installée en France pourrait se situer entre 50 et 85 GW. Néanmoins, le développement de l'éolien terrestre en France pourrait se heurter à des difficultés d'acceptabilité et des contraintes réglementaires, notamment sur la hauteur des éoliennes, qui limiterait en taille et en puissance les capacités installées.

Evolutions attendues sur la technologie et les coûts

Pour l'éolien terrestre, l'enjeu technico-économique porte principalement sur l'éolienne (à la différence de l'éolien en mer où les fondations et le raccordement ont un poids également important).

Avec la maturité industrielle de cette filière et la poursuite de son déploiement, des baisses de coût de fabrication sont attendues par effet volume. A l'avenir, la filière anticipe une augmentation continue de la taille des composants : mât plus haut, diamètre des pales plus grandes, turbines plus puissantes, jusqu'à 5 MW, contre environ 2,5 MW aujourd'hui. La puissance d'une éolienne augmente plus vite que ses dimensions, qui conditionnent en grande partie les coûts de fabrication. Une baisse du coût des rotors par mégawatt par effet d'échelle peut alors être attendue. Néanmoins, certains postes de coûts restent incompressibles : le transport, l'installation, le coût des matières premières – lequel peut influencer significativement sur l'investissement total, à la hausse comme à la baisse.

⁶ Wind Europe, 2020. *Wind energy in Europe in 2019, trends and Statistics*.

⁷ IRENA, 2019. *Future of Wind*.

Par ailleurs, le coût de l'énergie produite pourrait également être amené à baisser grâce à deux facteurs : une amélioration du rendement du système grâce à l'augmentation en taille et en puissance des éoliennes, qui s'accompagne de progrès sur l'optimisation de la production (contrôle de l'orientation des pales, mesure de la vitesse du vent...), et un allongement de la durée de vie des installations, qui pourraient passer à 30-40 ans plutôt que 20-25 ans.

RTE propose de retenir trois hypothèses pour les trajectoires de coût :

- Une hypothèse centrale où malgré la persistance de certaines contraintes en matière de réglementation et d'acceptabilité, la taille et la puissance des éoliennes installées augmentent significativement, pour atteindre des puissances autour de 4 MW. Les CAPEX baissent d'environ 30% à horizon 2050. Une hypothèse d'OPEX fixes évoluant dans les mêmes proportions y est associée.
- Une hypothèse haute de coût, où, étant donné les freins au déploiement de nouveaux modèles d'éolienne de grande taille et de grande puissance, la technologie continuant d'être déployée en France correspond à la puissance d'aujourd'hui, soit environ 2,5 MW. Dans ce cas, peu d'économies d'échelle sont à anticiper et les coûts d'investissement sont supposés stables. Les OPEX sont également supposés rester stables.
- Enfin, une hypothèse basse où la majorité des freins au déploiement éolien terrestre de grande taille étant levés, des éoliennes jusqu'à 5 MW peuvent être installées, avec des économies substantielles liées à l'effet d'échelle comme à l'effet volume : les CAPEX sont divisés par plus de 2 à horizon 2050. On y associe une hypothèse d'OPEX fixes évoluant dans les mêmes proportions.
- Les OPEX variables sont supposés nuls.

Ces hypothèses de coûts étant associées à des hypothèses de dimensions des éoliennes, les facteurs de charge simulés dans les analyses de RTE en tiendront compte en fonction des scénarios et des localisations (avec de meilleurs facteurs de charge pour des éoliennes plus hautes).

Structure de coûts actuels et prospectifs					
	Hypothèse	2020	2030	2040	2050
Coûts bruts d'investissement (€2018/kW)	Haute	1300	1300	1300	1300
	Centrale	1300	1200	1050	900
	Basse	1300	710	620	530
Coûts bruts d'exploitation (€2018/kW/an)	Haute	40	40	40	40
	Centrale	40	35	30	25
	Basse	40	22	18	16
Durée de vie (années)		25	25	30	30

DOCUMENT DE TRAVAIL

Eolien en mer

Description technique

Comparé à l'éolien terrestre, l'éolien en mer permet de profiter de régimes de vents plus forts et réguliers, avec des facteurs de charge qui pourront atteindre 45-50 % en France à l'horizon 2050, le facteur de charge actuel en Europe est de l'ordre de 38 %.

Deux types d'éoliennes en mer se développent aujourd'hui :

- Les éoliennes en mer **posées** sont installées sur de fondations construites sur le sol marin. Cette technologie s'utilise pour des profondeurs inférieures à 60-70 m.
- Les éoliennes en mer **flottantes** sont installées sur de flotteurs ancrés au sol marin par des câbles ou des chaînes, et permettent de s'affranchir d'une partie des contraintes liées à la profondeur.

Au-delà des composants détaillés pour l'éolien terrestre (mâts, turbines, pales), l'éolien en mer a également comme postes de coûts importants : (i) les fondations (dans le cas de l'éolien posé) ou les flotteurs (dans le cas de l'éolien flottant) et (ii) le raccordement au réseau, incluant un poste électrique en mer. En raison des distances aux côtes, un poste en mer s'avère nécessaire pour collecter la production du parc et la transmettre jusqu'au réseau à terre grâce à des câbles sous-marins à haute tension. Cette liaison peut être en courant alternatif ou continu, en fonction de la distance au littoral.

Hors coûts du financement, la plupart des coûts d'un parc éolien en mer sont des coûts d'investissement initiaux (~80%), le reste correspondant à des coûts d'opération et de maintenance (~20%).

En fonction de la typologie de parc (posé ou flottant), la répartition des coûts est légèrement différente, notamment en raison des différences de coûts des fondations et des coûts d'opération et maintenance, plus importants pour le flottant à cause des déplacements nécessaires à des distances loin des côtes.

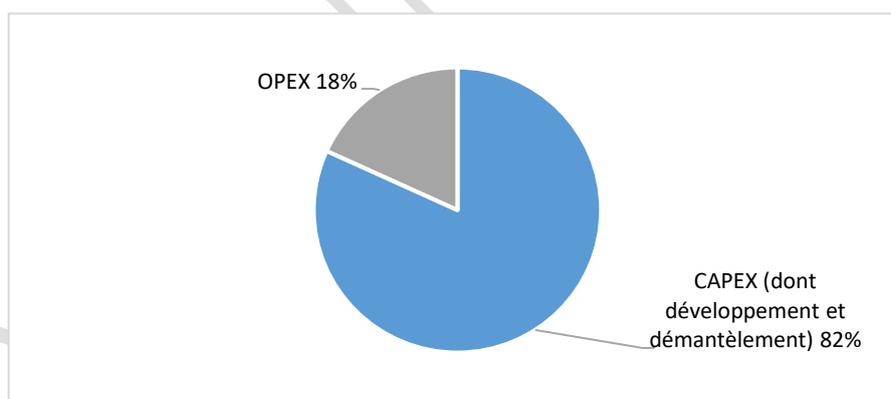


Figure 11 : Décomposition du coût de production de l'éolien en mer entre CAPEX et OPEX

Etat des lieux de la filière

France

La mise en service du premier grand parc éolien en France situé à Saint Nazaire est prévue pour 2022. L'objectif des pouvoirs publics précisé dans la PPE est d'atteindre 2,4 GW de capacité installée en 2023 et entre 4,7 et 5,2 GW en 2028. Plus généralement, le Gouvernement prévoit d'accélérer le rythme de développement pour atteindre 1 GW/an de puissance mise en service dans les prochaines années.

Europe

La capacité éolienne en mer cumulée de l'Europe a atteint 22 GW à la fin de 2019. Les scénarios de l'AIE et l'IRENA anticipent une puissance installée de l'ordre de 215 GW d'ici 2050 tandis que de nombreux scénarios européens (TYNDP, Commission européenne, Wind Europe...) prévoient désormais plus de 400 GW installés à cet horizon. Les principaux gisements techniques se trouvent au Royaume Uni, en France et de manière plus générale en mer du Nord.

Evolutions attendues : technologiques et coûts

Des évolutions sont attendues sur l'ensemble des composantes des projets éoliens en mer :

- **Eoliennes** : les progrès technologiques et l'augmentation de la taille des éoliennes vont permettre d'atteindre des puissances unitaires par éolienne de l'ordre de 15-20 MW à 2030, ce qui participe d'un mouvement de réduction des coûts (la puissance d'une éolienne augmente plus vite que ses dimensions, qui conditionnent en grande partie les coûts de fabrication). Des optimisations de procédés de fabrication sont attendues, avec une meilleure exploitation des plateformes de production.
- **Infrastructures (fondations/flotteurs)** : des améliorations techniques et une baisse des coûts des fondations sont attendues. La baisse relative des coûts devrait être plus importante pour les flotteurs que pour les fondations posées, les flotteurs n'ayant pas encore atteint le même niveau de maturité industrielle.
- **Raccordement électrique** : les câbles et postes électriques peuvent représenter entre 15 et 30% du coût d'investissement d'un parc éolien selon les configurations. Des évolutions technologiques sont attendues avec l'utilisation du courant continu pour les parcs éloignés des côtes (afin de réduire les pertes de transmission). Les coûts concernant le raccordement seront évalués en fonction de la localisation des parcs via des études de réseau intégrant les possibilités de mutualisation des infrastructures à long terme. **Ils ne sont donc pas intégrés dans les hypothèses précisées dans la suite de ce document.**
- **Opération et maintenance** : la numérisation du réseau et l'utilisation de drones permet de réaliser des opérations de maintenance préventive et de réduire les temps de sortie en mer. La mutualisation de centres de maintenance pour plusieurs parcs éoliens situés dans la même zone peut permettre également une réduction des coûts.
- Le **facteur de charge** augmente avec des éoliennes de plus en plus grandes qui sont capables d'atteindre une plus large gamme de vitesses de vent et donc de produire plus d'électricité. Par ailleurs, les nouveaux projets de parcs éoliens en mer s'éloignent de plus en plus des côtes, où les vitesses du vent ont tendance à être plus élevées. Les facteurs de charge simulés dans les analyses de RTE en tiendront compte en fonction des scénarios et des localisations. A titre illustratif, l'augmentation de taille et la localisation des éoliennes peuvent conduire à des facteurs de charge de l'ordre de 50% (contre 38% en moyenne actuellement).
- La **durée de vie** des installations évolue à la hausse, même si le retour d'expérience sur la durée de vie effective des parcs en mer est par définition inexistant. Par rapport à des durées d'exploitation aujourd'hui envisagées qui atteignent de l'ordre de 20 ans, il est désormais considéré dans certains pays que les parcs pourront être exploités 30, voire 40 ans.

Caractéristiques techniques actuelles et perspectives		2020	2030	2040	2050
Facteur de charge posé	%	~40%	45%	45%	45%
Facteur de charge flottant	%	~40%	45%	50%	50%
Durée de vie	années	20	25	30	40

Coûts actuels et perspectives (hors raccordement)

Du fait de moindres limites de transport et d'installation que pour les projets terrestres ainsi que moins de contraintes réglementaires (hauteur maximale autorisée, radars aériens), des réductions des coûts des éoliennes sont attendues dans tous les scénarios en raison de l'augmentation de la taille (et donc la puissance) des éoliennes. L'ampleur de cette baisse ainsi que la baisse du reste de postes des coûts (fondations, maintenance...) dépendront des évolutions technologiques qui se matérialiseront ainsi que du scénario de développement à l'échelle mondiale (qui influe sur les économies d'échelle et d'apprentissage). La baisse de coûts sera plus significative à moyen terme (2030) qu'à long terme (2050) : avec l'exploitation des gisements restants, les parcs devront s'installer plus loin des côtes et à une plus grande profondeur. Ceci engendra des coûts supplémentaires (installation, fondations), ce qui viendra atténuer la baisse de coûts lié au volume de parcs déployé.

RTE propose de retenir trois trajectoires de coût :

- La variante **coûts bas** suppose des évolutions technologiques permettant de réduire les coûts unitaires et/ou un fort développement de l'éolien en mer en France et en Europe, pour les filières posé et flottante. Des importantes économies d'échelle sont attendues pour les fondations flottantes et dans une moindre mesure pour les éoliennes elles-mêmes. Du fait du développement fort de la filière, une baisse des OPEX est attendue en raison de la mutualisation des opérations de maintenance et réparation pour des parcs à proximité.
- La variante **coûts hauts** suppose un développement modéré des parcs éoliens en mer et des évolutions technologiques limitées. La filière flottante serait la moins développée. En conséquence, du fait du moindre volume des éoliennes installées, peu d'économies d'échelle sont attendus. Ceci se traduit par une baisse modérée des CAPEX des éoliennes, des fondations fixes et surtout des fondations flottantes. La mutualisation de la maintenance est moins marquée que dans la variante haute, ce qui se traduit par une baisse modérée des OPEX.
- La trajectoire **centrale** suppose un développement de l'éolien en mer à un rythme soutenu et des évolutions technologiques permettant de réduire significativement les CAPEX (de l'ordre de 30-40% à terme).

Eolien en mer posé		Trajectoire	2020	2030	2040	2050
CAPEX (hors raccordement)	€2018/kW	Haute	2600	2100	2000	1900
		Centrale	2600	1700	1500	1300
		Basse	2600	1300	1000	700
OPEX	€2018/kW/an	Haute	80	65	60	55
		Centrale	80	58	47	36
		Basse	80	54	38	28
Eolien en mer flottant		Trajectoire	2020	2030	2040	2050
CAPEX (hors raccordement)	€2018/kW	Haute	3100	2600	2550	2500
		Centrale	3100	2200	2050	1900
		Basse	3100	1800	1550	1300
OPEX	€2018/kW/an	Haute	110	90	80	70
		Centrale	110	80	60	50
		Basse	110	75	50	40

* Les dates indiquées dans le tableau correspondent à l'horizon de mise en service