

Les coûts actuels des énergies électriques bas-carbone

**Analyse des différents coûts actuels
des moyens de production nucléaire,
éolien et photovoltaïque et de leur impact
sur le réseau.**

Greenpeace est une organisation internationale qui agit selon les principes de non-violence pour protéger l'environnement et la biodiversité et promouvoir la paix. Elle est indépendante de tout pouvoir économique et politique et s'appuie sur un mouvement citoyen engagé pour construire un monde durable et équitable.

L'Institut Rousseau est un laboratoire d'idées indépendant, attaché à la reconstruction écologique, sociale et démocratique de nos sociétés. Il rassemble des intellectuels, des chercheurs, des hauts fonctionnaires et des travailleurs du privé ou du public. Son objectif est de produire des propositions de politiques publiques innovantes, ambitieuses et opérationnelles.

Greenpeace France et l'Institut Rousseau tiennent à remercier différents acteurs associatifs pour leurs retours précieux et leurs conseils avisés : particulièrement Yves Marignac de l'association négaWatt ainsi qu'Alain Grandjean et les équipes de la Fondation Nicolas Hulot.

Contact presse Greenpeace

Guillaumine Lickel, guillaumine.lickel@greenpeace.org, 06 73 89 48 90

Contact presse Institut Rousseau

Oriane Wegner, oriane.wegner@institut-rousseau.fr, 06 59 57 32 89

Contact éditorial

Morgane Gonon, morgane.gonon@institut-rousseau.fr, 06 33 12 10 58

Rapport publié en novembre 2021 par Greenpeace France et l'Institut Rousseau.

Sommaire

RÉSUMÉ EXÉCUTIF	4
GLOSSAIRE ET ABRÉVIATIONS	7
1. POURQUOI CETTE ÉTUDE ?	11
1.1. Le contexte	11
1.2. L'objectif	12
2. LA COMPARAISON DES COÛTS COURANTS ÉCONOMIQUES DE DIFFÉRENTES SOURCES D'ÉLECTRICITÉ BAS-CARBONE	14
2.1. Le choix du coût courant économique (CCE)	14
2.2. Analyse comparée de différents CCE	17
3. LES AUTRES COÛTS DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE	21
3.1. Les principaux défis de l'adaptation du système électrique	24
3.2. Quels coûts système pour différents mixes énergétiques ?	31
BIBLIOGRAPHIE	34
ANNEXES MÉTHODOLOGIQUES	37
Annexe 1 : Les hypothèses du nucléaire	38
Annexe 2 : Les hypothèses financières des énergies renouvelables	50
Annexe 3 : Les hypothèses technico-économiques du photovoltaïque	53
Annexe 4 : Les hypothèses technico-économiques de l'éolien terrestre	63
Annexe 5 : Les hypothèses technico-économiques de l'éolien en mer	68
Annexe 6 : Tableau de synthèse du calcul des différents CCE	73

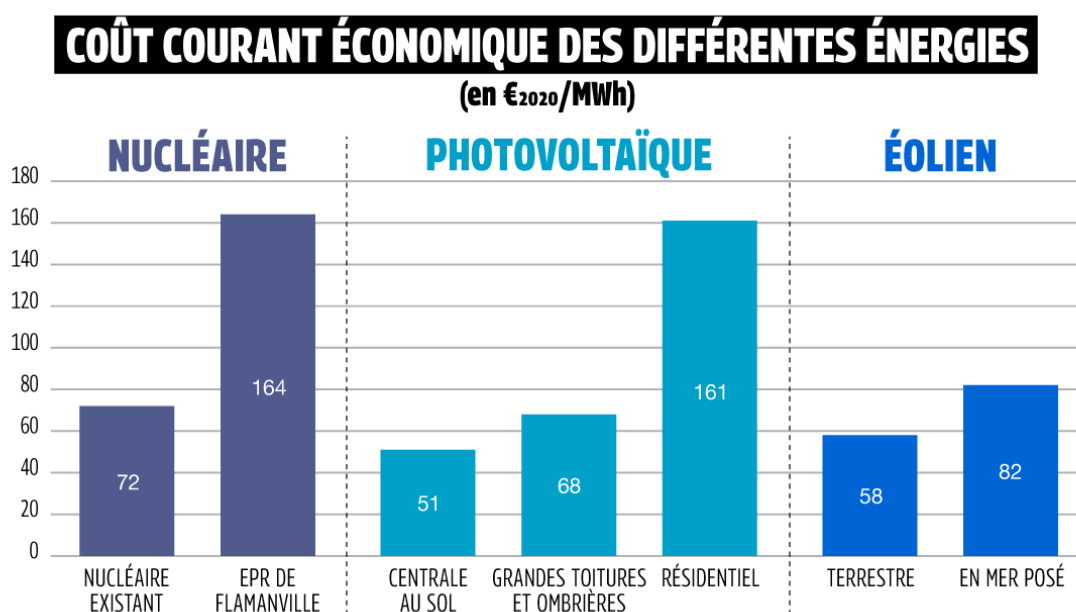
Résumé exécutif

La France est actuellement à un tournant de son avenir énergétique avec un choix crucial pour son futur mix électrique : par quoi remplacer les 56 réacteurs nucléaires du pays après leur fermeture dans les décennies qui arrivent ? S'il est certain qu'il faudra quoi qu'il arrive accélérer le développement des énergies renouvelables éoliennes et photovoltaïques, la question se pose pour le nucléaire : faut-il ou non construire de nouveaux réacteurs nucléaires en France ou faut-il progressivement aller vers un mix 100 % renouvelables ?

De nombreuses publications viennent ou vont être publiées durant cet automne 2021 pour éclairer ce débat sur l'avenir énergétique du pays dans un contexte électoral particulier. Le rapport RTE *Futurs énergétiques 2050* se focalise sur la trajectoire électrique alors que le scénario *négaWatt 2022* et les scénarios de l'Ademe *Prospectives, énergies, ressources 2050* proposent une vision de la transition sur l'ensemble du système énergétique vers la neutralité carbone en 2050.

Le présent rapport vise à contribuer au débat sur ce choix de société du point de vue économique en apportant une comparaison des coûts réels de production de l'électricité des énergies bas-carbone représentant les principales possibilités de choix : nucléaire existant, nucléaire en construction avec l'EPR de Flamanville, éolien terrestre et posé en mer, photovoltaïque au sol, sur ombrières ou grandes toitures ainsi que sur le segment résidentiel. Cette grille de lecture repose sur le calcul du coût courant économique, tel qu'utilisé par la Cour des comptes pour calculer le coût de production de l'électricité nucléaire. Elle propose une méthodologie et un périmètre d'analyse communs pour ces différentes technologies. En outre, les chiffres utilisés proviennent tous de sources publiques les plus récentes possibles. Dans le cas du nucléaire, les données d'EDF ont été privilégiées et ont été complétées par des données d'autres sources, essentiellement celles de RTE ou de la Cour des comptes.

Il résulte de cette étude que les renouvelables les plus compétitives, photovoltaïque en centrale au sol ou sur grandes toitures et éolien terrestre, présentent aujourd'hui un coût courant économique moyen de 5 % à 30 % inférieur à celui du nucléaire existant, celui de l'éolien posé en mer restant légèrement supérieur (moins de 15 %). Toutes ces options ont un coût courant économique moyen au moins deux fois moins élevé que celui de l'EPR de Flamanville, qui se situe au même niveau que celui du photovoltaïque résidentiel.



Source : Greenpeace et Institut Rousseau, Les coûts actuels des énergies électriques bas-carbone, 2021

Il est essentiel d'aller au-delà de la question du seul coût des technologies isolées pour considérer les coûts liés à l'ensemble du système électrique en fonction du mix des moyens de production. Un nombre croissant d'études démontrent la faisabilité technique d'un système basé sur un mix électrique 100 % renouvelable, sous réserve de déployer à grande échelle des solutions nouvelles de fonctionnement. Malgré les nombreuses variables et incertitudes à prendre en compte, le coût complet d'un tel système à l'horizon 2050 ou 2060 n'apparaît pas d'un ordre de grandeur différent de celui d'un système électrique reposant sur un mix d'énergies renouvelables et de nucléaire.

Le choix entre ces deux options, en lien avec une vision plus globale de la trajectoire électrique dans une stratégie énergétique de décarbonation, est un choix structurant

qui engage la société pour des décennies. Dès lors, il est indispensable que ce sujet puisse être débattu dans un cadre véritablement démocratique, en prenant le temps nécessaire, sans que cette décision majeure ne soit confisquée par quelques-uns. Les différentes options techniques pour une trajectoire de production électrique décarbonée doivent pouvoir être discutées sur la base d'une comparaison économique aussi équitable que possible, éclairant leurs coûts directs et leurs coûts indirects, ce qui est l'objet du présent rapport. Cette comparaison, pour être complète, doit intégrer d'autres critères, notamment des aspects environnementaux (matières premières, biodiversité, artificialisation des sols, ressource en eau, production et gestion des déchets...) et sociaux (création d'emplois, santé publique, retombées économiques, implication des différents territoires...) qui ne sont pas abordés ici.

Glossaire et abréviations

CAPEX :

Dépenses d'investissement en capital (*capital expenditure*) comme par exemple les coûts de développement, de construction ou l'achat de matériel non-consommable.

Coût de construction overnight :

Coût d'un projet de construction hors coût du capital , comme si le projet était achevé "du jour au lendemain".

Coût courant économique (CCE) :

Se référer à la description de cette méthode de calcul dans la partie 2.1.

Coût de portage du stock de combustibles :

Coût du capital lié à l'immobilisation du stock de combustibles.

Coût moyen pondéré du capital (CMPC)**ou Taux de rémunération du capital :**

Le coût du capital représente le taux de rentabilité annuel demandé par les apporteurs de capitaux au sein d'une entreprise (actionnaires et bailleurs de fonds), déterminé en fonction de la rémunération qu'ils pourraient obtenir d'un placement ayant un profil de risque similaire sur le marché.

Coûts système :

Désignant l'ensemble des coûts observables dans un réseau électrique, ils comprennent :

- coûts réseau : coûts nécessaires pour transporter l'électricité entre son lieu de production et les lieux de consommation,
- coûts d'équilibrage : coûts liés au maintien de la stabilité du réseau électrique,
- coûts d'utilisation ou coûts du back-up : ces coûts désignent l'impact sur les coûts d'autres composantes du système (notamment la baisse de facteur de charge) de l'introduction d'un moyen de production, par exemple une source

renouvelable variable locale. Il n'y a pas de consensus sur le bien-fondé d'intégrer ou non ces coûts dans les coûts système, mais cette étude les inclut par souci d'avoir un périmètre aussi exhaustif que possible.

DEM :

Démantèlement.

Durée d'avance de trésorerie :

Correspond à la durée entre la mise à disposition du budget alloué au projet de centrale électrique et sa mise en service, soit le temps nécessaire à sa construction.

ENR :

Énergies renouvelables.

EPR :

L'EPR (European Pressurized Reactor ou Evolutionary Power Reactor) est une évolution des réacteurs à eau sous pression en fonctionnement, bénéficiant de normes de sûreté et de sécurité plus élevées, et conçu pour une durée de fonctionnement de 60 ans. Sa capacité de production est supérieure à celle des derniers réacteurs construits en France (de type N4) - 1 600 mégawatts (MWe) contre 1 450 MWe. A l'heure actuelle, 2 EPR ont été mis en service en Chine (Taishan) et 4 autres sont en construction en France (Flamanville 3), en Finlande (Olkiluoto 3) et au Royaume-Uni (Hinkley Point C).

EPR 2 :

L'EPR 2 est une nouvelle version modifiée de l'EPR avec une conception de l'installation simplifiée qui vise à tenir compte des retours d'expérience des chantiers existants de l'EPR et de l'accident de la centrale de Fukushima-Daiichi.

Facteur de charge :

Le facteur de charge d'une unité de production électrique est le ratio entre l'énergie qu'elle produit pendant une période donnée (dans ce rapport une année entière) et l'énergie qu'elle aurait produite durant cette période si elle avait constamment

fonctionné à puissance nominale. Il est parfois décomposé en produit d'un facteur de disponibilité, caractérisant le pourcentage de temps où ce moyen de production est disponible sur une période donnée, et d'un facteur d'utilisation, caractérisant son niveau de mobilisation pour produire pendant qu'il est disponible.

FLA3 :

Troisième réacteur nucléaire de la centrale de Flamanville, en cours de construction et de type EPR. Sa puissance continue nette est de 1 570 MW.

LCOE :

Levelized Cost Of Energy, ou coût actualisé de l'énergie en français, correspond à la somme des coûts actualisés de production d'énergie divisée par la quantité actualisée d'énergie produite.

Loyer économique :

Se référer à la description de la méthode de calcul du CCE dans la partie II.1.

OPEX :

Dépenses d'exploitation (*operational expenditure*) sont les charges courantes pour exploiter un produit, une entreprise ou un système.

PPE :

Programmation pluriannuelle de l'énergie, outil de pilotage à court-moyen terme (10 ans) de la politique énergétique française créé par la Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte en 2015.

Puissance nette :

Une centrale électrique absorbe une partie de l'électricité qu'elle produit pour ses propres besoins de fonctionnement. Sa puissance « nette » désigne sa puissance réellement disponible à l'entrée du réseau électrique. Elle correspond donc à sa puissance brute déduction faite de sa consommation interne.

PV :

Photovoltaïque.

REP :

Réacteur à eau pressurisée. Technologie utilisée par l'ensemble des réacteurs français en fonctionnement et majoritaire dans le monde.

SMR :

Small Modular Reactor, ou petit réacteur modulaire. Il s'agit de réacteurs nucléaires de faible puissance (de l'ordre de quelques dizaines à quelques centaines de MW) installables par modules pouvant être préfabriqués en usines.

Taux d'actualisation :

Le taux d'actualisation est utilisé pour calculer la valeur actuelle de flux futurs, tout en reflétant leur niveau de risque.

Taux d'intérêts intercalaires :

Ce sont les taux d'intérêt du financement de la phase de construction d'un projet. Nous ne les avons pris en compte uniquement dans les cas de durées de construction supérieures à un an.

1. Pourquoi cette étude ?

1.1. Le contexte

L'évolution du mix électrique français fait actuellement l'objet d'importants débats, en lien avec la perspective de décisions structurantes à long terme sur le renouvellement du parc de production. Dans la perspective d'une trajectoire électrique décarbonée, la question de la part respective entre un nouveau développement du nucléaire et celui des énergies renouvelables est au cœur des débats. Pour permettre une réflexion plus globale, il est essentiel d'éclairer les questions économiques et financières associées aux choix technologiques.

Or, à ce jour, **aucun document ne permet de comparer sur une même base méthodologique et avec des données les plus récentes possibles les coûts de production des différentes sources d'énergie électrique en France** (à l'instar de l'étude internationale de Lazard). Bien qu'il existe des tentatives d'évaluation, les différents coûts considérés datent souvent (la Cour des comptes publie par exemple des chiffres datant de 2013), et les méthodologies diffèrent d'une étude à l'autre et d'une technologie à l'autre (coût actualisé de l'énergie, coût complet, coût cash, prise en compte des charges futures ou non, etc.). Compte tenu de la baisse des coûts des énergies renouvelables et de la hausse des coûts du nucléaire, il paraît essentiel de mettre à disposition des décideurs des données récentes permettant d'objectiver le débat. Ce document constitue, sur la base des données existantes, une contribution à l'établissement d'un tel cadre de référence.

Cependant, ces données relatives aux coûts de production de chaque énergie prise isolément doivent nécessairement être mises en perspective du coût complet d'un mix électrique. En effet, tous les moyens de production ne contribuent pas de la même façon à l'équilibrage entre la consommation et la production et donc n'impliquent pas les mêmes coûts de réseaux (raccordement et interconnexions) ni les mêmes besoins de flexibilité. **Le présent rapport présente ainsi également les**

principaux éléments à prendre en compte afin de pouvoir comparer les coûts complets de différents mix électriques.

1.2. L'objectif

Le travail réalisé au travers du présent rapport permet de mettre à disposition une grille de calcul visant à comparer le coût de production de l'électricité de certaines énergies bas-carbone, en suivant la même méthodologie quelles que soient les technologies étudiées et avec des données les plus récentes possibles.

Le périmètre des technologies étudiées n'est pas exhaustif en cela qu'il comprend uniquement les principales énergies qui émettent peu de gaz à effet de serre tout au long de leur cycle de vie et qui sont amenées à jouer un rôle central dans le renouvellement et le développement de nouveaux moyens de production d'électricité en France métropolitaine. L'énergie hydraulique n'est ainsi pas traitée dans cette étude car son déploiement est d'ores et déjà relativement proche du maximum. La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) considère ainsi que seulement 900 à 1 200 MW supplémentaires devraient être installés d'ici 2028 (sur une puissance totale actuelle de 25,7 GW), essentiellement basés sur l'optimisation de sites existants. De plus, l'éolien en mer flottant, bien que voué à jouer un rôle dans les prochaines décennies, n'est pas considéré dans cette étude du fait du manque de recul actuel sur cette technologie (à ce jour, une seule éolienne flottante est en expérimentation au large de Saint-Nazaire, et quelques parcs seulement sont en activité dans le monde). La PPE prévoit de lancer la filière grâce à 3 appels d'offres d'ici 2023 pour une puissance installée de 750 MW. De façon similaire, les technologies nucléaires de l'EPR 2 et des petits réacteurs modulaires (SMR), qui ont récemment fait l'objet d'annonces présidentielles, ne sont pas considérées ici du fait de coûts ou d'horizons de déploiement trop incertains. Enfin, les autres technologies comme le solaire à concentration, la géothermie, les autres énergies marines (hydroliennes, ...) ou la bioénergie n'ont également pas été considérées car elles semblent amenées à jouer un rôle plus mineur dans la production nationale d'électricité, même si leur contribution à l'équilibrage du système peut être importante. **Ainsi, les technologies étudiées dans ce rapport sont le nucléaire**

existant en France, le nouveau nucléaire de technologie EPR représenté par la tête de série à Flamanville, le solaire photovoltaïque (au sol, sur grande toiture ou ombrière, résidentiel) et l'éolien, à la fois terrestre et posé en mer.

Le coût des différents outils technologiques isolés n'étant pas le seul paramètre à prendre en compte pour évaluer ou comparer l'ensemble des coûts d'un système électrique national interconnecté au réseau européen, **ce rapport présente donc aussi une vision plus large de l'ensemble des coûts devant être pris en compte au sein d'un mix électrique.**

2. La comparaison des coûts courants économiques de différentes sources d'électricité bas-carbone

2.1. Le choix du coût courant économique (CCE)

Plusieurs méthodes permettent de calculer le coût de production par MWh des moyens de génération d'électricité, chacune différant selon le périmètre et le point de vue des acteurs économiques (investisseur, opérateur, collectivité...) selon les étapes de projets. Parmi celles-ci, la méthode du Coût courant économique (CCE) est celle retenue dans le présent rapport. Il s'agit en effet de la méthode la mieux adaptée pour comparer les coûts de production de sources d'énergies électriques de maturités différentes et de moyens de production à des étapes différentes de leur développement. Le recours au CCE permet notamment d'apporter une réponse à la problématique centrale que pose ce rapport : **quel est le coût de production intégrant l'ensemble des coûts passés et futurs sur le cycle complet des différents outils de production d'électricité ?**

Le recours au CCE est également l'approche privilégiée par la Cour des comptes, qui précise que *“cette méthode repose sur une approche « théorique » qui conduit à calculer a posteriori un « loyer économique » annuel constant depuis la mise en service des centrales et qui permettrait de reconstituer, à la fin de leur durée de fonctionnement, un parc identique au parc initial. Cette méthode définit ainsi un coût global moyen sur toute la durée de fonctionnement du parc, utile pour comparer le prix des énergies entre elles.”*¹

Pour obtenir ce “loyer économique”, la totalité des capitaux investis ou à investir dans l'outil de production est actualisée et traitée comme un emprunt avec

¹ “Le coût de production de l'électricité nucléaire - Actualisation 2014”, mai 2014, p. 161.

remboursement par annuités constantes sur la durée de vie totale de l'outil de production.

Le loyer économique est ainsi calculé en appliquant la formule classique d'annuités constantes à la somme des éléments actualisés suivants :

- les investissements initiaux
- les investissements réalisés durant le fonctionnement de l'outil de production
- les dépenses de fin de vie

Le loyer économique annuel est ensuite additionné aux dépenses annuelles de fonctionnement (les charges d'exploitation et de maintenance et, le cas échéant, le coût du combustible incluant les provisions pour gestion du combustible utilisé et des déchets). Le montant obtenu est alors rapporté à la production d'électricité actualisée pour obtenir le CCE par MWh.

Il convient de noter que compte tenu de l'accroissement des coûts du nucléaire, le loyer économique ne permettrait pas de reconstituer le parc à l'identique (en puissance). En revanche, cette méthode permet de comparer, à un instant donné, les coûts de production de différentes sources d'énergie à des stades de développement différents.

L'ensemble des CCE présentés dans le présent rapport a été obtenu en appliquant une méthode de calcul issue d'un document de mars 2013 de l'association Global Chance visant *“une harmonisation des méthodes et des paramètres économiques de comparaison entre les filières de production ou d'économie d'énergie”*.

Le CCE semble en particulier plus adapté pour éclairer la question des coûts dans le contexte des décisions à prendre en France que la méthode la plus couramment utilisée pour comparer le prix des différentes sources d'énergies, reposant sur le Levelized Cost Of Energy (LCOE) ou coût complet actualisé de l'énergie. En effet, si les méthodes de calcul du LCOE ou du CCE donnent des résultats équivalents lorsqu'il s'agit de comparer le coût de production de nouvelles centrales électriques,

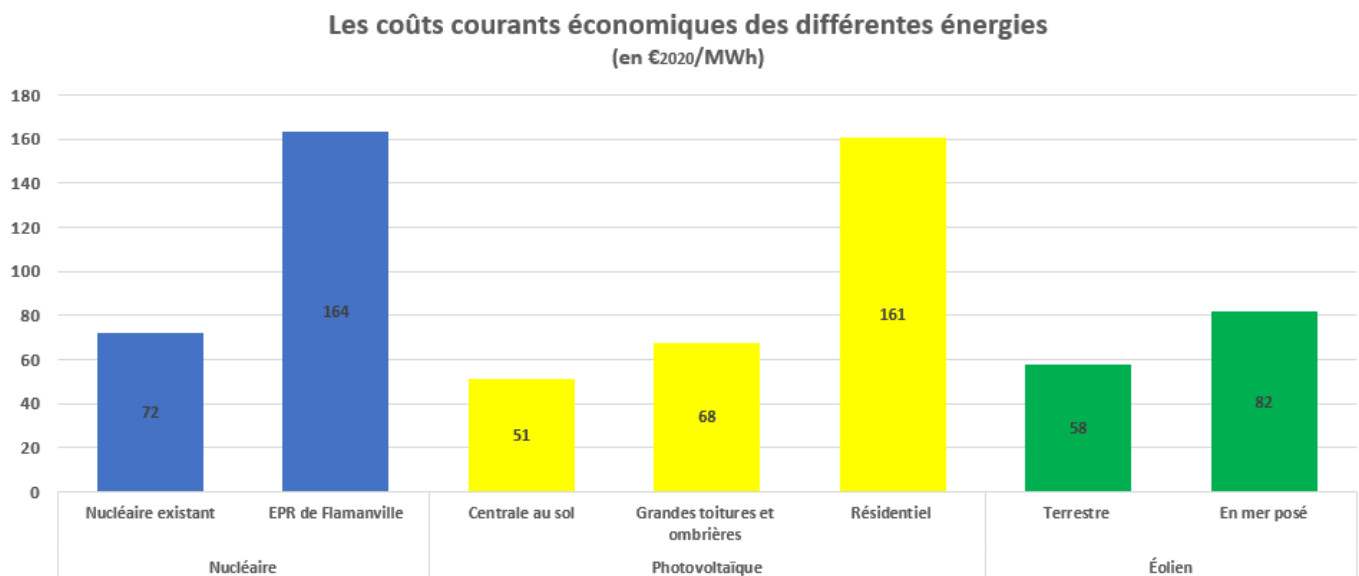
il n'en va pas de même lorsqu'il s'agit de comparer des outils de production à des phases d'existence différentes.

Plusieurs différences entre les deux calculs nous ont amenés à privilégier la méthode du CCE :

- Le LCOE ne retient qu'un seul taux d'actualisation alors que le calcul du coût du nucléaire relève de différents taux : le taux de rémunération du capital, le taux d'intérêts intercalaires, et le taux d'actualisation des dépenses de fin de vie. Ces différents taux entrent dans le calcul du CCE.
- Le calcul du LCOE s'effectuant au tout début du processus, les dépenses à long terme (démantèlement et gestion des déchets) sont minorées. En annualisant les dépenses de construction sur la durée de vie de l'outil de production, le CCE ne présente pas ce biais.
- Le LCOE est une estimation et non pas un calcul du coût réel : il repose sur des hypothèses et prévisions de coûts et de production sur toute la durée de vie de l'outil de production. Le CCE, s'il intègre également des projections sur les coûts futurs, s'appuie sur les données existantes sur les coûts passés et présents pour calculer un coût à un instant.

2.2. Analyse comparée de différents CCE

Pour chaque moyen de production d'électricité étudié dans ce rapport un ensemble d'hypothèses détaillées en annexes permet d'aboutir aux valeurs moyennes des CCE suivantes :



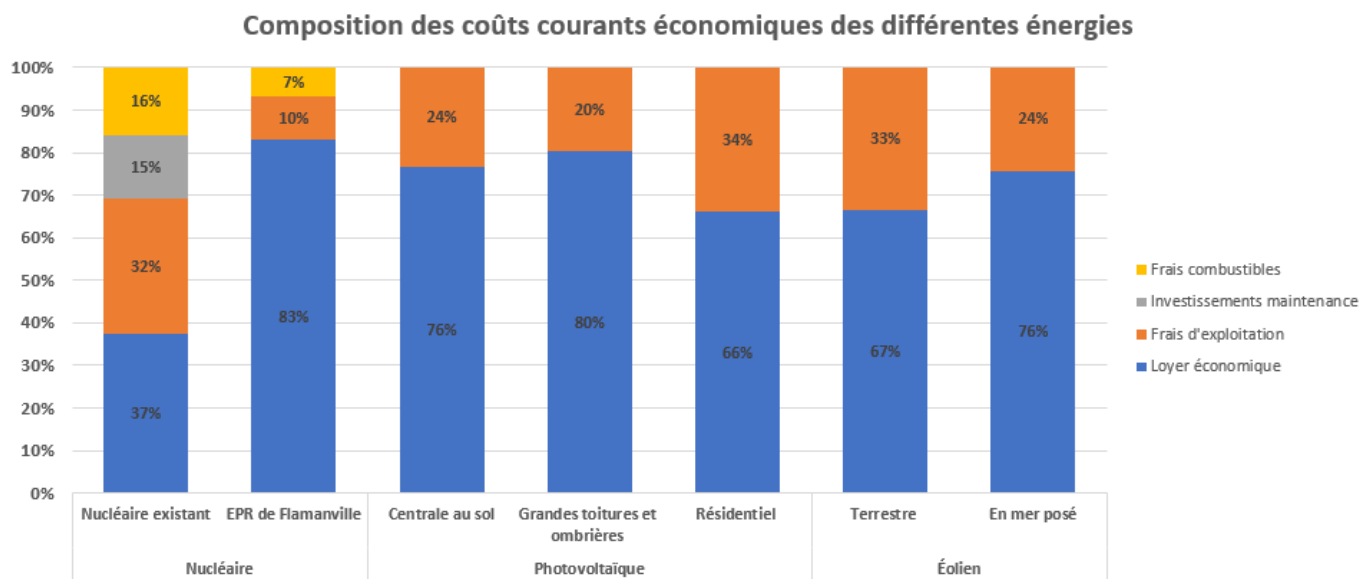
Ce travail de reconstitution des coûts courants économiques des différentes énergies permet d'aboutir aux conclusions suivantes :

- 1) **Les différentes technologies se répartissent en deux groupes avec des CCE qui varient du simple au triple.** D'un côté, le parc nucléaire existant, le photovoltaïque au sol, sur grandes toitures et ombrières ainsi que l'éolien ont des CCE qui s'échelonnent entre 50 €/MWh et 80 €/MWh. De l'autre côté, le photovoltaïque résidentiel et l'EPR de Flamanville affichent des CCE d'environ 160 €/MWh.
- 2) **Deux sources d'électricité présentent des CCE particulièrement élevés : l'EPR de Flamanville et le photovoltaïque résidentiel.** Pour l'EPR de Flamanville ceci s'explique en partie par son statut de tête de série d'une nouvelle technologie (avec des normes de sûreté et de sécurité plus élevées que pour les précédents réacteurs) mais également par un dépassement important des coûts d'investissements initialement prévus, lui-même ayant diverses causes

détaillées notamment dans les rapports de Jean-Martin Folz et de la Cour des comptes. Pour le photovoltaïque résidentiel, la très petite échelle des systèmes considérés (entre 3 kWc et 9 kWc) implique nécessairement des coûts fixes élevés.

- 3) Plus globalement, **le nucléaire est sujet à un coût de financement plus élevé** (près de 8 %) que celui des énergies renouvelables (2 à 5 %), en raison de la prise en compte de risques financiers importants spécifiques au nucléaire.
- 4) **Deux sources d'électricité présentent des CCE inférieurs à 60 €/MWh : le photovoltaïque au sol et l'éolien terrestre.**
- 5) **Le CCE du nucléaire existant est plus élevé que celui de l'éolien terrestre et du photovoltaïque au sol.** Il est du même ordre de grandeur que le CCE du photovoltaïque sur grandes toitures ou ombrières.
- 6) Concernant spécifiquement l'éolien, **le CCE de l'éolien en mer posé est en moyenne supérieur de 40 % à celui de l'éolien terrestre.** En effet, les coûts d'investissement et de maintenance de l'éolien en mer sont plus élevés que ceux de l'éolien terrestre et ce surcoût n'est pas compensé par un facteur de charge plus important lié aux meilleurs régimes de vent rencontrés généralement en mer. De plus, la filière de l'éolien en mer est moins mature que celle de l'éolien terrestre, particulièrement en France où aucun parc n'est encore en service au large des côtes.
- 7) **S'agissant du solaire photovoltaïque, plus la puissance moyenne de l'installation est élevée, plus les différents postes de coûts rapportés au kWc diminuent et donc plus le CCE est bas.** Ainsi, le CCE baisse de 60 % entre le photovoltaïque résidentiel et le photovoltaïque sur grandes toitures, pour une puissance installée multipliée d'un facteur 30 à 50 (entre 3 kWc et 9 kWc pour le résidentiel et entre 100 kWc et 500 kWc pour les installations sur grandes toitures et ombrières). Lorsque la puissance de l'installation augmente jusqu'à atteindre entre 2,5 MWc et 10 MWc pour des centrales au sol, alors le CCE baisse de nouveau de 25 %.

- 8) **Le CCE de l'EPR de Flamanville est plus de deux fois plus élevé que le CCE du nucléaire existant.** Bien qu'il soit normal que le CCE de l'EPR de Flamanville soit plus élevé que celui du parc historique car l'EPR constitue une tête de série avec notamment des normes de sûreté et de sécurité plus élevées que les réacteurs précédents, l'écart avec le parc historique est qualifié de *“considérable, même pour un réacteur « tête de série »”* par la Cour des comptes dans son rapport de juillet 2020.



S'agissant des différents postes de coût formant le CCE :

- Seul le nucléaire est concerné par des **frais de combustibles** estimés à environ 11 €/MWh.
- Les **investissements de maintenance**, poste important du nucléaire existant, doivent permettre de maintenir le niveau de production dans les conditions de fonctionnement actuel, tout en respectant les exigences en matière de sûreté et de sécurité. L'écart entre le nucléaire existant et l'EPR de Flamanville s'explique d'une part par la prise en compte des investissements de grand carénage dans cette catégorie (voir explication dans l'annexe 1), d'autre part par le choix de RTE d'intégrer ce poste dans les frais d'exploitation.

- Les **frais d'exploitation** rapportés au MWh sont plus élevés pour le parc nucléaire actuel que pour le nouveau nucléaire. Une partie de cette différence pourrait s'expliquer par le recours à des sources différentes (RTE pour le nouveau nucléaire et la Cour des comptes pour le nucléaire existant). S'agissant du photovoltaïque, plus l'installation est de faible puissance, plus les frais d'exploitation en €/MWh sont élevés : ils varient d'un facteur cinq entre les centrales au sol et le résidentiel, et représentent jusqu'à un tiers du CCE sur ce dernier segment. Enfin, pour l'éolien, les frais d'exploitation en €/MWh pour l'éolien en mer sont similaires à ceux de l'éolien terrestre (car la différence de puissance et de facteur de charge compense les frais plus élevés par machine) mais ne représentent qu'un quart du CCE pour l'éolien en mer contre un tiers pour l'éolien terrestre, car la valeur des investissements est prépondérante pour l'éolien en mer.
- Le **loyer économique** constitue le poste le plus élevé du CCE. Le loyer économique très élevé de l'EPR par rapport au nucléaire existant s'explique par un investissement plus lourd et prolongé, en lien avec des exigences initiales en matière de sûreté et de sécurité plus élevées, un effet tête de série et des dérapages de chantier.

Enfin, s'agissant spécifiquement du solaire photovoltaïque et de l'éolien, la diversité des valeurs rencontrées dans la littérature permet de dresser deux séries supplémentaires d'hypothèses toutes deux détaillées en annexes, l'une dite "optimiste" (CAPEX et OPEX faibles et à l'inverse facteur de charge et durée de vie élevés) et l'une dite "pessimiste" (CAPEX et OPEX élevés et à l'inverse facteur de charge et durée de vie limités). Dans le cas d'hypothèses optimistes, les CCE de l'éolien et du photovoltaïque baissent de façon homogène de 40 % et le CCE de l'éolien en mer devient inférieur à celui du nucléaire existant. À l'inverse, dans le cas d'hypothèses pessimistes, les CCE augmentent de façon hétérogène et le nucléaire existant est le moyen de production permettant d'obtenir le CCE le plus bas. En effet, le CCE de l'éolien en mer augmente d'un quart tandis que celui de l'éolien terrestre augmente d'un tiers. Les CCE du photovoltaïque au sol et sur grandes toitures et

ombrières augmentent quant à eux de 50 %, et le CCE du photovoltaïque résidentiel de 70 % pour atteindre 271 €/MWh.

3. Les autres coûts du système électrique

La méthode du coût courant économique paraît la mieux adaptée à la comparaison de l'ensemble des coûts inhérents aux différentes sources de production bas-carbone d'énergie électrique. **Pour autant, le coût des différents outils technologiques isolés n'est pas le seul paramètre à prendre en compte pour évaluer ou comparer l'ensemble des coûts d'un système électrique sur un large réseau de la taille d'un pays comme la France, qui plus est interconnecté au réseau européen. En effet, outre les aspects directement relatifs à la formation des coûts de production de l'électricité, d'autres dimensions doivent être prises en compte dans une perspective systémique.** Deux d'entre elles jouent un rôle particulièrement important :

- le niveau de demande, en énergie et en puissance. Le niveau de demande en énergie conditionne les volumes de production à mobiliser tandis que le niveau de demande en puissance concerne les capacités à garantir pour assurer en permanence l'équilibre offre-demande, dont découlent les chroniques de déploiement des différentes filières, mais aussi par exemple le niveau de saturation des sites offrant les meilleures performances ;
- l'intégration au système électrique des différents moyens de production, en fonction de leur profil de production et de leur localisation. Ces caractéristiques ont des conséquences du point de vue de la morphologie, de la taille et de la vitesse d'adaptation du réseau en fonction de la diversification des filières de production, de leur niveau respectif de centralisation / décentralisation et de leur répartition plus ou moins équilibrée sur le territoire.

A ce titre, le rapport publié en janvier 2021, *“Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050”*, écrit conjointement par le gestionnaire du Réseau de

transport de l'électricité (RTE) et l'Agence internationale de l'énergie (AIE), éclaire sur les conséquences techniques et les évolutions à apporter au réseau électrique dans le cadre d'une transition vers un mix électrique à très forte pénétration d'énergies renouvelables variables, tels que le photovoltaïque ou l'éolien (terrestre et en mer). Dans une perspective de décarbonation, ce type de mix électrique peut être considéré comme fortement probable d'ici le milieu du siècle. Ainsi, le récent travail de prospective réalisé par RTE comparant différents types de mix compatibles avec la neutralité carbone à 2050 retient une part d'énergies renouvelables variables à cette échéance d'au moins 53 % en 2050 dans cinq scénarios centraux sur six². Du rapport RTE/AIE, il ressort l'existence de *“quatre ensembles de conditions strictes, qui devront être remplies pour permettre, sur le plan technique et avec une sécurité d'approvisionnement assurée, l'intégration d'une proportion très élevée d'énergies renouvelables dans un système électrique de grande échelle comme celui de la France”* : le maintien de la stabilité du système électrique, l'assurance d'une adéquation permanente entre production et consommation électrique, l'existence de réserves opérationnelles adaptées en volume au mix électrique considéré et l'adaptation du réseau électrique.

Les parties suivantes visent à éclairer la question des coûts courants économiques associés à des technologies de production d'électricité par une réflexion sur les coûts systèmes liés à leur intégration dans un mix électrique à l'échelle nationale, notamment en détaillant les enjeux liés aux quatre ensembles de conditions explicités dans le rapport conjoint RTE/AIE.

Toutefois, rappelons qu'au-delà des aspects purement économiques abordés dans le présent document, de nombreux autres paramètres doivent également être analysés de façon approfondie afin de pouvoir appréhender l'ensemble des enjeux inhérents au système électrique dans leur globalité. La décision de considérer prioritairement le critère économique pour définir un mix électrique cible est ainsi critiquable en

² Le dernier scénario repose sur une hypothèse forte de développement rapide et massif du nouveau nucléaire (14 EPR et une dizaine de SMR). Même dans ce scénario la part des énergies renouvelables variables s'élèverait à 38 %. RTE, *“Futurs énergétiques 2050”*, octobre 2021. Il est par ailleurs à noter que ces parts respectives sont indiquées pour une même trajectoire de demande électrique en augmentation de 35 %, si bien que la part des renouvelables pourrait être plus importante dans une trajectoire moins haussière, intégrant davantage de maîtrise de la demande.

cela que tout choix de critère privilégié résulte souvent d'une opinion politique et occulte d'autres critères. Ainsi, à l'opposé, considérer la lutte contre le réchauffement climatique comme unique boussole impliquerait par exemple de chercher à construire le mix électrique émettant le moins de gaz à effet de serre en analyse de cycle de vie, et ce peu importe son coût. Dès lors, afin d'être le plus exhaustif possible, tout volet économique d'une étude sur le mix électrique devrait également être complété d'estimations en termes d'impact sur la biodiversité, l'artificialisation des sols, les besoins en matières premières et en ressources ou bien encore de gestion des déchets et de risques pour la santé publique. Enfin, les différentes implications en termes de création d'emplois, de retombées économiques voire d'acceptabilité de la population doivent également être évaluées.

Ces nombreux paramètres sont de plus en plus souvent pris en compte dans les différents exercices de prospectives sur le mix électrique, et sur le mix énergétique en général, à l'image des récents travaux publiés par RTE³ ou l'Association négaWatt⁴.

Seule une vision globale sur un ensemble de critères permettra aux citoyens, à l'ensemble des organisations concernées et aux personnalités politiques de débattre sereinement de l'avenir du mix électrique français et de prendre des décisions en toute connaissance de cause.

³ RTE, "Futurs énergétiques 2050", octobre 2021.

⁴ Association négaWatt, "La transition énergétique au cœur d'une transition sociétale, scénario négaWatt 2022", octobre 2021.

3.1. Les principaux défis de l'adaptation du système électrique

→ Maintenir la stabilité du système électrique

La stabilité d'un réseau électrique correspond à la capacité d'un réseau électrique à maintenir les caractéristiques du signal électrique proche de son signal électrique de consigne ou de référence, en termes de forme du signal (sinusoïdale), de fréquence et de tension. En particulier, des méthodes de régulation, actives ou passives, doivent permettre un retour à ce signal électrique de référence en cas de perturbations apportées sur le réseau électrique, de manière suffisamment rapide et efficace pour éviter des dégâts matériels (pour les consommateurs, le gestionnaire de réseau ou les producteurs d'électricité) ou un *blackout*, c'est-à-dire une mise hors tension et une rupture d'approvisionnement pour l'ensemble ou une sous-partie du réseau électrique.

La stabilité du réseau électrique est aujourd'hui essentiellement assurée par la présence de machines tournantes, synchronisées à 50 Hertz sur l'ensemble du réseau européen. Il s'agit des rotors des alternateurs des centrales électriques : centrales nucléaires, centrales fossiles et centrales hydroélectriques. Comme partout dans le monde (avec des proportions variées), le réseau électrique français a été imaginé et développé autour de ces moyens de production centralisés, d'abord des grands barrages, construits majoritairement entre 1945 et 1960, puis des centrales à charbon et au fioul dans les années 60 et 70, le nucléaire dans les années 1970 et 1980 et enfin les centrales à gaz au début des années 2000.

Pour autant, un tel réseau centralisé autour des machines tournantes de gros moyens de production n'est pas la seule option envisageable pour assurer la stabilité des réseaux électriques. Comme le mentionne le rapport conjoint RTE/AIE, *“il existe désormais un large consensus scientifique sur la stabilité théorique d'un système électrique sans moyen de production conventionnel”*. Pour autant, un tel système alternatif n'existe pas aujourd'hui à l'échelle de l'ensemble d'un réseau électrique d'un pays à taille comparable à la France (lui-même interconnecté au réseau européen) et

fonctionnant de manière permanente. Pour y arriver, il paraît donc indispensable de mettre en route un développement industriel et commercial d'un certain nombre de solutions qui permettent déjà aujourd'hui d'assurer cette stabilité d'un système électrique en laboratoire, sur des démonstrateurs ou sur des petits réseaux électriques isolés. Le déploiement de tels systèmes à plus grande échelle pourrait par la suite être particulièrement pertinent dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain (Corse, DOM-TOM, zones insulaires) dans lesquelles les énergies fossiles fournissent toujours une grande part de la production d'électricité.

Deux problématiques principales se posent concernant la stabilité du système électrique : le maintien du signal électrique à la fréquence de 50 Hertz, et le développement de dispositifs techniques pour remplacer ou imiter l'apport à la stabilisation du réseau aujourd'hui fournie par l'inertie des machines tournantes des centrales électriques.

Au moins deux options sont envisageables pour reproduire cet effet. La première consiste simplement à utiliser des compensateurs synchrones, c'est-à-dire des moteurs synchrones tournant à vide sur le réseau, sans production de puissance. Pour cela, il est possible de réutiliser les machines tournantes des centrales conventionnelles mais donc à vide. Il s'agit d'une solution mature, qui a déjà montré sa capacité à assurer la stabilité du système dans plusieurs régions ou pays (aux Etats-Unis, en Bretagne, Australie-Méridionale, Danemark...), et dont les coûts paraissent raisonnables⁵. La deuxième option consiste à modifier le fonctionnement actuel d'opérations de l'électronique de puissance des parcs éolien et photovoltaïque. En effet, les onduleurs de ces moyens de production fonctionnent aujourd'hui en "grid-following", ce qui signifie qu'ils se contentent de suivre la fréquence et le voltage du signal dicté par les machines tournantes des centrales conventionnelles sans contribuer ni à son inertie ni donc à la stabilité du réseau. Poursuivre un tel fonctionnement serait un frein à l'intégration d'une proportion très élevée de moyens de productions renouvelables variables comme le photovoltaïque et l'éolien. Heureusement, de nombreuses études récentes et notamment le projet européen

⁵ Igbinoia, Fandi et al (2018), "Reputation of the Synchronous Condenser Technology in Modern Power Grid"

[Migrate](#), ont démontré qu'il était possible de faire fonctionner un système électrique sans machines tournantes en modifiant le fonctionnement de "*grid-following*" en "*grid-forming*", permettant aux moyens de production renouvelables de générer leur propre onde de tension à la fréquence voulue et de se synchroniser avec les autres sources générant des ondes de tension. Ce fonctionnement a déjà été validé en laboratoire et sur des petits réseaux électriques et ouvre la perspective d'une mise en pratique à grande échelle sur un système électrique de grande ampleur avec fort taux de pénétration de ces renouvelables ; c'est l'objet du projet européen [Osmose](#). Une fois cette expérimentation aboutie, il sera nécessaire de modifier le cadrage actuel et la réglementation des moyens de production et de définir par qui et comment la stabilité au réseau électrique doit être apportée : producteurs d'électricité, gestionnaires de réseaux, prestataires extérieurs.

→ Assurer l'adéquation permanente entre production et consommation électriques

La sécurité d'approvisionnement peut-être définie comme la capacité d'un système électrique à garantir en tout temps l'approvisionnement de la consommation. Sur le long terme cette sécurité d'approvisionnement est principalement assurée aujourd'hui par la constitution de stock de combustibles fossiles et fissiles mais également par le développement de nouvelles interconnexions avec les pays voisins et la diversification des moyens de production. Du point de vue du mix de production, cette sécurité d'approvisionnement est aujourd'hui essentiellement assurée par un dimensionnement des moyens pilotables à une pointe de consommation d'électricité et par la grande réactivité de certains de ces moyens de production, notamment hydroélectriques et fossiles : centrales à charbon, gaz fossile ou fioul. Le maintien de cette sécurité d'approvisionnement constitue donc quoi qu'il arrive un défi dans la volonté d'atteindre la neutralité carbone et donc de sortir totalement des énergies fossiles pour la production électrique. Néanmoins, ce défi entraînera une modification d'autant plus importante sur le fonctionnement du système électrique que la part d'électricité éolienne et photovoltaïque dans le mix électrique sera élevée. En effet, la variabilité de ces moyens de production nécessite

la mise en place d'une quantité plus importante de sources de flexibilités pour permettre l'adéquation permanente entre production et consommation électriques.

Différentes sources de flexibilités sont ainsi à actionner et à planifier sur le long terme : pilotage de la production, pilotage de la demande et donc de la consommation, développement de plus d'interconnexions entre les pays, développement de nouvelles solutions de stockage (à l'échelle journalière, hebdomadaire, saisonnière et annuelle), centrales thermiques de pointe fonctionnant avec des combustibles bas-carbone. **Outre l'enjeu de premier ordre de dimensionnement de ce besoin par le niveau de demande, le volume de ces flexibilités à mobiliser dépend à la fois de la part d'énergies renouvelables variables dans le mix électrique mais aussi de leur répartition entre les différentes filières.** L'éolien et le photovoltaïque sont en effet plutôt complémentaires d'un point de vue saisonnier, avec du photovoltaïque plus productif en été et l'éolien en hiver. L'éolien en mer offre également un facteur de charge plus performant que l'éolien terrestre et la variabilité de l'éolien en mer est plus faible notamment à mesure que l'on s'éloigne des côtes, ce qui est une perspective importante ouverte par le développement de l'éolien flottant. En France, RTE estime que la sécurité d'approvisionnement devrait a priori être assurée jusqu'en 2035 si la PPE est respectée, date à laquelle il sera nécessaire de développer plus intensément ces flexibilités. Toutefois, il paraît indispensable de planifier et de développer dès aujourd'hui les différentes solutions de flexibilité, qui sont aujourd'hui à des stades de maturité, de développements industriels et de coûts très variables.

Concernant le pilotage de la production, l'amélioration des prévisions météorologiques (ensoleillement et vent) et une remontée des informations en temps réel de la production des parcs éoliens et photovoltaïque permettraient une meilleure évaluation en amont et en instantané des besoins de flexibilités. Le surdimensionnement en puissance du parc renouvelable, bien que non optimal du point de vue économique, ne constitue pas un problème pour la sécurité d'approvisionnement puisque la production pourra être ajustée par l'écrêtement, le couplage avec des moyens de stockage (batteries ou électrolyseurs) et/ou le développement de nouvelles centrales pilotables à bilan bas-carbone : hydrogène

décarboné, méthane de synthèse, biogaz. Il est également envisagé d'utiliser les batteries du futur parc de voitures électriques comme un moyen de stockage actionnable par le réseau à la demande.

Pour la flexibilité de la demande, plusieurs solutions complémentaires sont là aussi disponibles : l'effacement et le pilotage de la consommation, que ce soit chez les particuliers (par exemple pilotage du chauffage, des chauffe-eaux et du gros électroménager par domotique, de la recharge des voitures électriques) ou chez les industriels (via des mécanismes de prix avantageux et des contrats souscrits avec le gestionnaire de réseau, comme cela est déjà fait actuellement et via le pilotage de la production d'hydrogène par exemple). Ces solutions, dont le coût est parfois difficile à caractériser, peuvent être rentables dès lors que les mécanismes de marché permettent d'en valoriser l'impact, qui porte notamment sur l'optimisation économique des moyens de production variable (en réduisant leur écrêtement) et sur la réduction des besoins de capacité de réserve.

Une partie de ces solutions et des recommandations réglementaires et politiques sont présentées et détaillées dans le rapport publié en mai 2020 *“Flexibilité du système électrique : contribution du pilotage de la demande des bâtiments et des véhicules électriques”* par le Conseil général de l'économie. Ces dernières années, une attention particulière a été portée par les gestionnaires des réseaux électriques à l'impact de l'essor de la mobilité électrique sur l'adéquation offre-demande et notamment aux enjeux de pilotage de la recharge des véhicules électriques : par Enedis en 2020, *“Pilotage de la recharge de véhicules”* et par RTE en 2019, *“Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique”*.

Avec la croissance attendue de la part d'énergies renouvelables variables, les sources de production pilotables existantes ne sauraient seules maintenir la stabilité réseau et auront besoin de diverses technologies apportant de la flexibilité, notamment pour stocker et déstocker l'électricité aux échelles d'énergie et de temps requises. Les solutions technologiques existent aux différentes échelles nécessaires, depuis les batteries pour des faibles durées (inter-journalières) aux options telles que les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP, un type de barrage

hydroélectrique) ou leur équivalent à air comprimé, et aux possibilités de conversion de l'électricité en combustible via les techniques dites “power-to-X”, pour des stockages en quantité importante à l'échelle inter-saisonnière. Ces dernières peuvent notamment reposer sur la production d'hydrogène par électrolyse pour son utilisation directe ou sa recombinaison avec une molécule carbonée pour former du méthane de synthèse ou un autre combustible. Cette solution n'est pas encore déployée dans cette optique à l'échelle industrielle mais de nombreux prototypes et démonstrateurs existent ou émergent (plus de 220 sont recensés rien qu'en Europe⁶), s'appuyant sur une grande diversité d'options technologiques qui permet d'envisager sereinement ce déploiement industriel. Les différentes options de stockage et leur coût doivent être considérées en tenant compte de leurs impacts, comme la consommation de matériaux pour les batteries ou pour les électrolyseurs, mais aussi en fonction des services que ces solutions peuvent rendre au système électrique. Dans le cas du power-to-X notamment, les bénéfices tirés de la restitution d'une partie de l'énergie stockée au système électrique dans des installations pilotables dédiées ne peuvent constituer qu'un co-bénéfice de la production d'hydrogène ou d'autres matières à partir d'électricité décarbonée pour d'autres usages énergétiques que l'électricité, voire pour des usages non énergétiques dans l'industrie.

La poursuite du développement des interconnexions frontalières entre les pays est un outil supplémentaire de flexibilité qui permet de réduire le besoin en volumes des moyens de production de pointe comparé à un réseau électrique national isolé en mutualisant entre pays une partie de ces outils de flexibilisation. En effet, les énergies renouvelables présentent un caractère foisonnant à l'échelle européenne, notamment par l'existence de plusieurs régimes de vents entre les différentes surfaces maritimes (mer du Nord, océan Atlantique, Méditerranée, mer Noire). Les interconnexions sont donc un outil précieux de solidarité entre les pays, mais aussi de résilience face à des événements climatiques extrêmes (canicule ou grand froid) ou face à des pannes de gros moyens de production qui toucheraient un pays donné. Enfin, le développement des interconnexions permet à la fois d'optimiser à grande échelle l'ordre de préséance économique des moyens de production et donc

⁶ Wulf, Zapp et Schreiber (2020), “*Review of Power-to-X Demonstration Projects in Europe*”

d'optimiser les coûts du système électrique, ainsi que de limiter les émissions de gaz à effet de serre via le mécanisme des quotas d'émission.

→ Existence de réserves opérationnelles adaptées en volume au mix électrique considéré

En dernier recours, il est parfois nécessaire de faire appel à des réserves mobilisables sur le système pour assurer l'équilibre entre production et consommation : les réserves opérationnelles. Elles sont aujourd'hui dimensionnées en cas de fluctuations importantes et rapides de la consommation ou en cas d'arrêt inopiné et soudain de grosses centrales de production. Passer d'un mix électrique constitué majoritairement de centrales conventionnelles à un mix à fort taux de pénétration d'éolien et de photovoltaïque amène donc à réévaluer à la hausse le volume de ces réserves opérationnelles.

Les différentes options de flexibilité mentionnées dans la sous-partie précédente pourraient constituer des réserves opérationnelles mobilisables en cas de besoin. C'est le cas par exemple de certaines options en matière de flexibilité de la demande, notamment avec les contrats auprès des industriels qui, une fois activés, peuvent rapidement réduire la consommation si nécessaire, ou encore des recharges des véhicules électriques qui, avec une domotique adaptée, pourraient être désactivées à grande échelle. Du côté de la production, une partie du stockage par batteries et des centrales de pointe fonctionnant au combustible bas-carbone pourrait également être dimensionnée pour constituer ces réserves opérationnelles mobilisables en cas d'incident.

→ Adaptation du réseau électrique

Le réseau électrique français est constitué du réseau de transport et du réseau de distribution, ces deux réseaux échangeant via des postes de transformations. Le réseau de transport est constitué de plus de 100 000 km de lignes électriques à haute et très haute tension et d'environ 2 700 postes électriques gérés par RTE. Le réseau électrique français est aujourd'hui vieillissant avec un âge moyen d'environ 50 ans,

sensiblement supérieur à l'âge moyen des réseaux en Europe⁷. Ce réseau doit donc être modernisé et renouvelé dans les décennies à venir et cette dépense est d'ores et déjà anticipée et planifiée par les gestionnaires de réseaux. Cette période d'investissement coïncide opportunément avec le passage d'un réseau électrique actuellement agencé autour de centrales de production nucléaires, hydroélectriques ou fossiles de forte puissance à un réseau électrique reliant des moyens de production plus nombreux et de plus faible puissance (parcs éolien terrestre et en mer, parcs photovoltaïques) : le coût d'adaptation sera d'autant moins élevé que celle-ci sera intégrée dans les coûts de renouvellement. Les études menées dans le cadre du projet européen [e-Highway2050](#), visant à planifier le développement du réseau électrique européen sur la période 2020-2050 et notamment l'intégration d'une part de plus en plus importante d'électricité renouvelable, éclairent sur les efforts à déployer à l'échelle européenne et française.

A partir de 2030, la transition énergétique en cours en Europe va conduire à apporter des changements structurels aux réseaux électriques européens. C'est notamment l'axe nord-sud qui sera à renforcer, pour pouvoir rendre complémentaires d'une part la forte production hydroélectrique et le fort potentiel éolien en Scandinavie, au Royaume-Uni et en mer du Nord, avec d'autre part le développement du photovoltaïque dans les pays du sud de l'Europe plus ensoleillés. Un constat similaire, bien que moins marqué, peut-être fait à l'échelle de la France, auquel s'ajoute un flux ouest-est à renforcer, notamment entre la Normandie et Paris, pour transporter la future importante production éolienne de la façade maritime atlantique jusqu'au centre du pays et notamment jusqu'à la région parisienne, qui restera importatrice nette d'électricité.

Le réseau de distribution français va également être amené à connaître de profondes transformations pour s'adapter à une part de plus en plus importante de moyens de productions renouvelables plus décentralisés. Les postes sources, permettant de faire transiter l'électricité entre réseau de transport et réseau de distribution, sont aujourd'hui très majoritairement dimensionnés en fonction de la pointe de

⁷ Rapport complet 2021 RTE & AIE, "Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France Towards 2050", p. 175-176

consommation en aval et seule une faible proportion, autour de 10 % selon Enedis, est dimensionnée en fonction de la pointe de production locale d'électricité. Cette tendance devrait progressivement s'inverser dans les prochaines décennies, en particulier si le mix électrique comporte une grande part de petites centrales de production décentralisée (du photovoltaïque en petites toitures par exemple). Pour plus d'informations sur les évolutions attendues du réseau de distribution d'électricité en fonction de la part d'énergies renouvelables décentralisées dans le mix électrique, Enedis a publié en 2021 l'étude *“Eléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050”*. Comme pour le réseau de transport, les coûts de cette adaptation, dont le rapport de RTE sur les scénarios à 2050-2060 montre qu'ils ne constituent pas un poste important de différenciation entre les trajectoires, seront d'autant moins importants que la stratégie d'adaptation sera intégrée aux coûts de maintenance et de renouvellement du réseau.

3.2. Quels coûts système pour différents mixes énergétiques ?

Les coûts de production propres à chacune des technologies utilisées dans un réseau cristallisent souvent l'attention des débats sur les coûts engendrés par tel ou tel mix électrique. Toutefois, ils ne représentent qu'une partie des dépenses à supporter par un réseau, auxquelles il faut également ajouter d'autres charges pour avoir une vision complète du coût total d'un mix donné : les frais nécessaires au développement du réseau et à son entretien, les dépenses liées à l'équilibrage d'un réseau (maintien de caractéristiques électriques dans une plage acceptable) ou encore les manques à gagner générés par une centrale qui est forcée d'opérer à un facteur de charge plus bas que ce qu'elle pourrait produire, pour faire place à une source d'électricité jugée prioritaire sur le réseau ("coût du back-up" ou "coût d'utilisation"). Les coûts de raccordement d'une nouvelle centrale électrique sont quant à eux parfois inclus dans les coûts de la centrale concernée - comme cela a été considéré dans la présente étude pour l'éolien et le solaire photovoltaïque - et parfois dans les coûts système, comme pour certains des rapports mentionnés ci-après.

L'objectif ici est de restituer un état de l'art des coûts système.

Parmi les études qui ont tenté de chiffrer les coûts système, la plupart se sont focalisées sur l'impact économique de mixes électriques comportant des parts de plus en plus élevées, voire majoritaires, d'énergies renouvelables variables (essentiellement l'éolien et le solaire photovoltaïque). Ces technologies sont en effet celles qui impactent le plus les coûts système, d'une part à cause de leur puissance moyenne inférieure aux centrales conventionnelles qui elles bénéficient d'un effet d'échelle lorsque les coûts de raccordement sont rapportés à la puissance installée, et d'autre part du fait de la nature variable de leur production. Cependant, il existe également dans la littérature des études qui quantifient les coûts système associés à l'intégration de sources d'électricité conventionnelles, tel que le rapport "*Nuclear and Renewables. System Effects in Low-carbon Systems*" (OECD & E&N, 2012). Selon ce rapport, les coûts système relatifs à l'intégration d'une énergie conventionnelle sont quasiment constants lorsque cette source varie de 10 à 30 % du total, et sont

globalement négligeables en comparaison des coûts de production (de 0 à 0,3 €/MWh, hors coûts de raccordement).

Coûts système totaux dans la littérature, pour différents niveaux de pénétration d'ENR variables, en € 2020 par MWh :

Part d'ENR variable dans le réseau	OCDE-AEN (2019)	OCDE-AEN (2012)	Agora Energiewende (2015)	PV Parity (2013)
10 %	4,5	3,7 éolien, 11,0 PV	/	16,2 (sans système de flexibilité)
30 %	12,0	7,5 éolien, 22,0 PV	/	/
50 %	22,3	/	de 7,4 à 33,4 selon hypothèses	/
75 %	38,3	/	/	/

Tous les coûts ont pour périmètre la France, sauf ceux du rapport Agora Energiewende qui concernent l'Allemagne.

Ces coûts n'évoluent pas de façon linéaire ; ils tendent à augmenter de façon d'autant plus rapide que croît la proportion de photovoltaïque et d'éolien dans le réseau.

On note également que :

- la première partie de cette étude a permis de mettre en évidence un écart de CCE de l'ordre de 100 à 110 €/MWh entre le nucléaire de type EPR tel que construit à Flamanville, et les ENR les plus compétitives (PV au sol, éolien terrestre),
- d'après nos calculs, même en appliquant une hypothèse favorable d'une baisse de 30 % - préconisée par la SFEN (Société française d'énergie nucléaire) - au coût de construction (hors frais financiers) et en réduisant la durée de construction à 10 ans, le CCE du nouveau nucléaire ressortirait à près de 120 €/MWh.

Il apparaît par conséquent que l'intégration dans un réseau, tel que celui de la France, d'électricité renouvelable générée par des centrales photovoltaïques et éoliennes, représentant une proportion pouvant aller jusqu'à 75 % du total (impliquant donc des coûts système additionnels de l'ordre de 40 € par MWh), peut être économiquement rentable lorsque cette intégration se fait au détriment du nucléaire de troisième génération ou de toute source d'électricité ayant un CCE supérieur à 90-100 €/MWh, telles que certaines centrales au gaz ou au charbon.

Bibliographie

Rapports étudiés

ADEME, *Coût des énergies renouvelables et de récupération en France*, janvier 2020.

Agora Energiewende, *The Integration Costs of Wind and Solar Power. An Overview of the Debate on the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaic into Power Systems*, décembre 2015.

AIE & RTE, *Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050*, janvier 2021.

ARTELYS, *Evaluation des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques*, mai 2020.

BVG Associates pour l'ADEME, *Caractérisation des innovations technologiques du secteur de l'éolien et maturité des filières*, mai 2017.

CRE, *Coûts et rentabilité du grand photovoltaïque en métropole continentale*, février 2019.

CRE, *Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine*, avril 2014.

Conseil général de l'économie, *Flexibilité du système électrique : contribution du pilotage de la demande des bâtiments et des véhicules électriques*, mai 2020.

Cour des comptes, *Les coûts de la filière électronucléaire*, janvier 2012.

Cour des comptes, *Le coût de production de l'électricité nucléaire - Actualisation 2014*, mai 2014.

Cour des comptes, *La filière EPR*, août 2020.

Eclareon, *Trends and evolution of the costs of capital in Renewable Energy financing*, 2020.

EDF, *Document d'enregistrement universel 2019*.

EDF, *Document d'enregistrement universel 2020*.

EDF, *Lettre d'actualisation 2020 du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires*, juin 2020.

EDF, *Technical and Economical Analysis of the European Electricity System with 60%*

Renewable Energy Sources, juin 2015.

Enedis, *Eléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050*, juin 2021.

Enedis, *Pilotage de la recharge de véhicules électriques*, décembre 2020.

Finergreen, article : *Analyse des CRE4 et de leur impact sur le marché solaire français*, avril 2021.

Benjamin Dessus pour Global Chance, *Pour une harmonisation des méthodes et des paramètres économiques de comparaison entre les filières de production ou d'économie d'énergie*, mars 2013.

IDDRI, *La transition du système électrique français d'ici 2030*, février 2017.

IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2020*, juin 2021.

Lazard, *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 14.0*, octobre 2020.

OCDE & AEN, *The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables*, 2019.

OCDE & AEN, *Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-Carbon Electricity Systems*, 2012.

PV Parity, *Grid Integration Cost of Photovoltaic Power Generation. Direct Costs Analysis related to Grid Impacts of Photovoltaics*, septembre 2013.

RTE, *Document de cadrage n°2 : les hypothèses de coûts des énergies renouvelables et du nucléaire*, juin 2020. Ce document est le fruit du travail réalisé au sein du Groupe de travail n°9 "Coûts" travaillant sur la réalisation du Bilan Prévisionnel à 2050 de RTE.

RTE, *Bilans électriques français*, éditions 2016 à 2020.

RTE, *Bilan prévisionnel long terme "Futurs énergétiques 2050"*, janvier 2021.

RTE, *Futurs énergétiques 2050*, octobre 2021.

RTE, *Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique*, mai 2019.

Sites consultés

ASN, [*Réexamens périodiques pour les centrales nucléaires*](#)

Framatome, [*Grands Projets - Flamanville 3*](#)

INSEE, [*Produit Intérieur Brut \(PIB\) et grands agrégats économiques en 2020*](#)

IRSN, [*Le réacteur nucléaire EPR de Flamanville*](#)

World Nuclear Association, [*Economics of Nuclear Power*](#)

Annexes méthodologiques

Annexe 1 : Les hypothèses du nucléaire	38
Annexe 2 : Les hypothèses financières des énergies renouvelables	50
Annexe 3 : Les hypothèses technico-économiques du photovoltaïque	53
Annexe 4 : Les hypothèses technico-économiques de l'éolien terrestre	63
Annexe 5 : Les hypothèses technico-économiques de l'éolien en mer	68
Annexe 6 : Tableau de synthèse du calcul des différents CCE	73

Annexe 1 : Les hypothèses du nucléaire

Récapitulatif des hypothèses économiques et techniques

Postes	Nucléaire existant	EPR (FLA3)
Puissance nette (GW)	60,8	1,6
Facteur de charge	69 %	80 %
Production annuelle (TWh)	374,2	11
Taux de rémunération du capital (CMPC)	7,8 %	7,8 %
Durée de fonctionnement de l'installation	49,5	60
Taux d'intérêts intercalaires	4,5 %	NC
Durée avance trésorerie (ans)	8,1	16
Taux d'actualisation (yc inflation) des dépenses de fin de vie	3,3 %	3,3 %
Délai des dépenses en fin de vie (ans)	20	20
Production annuelle (h/an) en MWh/MW	6004	7008

Puissance nette (GW)

- Nucléaire existant : la puissance considérée est la "puissance continue nette" telle que prise en compte dans le [rapport](#) de la Cour des comptes 2012. Un réacteur nucléaire absorbe une partie de l'électricité qu'il produit pour ses propres besoins de fonctionnement. Sa puissance « nette » désigne sa

puissance réellement disponible à l'entrée du réseau électrique. Elle correspond donc à sa puissance brute déduction faite de sa consommation interne.

- Flamanville 3 : selon [Framatome](#), la puissance électrique nette de Flamanville 3 sera de 1 570 MW.

Facteur de charge

- Nucléaire existant : moyenne des 5 dernières années avec prise en compte de la fermeture des 2 réacteurs de Fessenheim en juin 2020, calculée d'après les [données de RTE](#).
- Flamanville 3 : le facteur de charge retenu correspond à la fourchette basse du rapport de la [Cour des comptes](#), qui précise qu'un taux de 80 % est plus cohérent avec celui observé pour le nucléaire existant.

Par ailleurs, comme le souligne le dernier rapport de [RTE](#), le "*facteur de charge dépend des scénarios de mix : dans une configuration où les nouveaux réacteurs nucléaires ne fonctionneraient qu'une partie de l'année, en complément des énergies renouvelables, le coût complet rapporté au mégawattheure augmenterait alors substantiellement*". RTE retient un facteur de charge compris entre 70 et 80 %.

Production annuelle (TWh):

- Nucléaire existant : moyenne des 5 dernières années avec prise en compte de la fermeture des 2 réacteurs de Fessenheim en juin 2020, calculée d'après les [données de RTE](#).
- Flamanville 3 : facteur de charge x puissance nette x 365 j x 24 h.

Taux de rémunération du capital (CMPC)

- Nucléaire existant : le taux retenu est celui indiqué par la Cour des comptes dans son [rapport de 2012](#) : 7,8 %.

- Flamanville 3 : sans information d'EDF, le taux de rémunération du capital retenu est celui utilisé pour le parc en exploitation, soit 7,8 %.

Durée de fonctionnement de l'installation

- Nucléaire existant :

La durée de fonctionnement du parc est calculée à partir du nombre d'années moyen entre la MSI et l'arrêt programmé. Ce dernier a été déterminé en prolongeant l'ensemble des réacteurs (à l'exception de Tricastin 1 & 2 - voir ci-après) jusqu'à leur 5ème visite décennale, définie à partir du calendrier des [réexamens périodiques de l'ASN](#).

Pour répondre aux exigences de la PPE, des hypothèses de fermetures anticipées ont été faites à partir des [déclarations d'EDF](#) : *“Concernant la réduction de la production d’électricité nucléaire, outre la fermeture sur le premier semestre 2020 des deux réacteurs de Fessenheim (voir note 5.4.3), douze réacteurs devront être fermés d’ici 2035. Ces réacteurs seront arrêtés à l’échéance de leur 5e visite décennale, à l’exception de deux réacteurs qui fermeront par anticipation en 2027 et 2028 (deux autres réacteurs pourraient également être fermés par anticipation en 2025-2026 si certaines conditions sont réunies, relatives notamment au prix de l’électricité et à la sécurité d’approvisionnement). Seront privilégiées les fermetures minimisant l’impact économique et social, l’impact sur le réseau électrique et celles ne conduisant pas à l’arrêt total d’un site. À la demande du Gouvernement et sur la base de ces critères, EDF a proposé le 20 janvier 2020, d’étudier la mise à l’arrêt de paires de réacteurs sur les sites de Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines et Tricastin. Il est également précisé que les fermetures anticipées de réacteurs seront confirmées 3 ans avant leur mise en œuvre.”*

L'hypothèse faite ici est que les 2 réacteurs arrêtés par anticipation seraient Tricastin 1 & 2, dont les dates d'arrêt programmé sont les plus proches.

- Flamanville 3 : l'EPR de Flamanville a été conçu pour une durée de fonctionnement de [60 ans](#).

Taux d'intérêts intercalaires

- Nucléaire existant : taux retenu par la [Cour des comptes](#) pour calculer les coûts de construction du parc existant.
- Flamanville 3 : les taux d'intérêts intercalaires n'étant pas précisés, le montant global de 4 220 M€ (soit 2 557.58 M€/MW) d'intérêts intercalaires communiqués dans le [rapport sur l'EPR](#) de la Cour des comptes a été considéré.

Durée d'avance de trésorerie

- Nucléaire existant : la durée d'avance de trésorerie a été déterminée en calculant la moyenne des durées entre la date de 1er béton et la date moyenne entre couplage et MSI, pour chaque réacteur en exploitation.
- Flamanville 3 : [hypothèse de la Cour des comptes](#) d'une mise en service de Flamanville 3 au 1er juillet 2023, soit une durée de 187 mois (15,58 ans) qui ne prend pas en compte d'éventuels retards liés à la situation sanitaire.

Taux d'actualisation (yc inflation) des dépenses de fin de vie

- Nucléaire existant : taux retenu par [EDF](#) calculé dans le respect du plafond réglementaire.
- Flamanville 3 : *idem*.

Délai des dépenses de fin de vie (ans)

- Nucléaire existant : d'après la *Lettre d'actualisation 2020 du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires*, "Une période de fin d'exploitation et de préparation au démantèlement de 4 ans s'étend entre l'Arrêt Effectif de Fonctionnement (AEF) et la mise en application du décret de DEM. (...) Compte tenu du fait que les différentes phases de travaux se réalisent partiellement en parallèle, la durée totale du démantèlement d'un site 2T⁸ REP est de 15 ans après la mise en application du décret de DEM suivie d'un an de déclassement du site".

⁸ 2 tranches.

EDF considère donc que la durée totale de démantèlement (y compris la mise en application du décret DEM et le déclassement du site) est de 20 ans.

- Flamanville 3 : même délai que pour le parc existant.

Production annuelle (heure/an à puissance nominale) en MWh/MW

- Nucléaire existant : facteur de charge x 365 j x 24 h.
- Flamanville 3 : *idem*.

Loyer économique annuel

Postes	Nucléaire existant	EPR (FLA3)
Coût de construction overnight (k€/MW)	1489	9338
Coût y compris frais financiers (intérêts intercalaires) (k€/MW)	1779	12025
Dépenses de fin de vie (k€/MW)	394	394
Dépenses de fin de vie actualisées (k€/MW)	255	41
Investissement total (k€/MW)	2034	12066
Loyer économique annuel (k€/MW)	163	952

Coût de construction overnight (k€/MW)

- Nucléaire existant : le coût de construction overnight 2020 a été déterminé en actualisant le coût évalué dans le [rapport 2012](#) de la Cour des comptes, avec l'indice des prix du PIB publié par l'[INSEE](#) pour 2020.

Les coûts de construction de Fessenheim ont été déduits de ce calcul.

- Flamanville 3 : coûts à terminaison (2023) calculés par la [Cour des comptes](#), hors intérêts intercalaires (14 660 M€) rapportés au MW (14 660/1 570).

N'ayant pas trouvé de sources adaptées pour intégrer les coûts de raccordement au réseau, ces coûts de construction en sont donc exempts, contrairement aux coûts de construction du solaire ou de l'éolien qui intègrent ces coûts de raccordement.

Pour avoir un ordre de grandeur, d'après un rapport de l'OCDE⁹, ces coûts sont estimés à 2 €/MWh.

⁹ OCDE & NEA - *The costs of decarbonation: System costs with high shares of nuclear and renewables* - 2019

Coût y compris frais financiers (intérêts intercalaires) (k€/MW)

- Nucléaire existant : pour prendre en compte l'étalement des coûts sur la période moyenne de durée des travaux (8,1 ans), l'hypothèse est ici que la totalité du coût des travaux avait été dépensée au milieu de la période (4,05 ans).
- Flamanville 3 : coûts de construction overnight, augmenté des intérêts intercalaires calculés par la [Cour des comptes](#) (4 220 M€), rapportés au MW (4 220 M€ / 1 570 MW).

Dépenses de fin de vie (coût du démantèlement) (k€/MW)

- Nucléaire existant : les dépenses de fin de vie correspondent aux montants des charges de déconstruction des centrales nucléaires en exploitation et des derniers coeurs, "aux conditions économiques de fin de période", pour l'année 2020, soit 19 693 M€ + 4 258 M€ = 23 951 M€. Elles sont ensuite exprimées en k€/MW ($23\,951 / 60.75 = 394.26$ k€/MW).
Ces données, communiquées par [EDF](#), prennent en compte des fermetures anticipées de réacteurs pour se conformer à la PPE.
- Flamanville 3 : les dépenses de déconstruction et de dernier cœur de l'EPR de Flamanville sont considérées ici comme équivalentes à celles prévues par EDF pour le parc en exploitation. Le montant repris est donc de 394,26 k€/MW.

Cette estimation pourrait d'ailleurs sous-estimer le coût réel. En effet, cette dépense est essentiellement liée aux quantités de matériaux à démanteler. Or, la redondance et la robustesse des dispositifs prévus dans le design de l'EPR augmentent les volumes de matériaux utilisés à puissance égale. Le ratio matériaux utilisés, rapportés à la puissance du réacteur, pourrait donc s'avérer plus élevé pour l'EPR que pour les réacteurs de générations précédentes.

En contrepartie, le retour d'expérience du démantèlement du parc actuel pourrait permettre d'abaisser le coût de démantèlement de l'EPR.

Dépenses de fin de vie actualisées

- Nucléaire existant : les dépenses de fin de vie actualisées correspondent aux montants provisionnés par [EDF](#) pour répondre aux charges estimées de déconstruction des centrales nucléaires en exploitation et des derniers coeurs, pour l'année 2020, soit 12 775 € + 27 118 € = 15 486 €. Elles sont ensuite exprimées en k€/MW.
- Flamanville 3 : les dépenses de fin de vie (394,26 k€/MW) ont été actualisées au taux de 3,3 % sur une période de 70 ans, soit la durée de vie du réacteur (60 ans) ajoutée au barycentre de la durée des travaux de démantèlement (20 ans / 2).

Investissement total (k€/MW)

Somme des coûts de construction (yc intérêts intercalaires) et des dépenses de fin de vie actualisées.

Loyer économique

Nous avons appliqué la [formule](#) suivante :

Investissement total x $CMPC / (1 - 1 / (1 + CMPC)^{DDV})$, où :

- CMPC (Coût moyen du capital) : taux de rendement du capital.
- DDV : durée de vie de l'outil de production.

Dépenses annuelles de fonctionnement

Postes	Nucléaire existant	EPR (FLA3)
Frais d'exploitation (k€/MW)	136,9	115,0
Combustibles (€/MWh) (coût de retraitement inclus)	11,4	11,4
Dépenses de combustibles (€/MWh)	4,3	4,3
Provision pour gestion des combustibles usés et déchets (€/MWh)	5,4	5,4
Coût de portage du stock de combustibles (€/MWh)	1,7	1,7
Investissements de maintenance et de prolongation (k€/MW)	65,8	intégrés dans les frais d'exploitation

Frais d'exploitation

- Nucléaire existant : les charges d'exploitation ont été calculées en actualisant (d'après les données de l'[INSEE](#)) les charges évaluées par le [rapport](#) de la Cour des comptes de 2014.
- Flamanville 3 : les charges d'exploitation retenues sont celles de [RTE](#) qui incluent les charges de maintenance.

Dépenses de combustible

- Nucléaire existant :

Le coût du combustible a été calculé en actualisant l'estimation des "dépenses de combustible nucléaire" de la [Cour des comptes](#) (1 618 M€₂₀₁₃), en prenant soin de séparer le coût de l'uranium des coûts de fabrication des combustibles.

D'après la [WNA](#) (World Nuclear Association), le coût de l'uranium (U308)

représente 40 % du coût total du combustible.

L'hypothèse retenue est donc d'actualiser le coût global en appliquant l'évolution du coût de l'U308 sur 40 % du coût et l'indice des prix PIB de l'[INSEE](#) sur les 60 % restants.

- Flamanville 3 : faute de source précise, les coûts sont ceux du nucléaire existant. Il est cependant à noter que le meilleur rendement théorique de l'EPR devrait se traduire par une légère baisse des dépenses de combustible rapportée au MWh, de l'ordre de 10 % selon la SFEN soit potentiellement 1 €/MWh.

Provision pour gestion des combustibles usés et des déchets

- Nucléaire existant : la méthode appliquée ici est la méthode de calcul de la Cour des comptes qui consiste à additionner l'augmentation de la provision annuelle pour gestion des combustibles usés et des déchets (724 M€) à la charge de désactualisation (1 291 M€), correspondant à la baisse de la durée d'actualisation - en lien avec le démantèlement des réacteurs - et à l'évolution des taux d'actualisation. Pour éviter la charge supplémentaire liée à la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim en 2020, nous avons pris en compte les chiffres publiés par [EDF](#) en 2019.
- Flamanville 3 : les coûts obtenus pour le nucléaire existant ont été reportés.

Coût de portage du stock de combustibles (€/MWh)

- Nucléaire existant : le coût de portage - coût du capital lié à l'immobilisation du stock de combustibles - a été calculé en multipliant la valeur du stock par le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) ou taux de rémunération du capital (7,8 %).

La valeur du stock de combustibles nucléaires, telle que renseignée par [EDF](#), est de 8 289 M€.

- Flamanville 3 : les coûts obtenus pour le nucléaire existant ont été reportés.

Investissements de maintenance et de prolongation

- Nucléaire existant : ne disposant pas du détail des investissements entre maintenance courante et grand carénage, nous avons été contraints d'intégrer ces derniers dans cette rubrique alors qu'ils auraient dû être comptabilisés dans les investissements, et donc inclus dans le loyer économique.

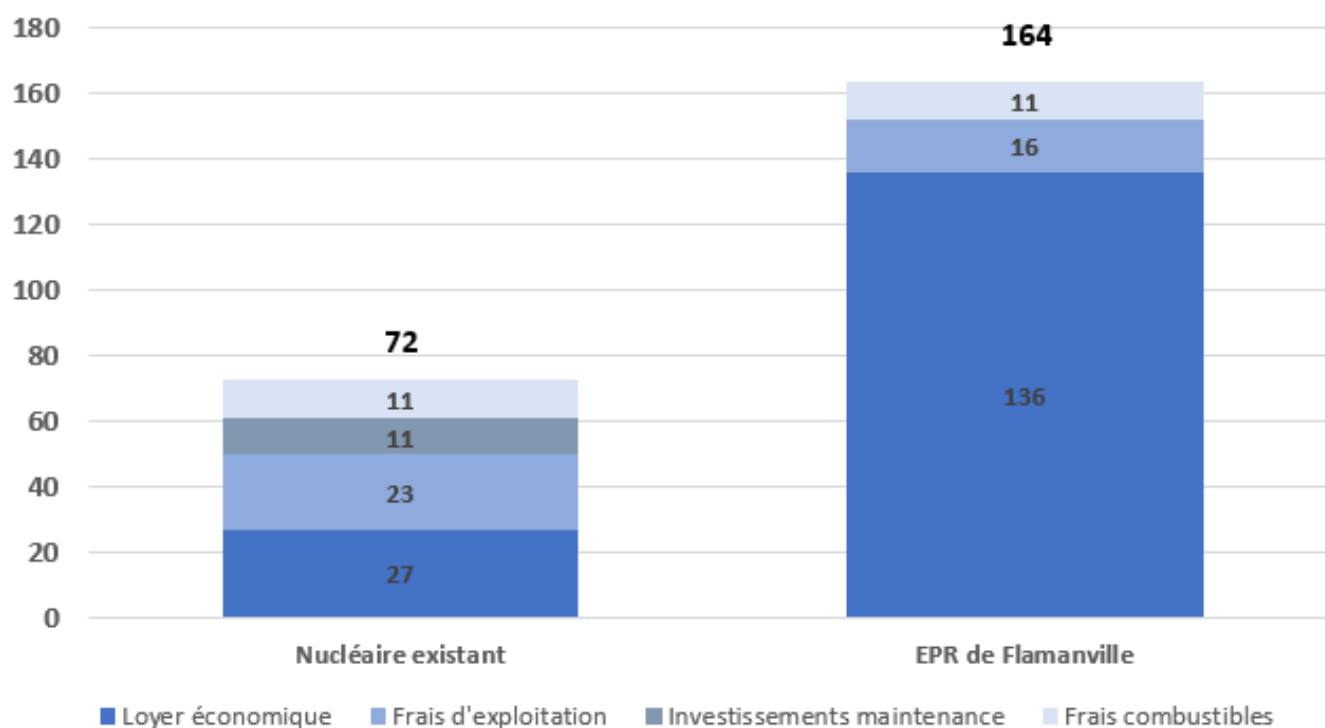
Le montant repris ici est donc celui communiqué par [EDF](#) pour ses investissements de maintenance , y compris le grand carénage du parc nucléaire.

- Flamanville 3 : les investissements de maintenance sont compris dans les frais d'exploitation calculés par RTE.

Coût Courant Économique €/MWh

Postes	Nucléaire existant	EPR (FLA3)
Annuités capital (€/MWh)	27	136
Frais d'exploitation (€/MWh)	23	16
Frais combustibles (€/MWh)	11	11
Investissements maintenance (€/MWh)	11	intégrés dans les frais d'exploitation
Coût CCE (€/MWh)	72,3	163,6

Le coût courant économique du nucléaire (en €₂₀₂₀/MWh)



Annexe 2 : Les hypothèses financières des énergies renouvelables

Solaire PV

Solaire PV	Eclareon	ADEME	Lazard	CRE	Valeur optimiste	Valeur centrale	Valeur pessimiste
Taux d'intérêt intercalaire			0%		0%	0%	0%
CMPC	2,3- 4,3%	1% résid. 3% au sol et toiture	4,2% - 10%	25 ans: 3,66% 30 ans: 4,72%	2,3%	3%	4,3%
Durée avance trésorerie (mois)			3 toiture, 9 au sol		3 toiture, 9 au sol	3 toiture, 9 au sol	3 toiture, 9 au sol

Eolien terrestre et en mer

Eolien terrestre et en mer	Eclareon	ADEME	Lazard	CRE	RTE	Valeur optimiste	Valeur centrale	Valeur pessimiste
Taux d'intérêt intercalaire			0%	8 à 65 €/kW		0%	0%	0%
CMPC	1,5-4,3%	4% onshore 5% offshore	7,7%		Non tranché	1,5% onshore 2,5% offshore	4,3% onshore 5,3% offshore	4% onshore 5% offshore
Durée avance trésorerie (mois)			12			12	12	12

Taux d'intérêt intercalaire

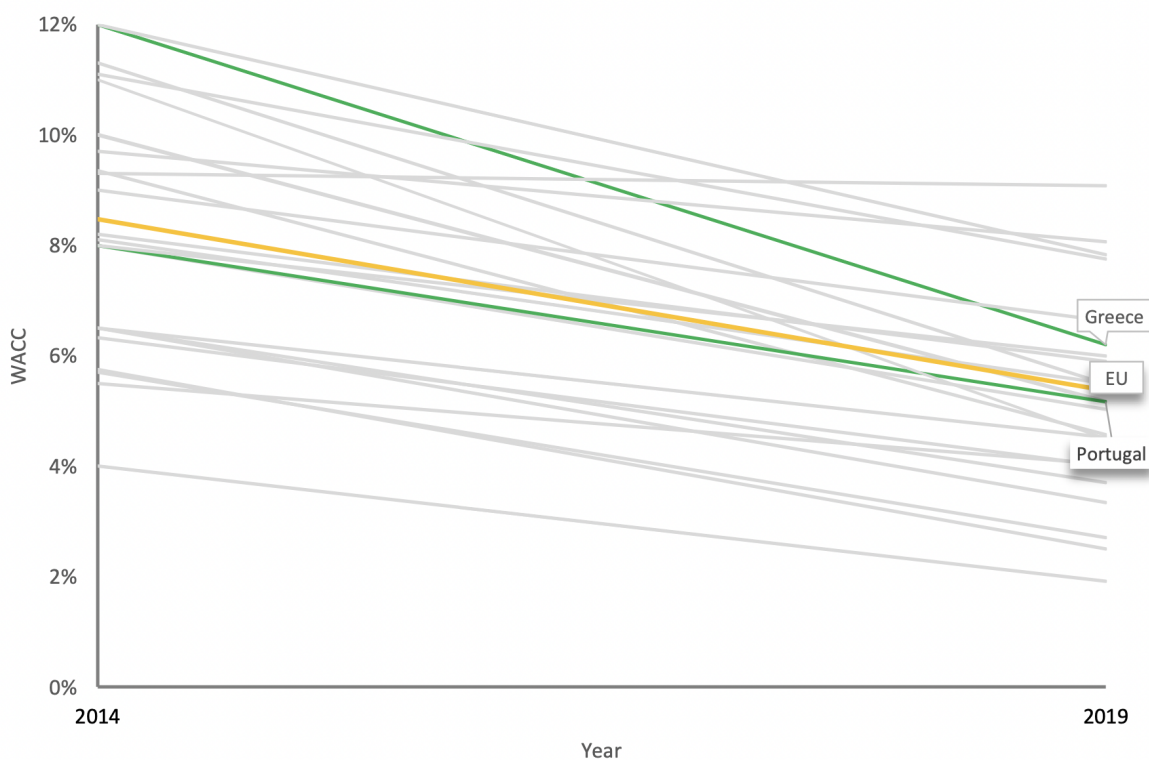
Les valeurs retenues viennent de l'étude de Lazard, d'après laquelle les taux d'intérêt intercalaires sont nuls pour l'éolien et le solaire du fait de leur durée de construction de l'ordre d'un an, ce qui est confirmé par des professionnels de l'industrie contactés.

Durée d'avance de trésorerie

Les valeurs (une pour les centrales PV en toiture, une pour les centrales PV au sol, une pour l'éolien) sont alignées avec les chiffres de l'étude Lazard.

Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC, en anglais WACC)

Le CMPC dans l'éolien terrestre a suivi la même baisse que le TRI partout en Europe, car les retours d'expérience accumulés ont permis de considérer les projets comme de moins en moins risqués, d'après l'étude d'Eclareon. La France est le troisième marché où le Coût Moyen Pondéré du Capital est le plus bas, derrière l'Allemagne et le Danemark.



Graphique. Tendance historique du WACC pour l'éolien terrestre (2014-2019)

- PV : les valeurs basses et hautes retenues correspondent au bas et haut de la fourchette du rapport Eclareon tandis que la valeur centrale est celle mentionnée par l'ADEME pour les centrales au sol et en toiture.
- Eolien terrestre : les valeurs basses et hautes retenues correspondent au bas et haut de la fourchette du rapport Eclareon. La valeur centrale est quant à elle alignée avec celle de l'ADEME.

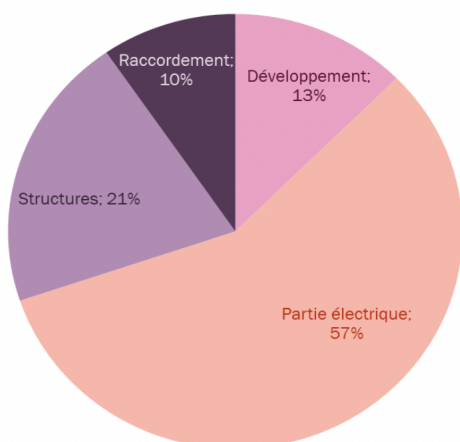
Les valeurs de l'éolien en mer sont augmentées d'un point par rapport à celle de l'éolien terrestre, ceci s'expliquant par le fait que cette technologie est considérée comme un peu moins mature et qu'elle comporte encore des risques technologiques.

Annexe 3 : Les hypothèses technico-économiques du photovoltaïque

1) CAPEX

Depuis les premières installations développées en France, on constate une baisse importante des coûts d'investissements de la filière photovoltaïque. Ces coûts sont notamment passés sous la barre des 800 €/kWc pour les très grands projets de centrale au sol et sont entre 1 065 et 1 226 €/kWc pour des installations sur grandes toitures et ombrières.

La ventilation du CAPEX pour des installations photovoltaïques peut être répartie de la façon suivante, selon un rapport de la CRE de 2019.



Source : CRE, "Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale 2019", février 2019

Le coût de la centrale photovoltaïque (éléments de structure et matériels électriques) représente presque 80 % des investissements initiaux. Le reste se divise entre le raccordement au réseau et frais d'ingénierie, de développement, financiers et légaux.

Les modules

Les modules constituent le premier poste de dépense et représentent notamment à eux seuls entre 30 à 44 % des coûts de la centrale photovoltaïque selon la taille et le type d'installation. Comme écrit dans le rapport de la CRE, la baisse des coûts observée sur l'ensemble de la filière a donc été majoritairement entraînée par la diminution des coûts de fabrication des modules photovoltaïques. D'après les déclarations faites par les candidats lors des réponses aux appels d'offres de la CRE, le prix des modules est passé de plus de 700 €/kWc à 327 €/kW entre 2014 et 2019.

Structures

La structure est le second poste de coût avec une baisse qui semble quelque peu ralentir pour les centrales au sol mais qui a connu une baisse de l'ordre de 19 % depuis les premiers appels d'offres de la CRE. A titre d'indication on a aujourd'hui un coût moyen qui se situe entre 107 et 146 €/kWc selon le dernier rapport de la CRE. Côté moyennes installations sur bâtiments le coût est légèrement remonté après une baisse initiale et se situe entre 130 et 295 €/kWc.

Onduleurs

Autre poste important sur la partie électrique : l'onduleur qui représente entre 4 et 8 % du CAPEX total. Comme pour les coûts de structures, ceux-ci semblent s'être stabilisés mais ils ont connu une très forte baisse, de l'ordre de 42 %, depuis les premiers appels d'offres de la CRE.

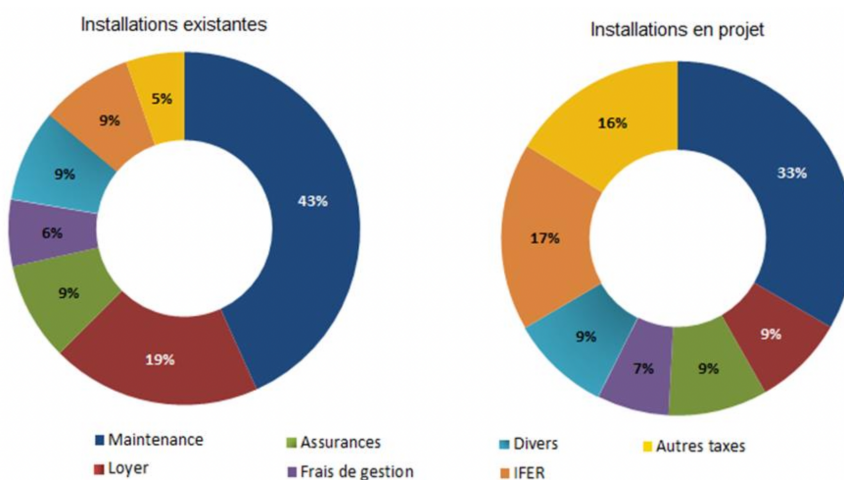
Le raccordement

Le coût de raccordement se révèle quant à lui assez hétérogène avec une forte variabilité, allant de 50 et 279 €/kWc selon le type et la taille de l'installation, rapport de la CRE à l'appui. Ce coût peut tout même représenter entre 5 à 16 % de l'investissement total avec une tendance à la baisse lorsque la puissance installée augmente. Au-delà de l'effet d'échelle, les coûts de raccordement dépendent de la proximité et de l'état du réseau.

2) OPEX

Les coûts d'exploitation (non dépendant de combustible et ne nécessitant pas de grand programme de maintenance) représentent une part relativement faible des coûts de production des installations photovoltaïques. Selon le dernier rapport de la CRE, Ils représentent chaque année, de l'ordre de 2,4 % des CAPEX totaux, soit 27 % de l'investissement sur la durée de vie de l'installation.

La ventilation du OPEX pour des installations photovoltaïques peut être répartie de la façon suivante, selon un rapport de la CRE de 2014 :



Le poste de dépense le plus élevé correspond à **la maintenance** qui est essentiellement une maintenance routinière. Elle inclut la maintenance technique des installations, ainsi que l'achat des équipements à remplacer, le nettoyage des modules et la télésurveillance. Ce poste représente entre 25 et 40 % des coûts annuels de fonctionnement en moyenne sur l'ensemble des installations étudiées par la CRE et ils varient entre 6,1 et 11,9 €/kWc selon la taille et la typologie de l'installation.

Evolution des coûts

Avec des niveaux moyens allant de 16 et 18 €/kWc sur les derniers appels d'offres de la CRE, les OPEX suivent une tendance à la baisse depuis quelques années.

Au début des appels d'offres CRE3 ils représentaient en moyenne 23 €/kWc, soit une baisse globale de près de 30 %.

Les frais d'assurance

En reprenant les conclusions du dernier rapport de la CRE, le coût des assurances suit une tendance à la baisse, avec des prix d'en moyenne 1,2 €/kWc pour la dernière période de CRE4 SOL et 2,9 €/kWc pour la dernière période de CRE4 BAT. La baisse moyenne est de 46 % sur l'ensemble des segments depuis les appels d'offres CRE3.

Loyer

Les loyers versés par les producteurs photovoltaïques dans le cadre du bail pour la mise à disposition du terrain peuvent être assez variables. Le coût moyen annuel constaté dans le dernier rapport de la CRE de 2019 est d'environ 4 €/kWc.

Taxes

- **L'IFER** (Imposition Forfaitaire des Entreprises de Réseaux) représente le premier poste d'imposition locale, avec un taux fixé à 7,57 k€/MW au 1er janvier 2019 et applicable pour les installations de puissance supérieure à 100 kWc.
- **Autres taxes** : le paiement de la cotisation foncière des entreprises (CFE) constitue le deuxième poste des dépenses fiscales. Les particuliers sont exonérés de cette cotisation qui s'élève en moyenne à 0,6 €/kWc pour les installations étudiées dans la mesure où la production et la vente de l'électricité ne sont pas considérées comme une activité professionnelle.

3) Tableau récapitulatif des données et choix des hypothèses

Point d'attention : toutes les valeurs ont été converties en € 2020 grâce aux données de l'INSEE : inflation annuelle en 2018 = 1,8 % et 2019 = 1,1 % / taux de change en 2019 : 1 € = 1,1234 USD, en 2020 : 1 € = 1,2271 USD.

PV au sol	CRE	ADEME	IRENA (France/ Europe)	Lazard (monde sauf facteur de charge = Europe)	RTE	Valeur optimiste	Valeur centrale	Valeur pessimiste
CAPEX PV CAPEX PV (en € 2020 / kW)	733 à 884	732 à 885	768	733	728	728	849	885
dont dépenses de fin de vie (en € 2020 / kW)	30	-	-	-	-	30	30	30
OPEX PV (en € 2020 / (kW.an))	12,0 à 18,2	12,0 à 18,2	14,5	9,4	10,7	12,0	15,0	18,2
Facteur charge PV	16,6%	11,4 à 16,6%	16,10%	15%	Pas de donnée	16,6%	14,2%	11,4%
Durée de vie PV	25	25	25	30	25	30	25	25

Nota - Tous les rapports étudiés ne prenant pas en compte les effets de la taille de l'installation dans leur analyse du CAPEX, nous avons pris la liberté de nous en extraire. Le rapport de la CRE définit la catégorie « sol » comme des installations de puissance comprise entre 500 kWc et 30 MWc. A titre d'exemple la fourchette basse de l'ADEME [740 €/kWc] correspond au CAPEX d'une centrale d'une capacité de [10 MWc - 30 MWc] tandis que la fourchette haute [895 €/kWc] correspond au CAPEX d'une centrale de [500 kWc - 2,5 MWc]. Ce rapport n'ayant pas vocation à analyser les effets de la taille des centrales photovoltaïque sur différents paramètres, nous considérons l'approche choisie dans ce rapport comme acceptable, on notera néanmoins que plus les installations sont de grandes tailles plus les CAPEX baissent.

Valeurs retenues

- **CAPEX / OPEX :** la valeur optimiste retenue est alignée sur celle de l'ADEME pour une centrale de [10 MWc - 30 MWc], tandis que la valeur pessimiste retenue est alignée la fourchette haute de l'ADEME pour une centrale de [500 kWc - 2,5 MWc].

La valeur centrale est quant à elle alignée sur celle du rapport de la CRE pour une centrale de [2,5 MWc - 10 MWc], taille de centrale que l'on compte en plus

grand nombre sur le territoire français : 59 % du parc installé.

- **Dépenses de fin de vie** : l'unique valeur retenue est calquée sur la réglementation française, qui impose aux promoteurs de projets de provisionner un montant de 30 €/kW, tel qu'expliqué dans le rapport de la CRE.
- **Facteur de charge** : les valeurs optimistes et pessimistes retenues sont alignées sur la fourchette basse et haute de l'ADEME tandis que la valeur centrale est la moyenne constatée par la CRE en 2019-2020. Ces facteurs de charges sont intimement liés à la localisation géographique des installations. 11,4 % correspond à un facteur de charge de centrale localisée dans les zones Nord moins ensoleillées tandis que les facteurs de charge supérieurs à 16,6 % sont atteints pour des centrales localisées dans les zones Sud.
- **Durée de vie** : la littérature est assez unanime sur la durée de vie des centrales solaires au sol et cette durée est estimée à 25 ans. Cette valeur a donc été celle retenue comme valeur pessimiste et centrale. La valeur optimiste est quant à elle alignée sur le rapport de Lazard.

PV Grande toiture / Ombrière	CRE	ADEME	IRENA (France/ Europe)	Lazard (monde sauf facteur de charge = Europe)	RTE	Valeur optimiste	Valeur centrale	Valeur pessimiste
CAPEX PV (en € 2020 / kW)	1065 - 1227	1068 - 1226	1099	1680	1039	1065	1175	1226
dont dépenses de fin de vie (en € 2020 / kW)	30	-	-	-	-	30	30	30
OPEX PV (en € 2020 / (kW.an))	14,6 - 23,0	14,9 - 23,0	/	9,8 - 14,7	19,4	14,6	16,3	23,0
Facteur charge PV -	16,6%	11,4 à 16,6%	16,10%	14,5%		16,6%	14,2%	11,4%
Durée de vie	20 - 30	25	25	25	25	30	25	25

Nota - Pour les centrales sur ombrières ou grandes toitures, les rapports de l'ADEME de la CRE proposent un spectre de taille de centrale quasi similaire et allant de 100 kWc et 8 MWc pour les grandes toitures contre 100 kWc à 10 MWc pour les ombrières. A capacité équivalente les CAPEX et

OPEX s'avèrent plus élevés sur ombrière que sur toiture.

Valeurs retenues

- **CAPEX** : la valeur optimiste retenue est alignée sur celle de la CRE pour une centrale sur grande toiture de [2,5 MWc - 10 MWc], tandis que la valeur pessimiste retenue est alignée la fourchette haute de l'ADEME pour une centrale sur ombrière [500 kWc - 2,5 MWc].

La valeur centrale est quant à elle alignée sur celle du rapport de la CRE pour une centrale sur grande toiture de [100 - 500 kWc], taille de centrale que l'on compte en plus grand nombre sur le territoire français : 86 % du parc installé.

- **OPEX** : la valeur optimiste retenue est celle de l'ADEME pour une centrale sur grande toiture de [500 kWc - 2,5 MWc], tandis que la valeur pessimiste retenue est alignée la fourchette haute de l'ADEME pour une centrale sur ombrière de [100 - 500 kWc].

La valeur centrale est quant à elle alignée sur celle du rapport de l'ADEME pour une centrale de [100 - 500 kWc], taille de centrale que l'on compte en plus grand nombre sur le territoire français : 86 % du parc installé.

- **Dépenses de fin de vie** : l'unique valeur retenue est calquée sur la réglementation française, qui impose aux promoteurs de projets de provisionner un montant de 30 €/kW, tel qu'expliqué dans le rapport de la CRE.
- **Facteur de charge** : les valeurs optimiste et pessimiste retenues sont alignées sur la fourchette basse et haute de l'ADEME tandis que la valeur centrale est la moyenne constatée par la CRE en 2019-2020 : 14,2 %.
- **Durée de vie** : la littérature est assez unanime sur la durée de vie des centrales solaires au sol et cette durée est estimée à 25 ans. Cette valeur a donc été celle retenue comme valeur pessimiste et centrale. La valeur optimiste est quant à elle alignée sur le rapport de la CRE qui considère dans ses calculs de LCOE une durée de vie pouvant aller jusqu'à 30 ans.

PV Résidentiel	CRE	ADEME	IRENA (France/ Europe)	Lazard (monde / Europe)	RTE	Valeur optimiste	Valeur centrale	Valeur pessimiste
CAPEX PV (en € 2020 / kW)	Résidentiel non traité	1912 - 2767	1499	2180	2302	1912	2302	2767
dont dépenses de fin de vie (en € 2020 / kW)		-	-	-		-	-	-
OPEX PV (en € 2020 / (kW.an))		48,5 - 88,0	/	12,2	68,0	48,5	68,0	88,0
Facteur charge		11,4% - 16,6%	16,10%	13,5%		16,6%	14,2%	11,4%
Durée de vie		25	25	25	25	25	25	25

Nota - Pour les centrales résidentiels, le rapport de l'ADEME propose un spectre de taille de centrale de 3 kWc à 9 kWc.

Valeurs retenues

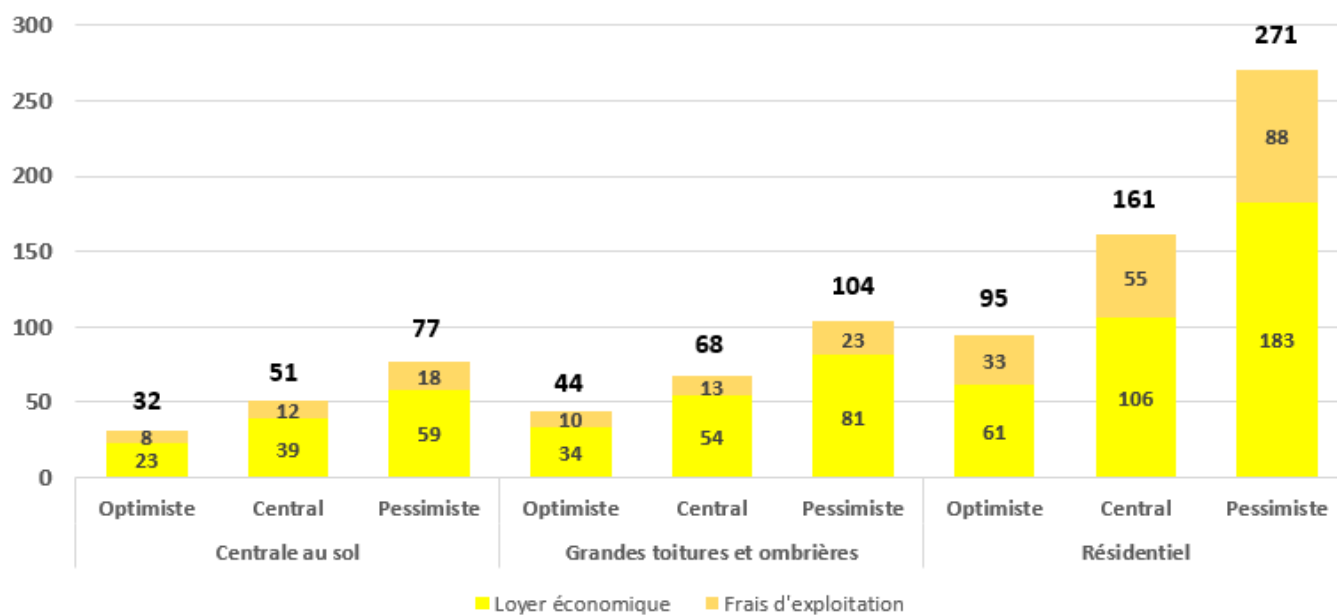
- **CAPEX** : la valeur optimiste retenue est alignée sur celle de l'ADEME pour une centrale de 3 kWc, tandis que la valeur pessimiste retenue est alignée la fourchette haute de l'ADEME pour une centrale de 9 kWc. La valeur centrale est quant à elle alignée sur celle du rapport de RTE.
- **OPEX** : la valeur optimiste retenue est alignée sur celle de l'ADEME pour une centrale de 3 kWc, tandis que la valeur pessimiste retenue est alignée la fourchette haute de l'ADEME pour une centrale de 9 kWc. La valeur centrale est quant à elle alignée sur celle du rapport de RTE.
- **Dépenses de fin de vie** : les dépenses de fin de vie sont considérées ici comme suffisamment négligeables pour ne pas être prises en compte dans le calcul du CCE. Le recyclage des panneaux solaires des particuliers est notamment financé grâce à l'éco-participation au travers d'une redevance payée par les fabricants, importateurs, distributeurs (estimée à 0,70 € par panneau).
- **Facteur de charge** : les valeurs optimiste et pessimiste retenues sont alignées

sur la fourchette basse et haute de l'ADEME tandis que la valeur centrale est la moyenne constatée par la CRE en 2019-2020 : 14,2 %.

- **Durée de vie :** la littérature est assez unanime sur la durée de vie des centrales solaires au sol et cette durée est estimée à 25 ans.

4) Conclusion : les différentes valeurs du CCE pour le photovoltaïque

Les différents CCE du photovoltaïque
(en €₂₀₂₀/MWh)



Annexe 4 : Les hypothèses technico-économiques de l'éolien terrestre

Eolien terrestre	ADEME	IRENA	Lazard	RTE	Valeur optimiste	Valeur centrale	Valeur pessimiste
CAPEX éolien terrestre (en € 2020/kW)	1400-1620	1235 (France)	856 - 1182 (Monde)	1263	1263	1400	1620
Dont dépenses de fin de vie (en € 2020/kW)	/	/	/	20 - 42	17	20	42
OPEX éolien terrestre (en € 2020/(kW.an))	45-50	/	22 - 32 (Monde)	39	39	45	50
Facteur charge éolien terrestre	25-30 %	32 % (France)	33-38 % (Europe)	26,5 %	32 %	26,5 %	25 %
Durée de vie éolien terrestre (en années)	25	25 (Monde)	20 (Monde)	25	25	25	20

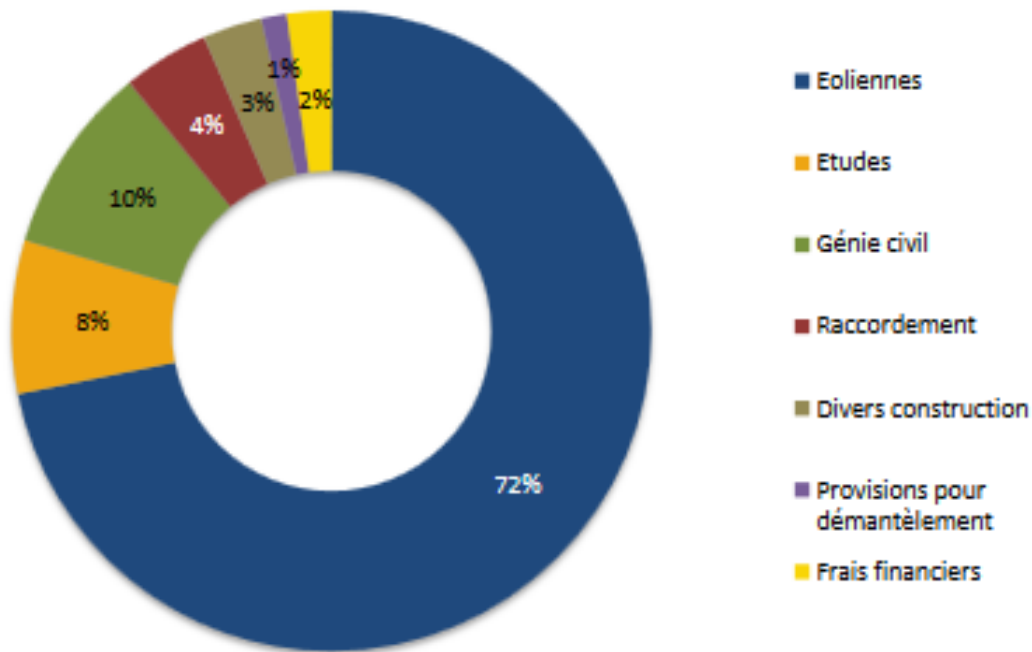
Point d'attention : toutes les valeurs ont été converties en € 2020 grâce aux données de l'INSEE : inflation annuelle en 2018 = 1,8 % et 2019 = 1,1 % / taux de change en 2019 : 1 € = 1,1234 USD, en 2020 : 1 € = 1,2271 USD.

CAPEX

La valeur optimiste retenue est alignée sur celle de RTE (similaire à celle de l'IRENA), la valeur centrale sur la fourchette basse de l'ADEME, tandis que la valeur pessimiste retenue est alignée la fourchette haute de l'ADEME. Le rapport de Lazard ne propose qu'une fourchette large pour une maille mondiale.

La ventilation du CAPEX pour l'éolien terrestre peut être répartie de la façon suivante, selon un rapport de la CRE de 2014 (dont les valeurs brutes ne sont pas prises en compte dans le périmètre de cette étude car trop anciennes). L'éolienne en elle-même pèse pour deux tiers à trois quarts des coûts d'investissements initiaux, le

reste se divisant entre les études, le génie civil et le raccordement au réseau électrique. Le montant de ce dernier est extrêmement variable d'un projet à l'autre, en fonction de la proximité du réseau et des contraintes locales.



Source : CRE "Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine", Avril 2014

Dans l'**éolienne**, les composants de structure représentent autour de 40 % de l'investissement total, dont 15 à 20 % pour le mât, 15 à 20 % pour les pales, et le reste pour la nacelle (contenant seul, hors coût des composants électriques et électroniques qu'elle contient). Le reste de l'investissement est constitué des composants électriques, électroniques et mécaniques.

Dépenses de fin de vie

La valeur optimiste provient de la réglementation française (citée par la CRE), la valeur centrale correspond au bas de la valeur basse de la fourchette du rapport de RTE tandis que la valeur optimiste retenue est celle du haut de la même fourchette.

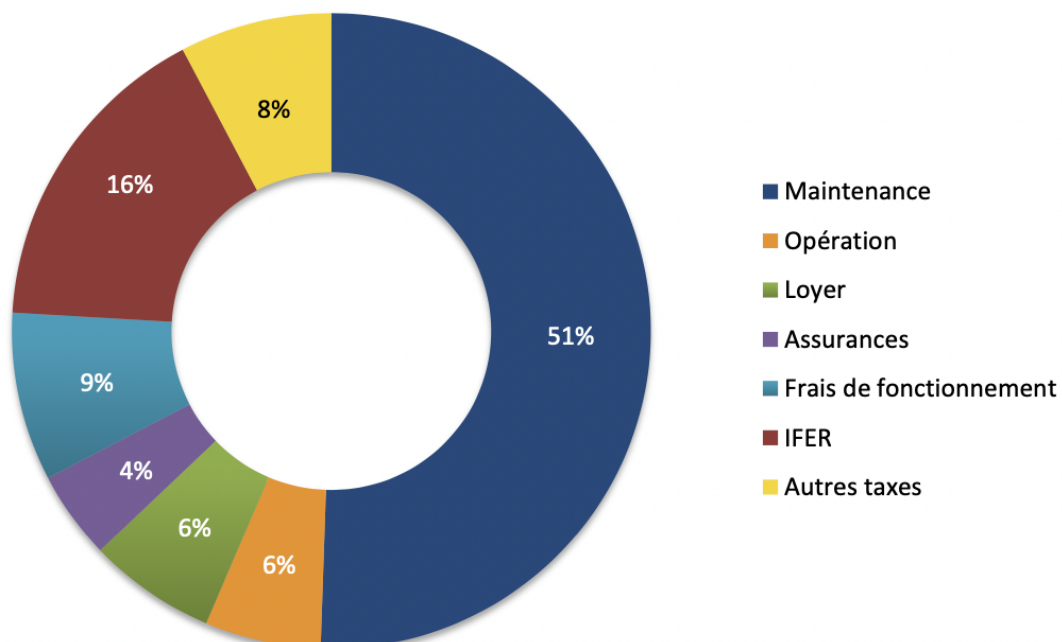
La réglementation impose depuis 2011 aux exploitants de parcs éoliens à terre de

constituer une garantie bancaire de 50 000 € par éolienne pour les opérations de démantèlement. Dès lors, pour une puissance moyenne de 3 MW, les dépenses de fin de vie sont environ de 17 €/kW. Cependant ce montant semble insuffisant pour couvrir les frais réels de démantèlement des premiers parcs mis en service au début des années 2000. RTE évoque ainsi une enveloppe dédiée plutôt comprise entre 60 000 € et 125 000 € par éolienne, c'est-à-dire entre 20 €/kW et 42 €/kW.

OPEX

La valeur optimiste retenue est alignée sur celle de RTE, la valeur centrale sur la fourchette basse de l'ADEME, tandis que la valeur pessimiste retenue est alignée la fourchette haute de l'ADEME. Le rapport de l'IRENA ne propose aucune valeur tandis que celui de Lazard ne propose qu'une fourchette large pour une maille mondiale.

La ventilation de l'OPEX pour l'éolien terrestre peut être répartie de la façon suivante, selon un rapport de la CRE de 2014 (dont les valeurs brutes ne sont pas prises en compte dans le périmètre de cette étude car trop anciennes):



Source : CRE "Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine", Avril 2014

Les OPEX sont principalement constitués des coûts de maintenance (cette maintenance étant généralement assurée par le constructeur de l'éolienne). Les contrats de maintenance associés tendent à s'allonger : initialement autour de 10 ans, ces contrats peuvent désormais être signés pour 25 ans, en lien avec l'allongement de la durée de vie des éoliennes. Ils se décomposent en maintenance préventive, effectuée de façon régulière, et corrective, ayant lieu en cas d'incident. En fonction du développement de l'éolien terrestre, ces coûts sont susceptibles de baisser grâce à des améliorations sur les stratégies de maintenance, avec la mise en place de systèmes de commande intégrés à l'échelle d'un parc, une amélioration des prévisions météorologiques, le développement du suivi à distance avec mise en place de solutions à distance et automatisées.

Facteur de charge

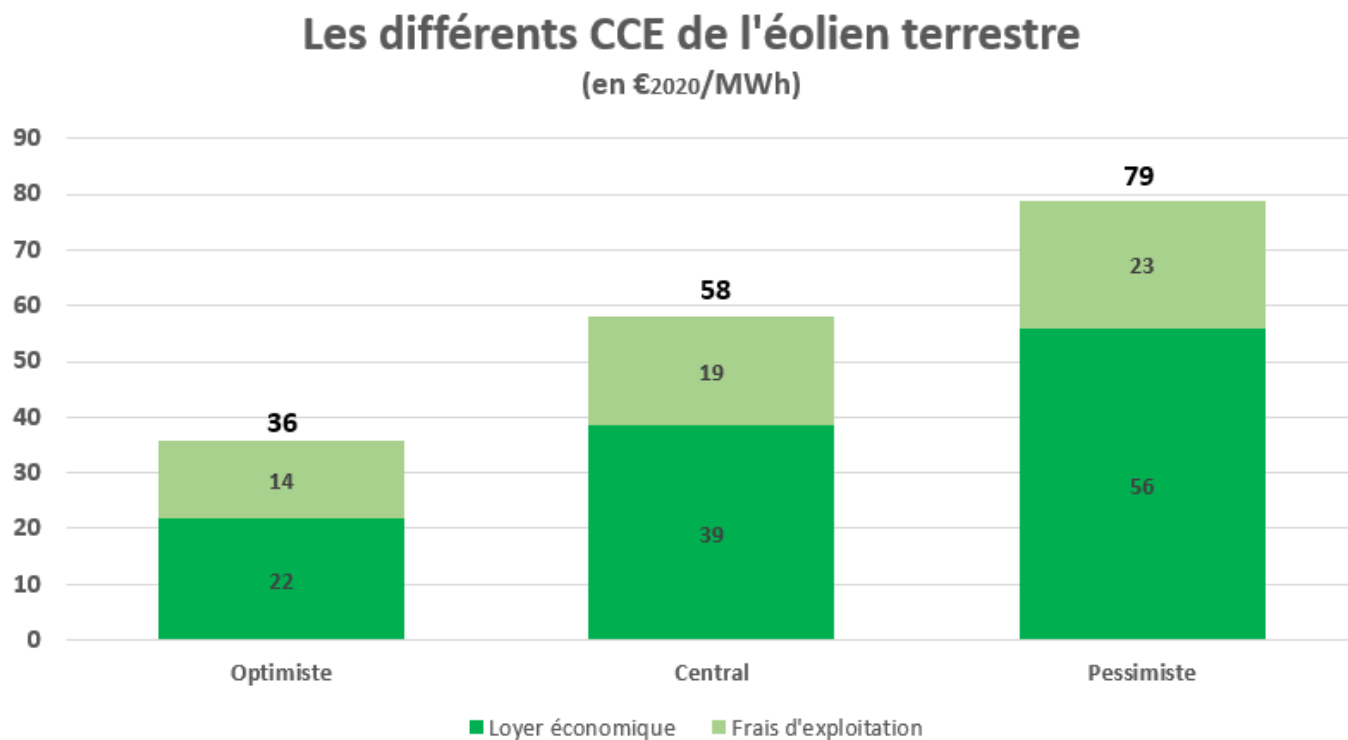
La valeur pessimiste retenue est alignée sur la fourchette basse de l'ADEME, la valeur centrale sur celle de RTE, tandis que la valeur optimiste retenue est celle de l'IRENA (proche de la fourchette basse de Lazard pour l'Europe).

Durée de vie

La durée de vie désigne le nombre d'années pendant lesquelles l'installation est censée produire avant sa mise hors service. Il s'agit d'une variable relativement normalisée pour chacune des filières à un moment donné (les progrès techniques peuvent se traduire par l'allongement de la durée de vie). Celle-ci peut être prolongée au-delà de la durée initialement prévue par des opérations de « repowering », ce qui peut conduire à prévoir le remplacement de certains composants en cours de vie.

La valeur pessimiste retenue est alignée sur le rapport de Lazard, la valeur centrale et la valeur optimiste sont identiques et alignées sur les rapports de RTE, de l'IRENA et de l'ADEME.

Conclusion : les différentes valeurs du CCE pour l'éolien terrestre



Annexe 5 : Les hypothèses technico-économiques de l'éolien en mer

Eolien en mer	ADEME	IRENA	Lazard (Monde)	RTE	Valeur optimiste	Valeur centrale	Valeur pessimiste
CAPEX éolien offshore (en € 2020/ kW)	3350	2766 (Europe)	2119 - 2995	2526	2526	2766	3350
Dont dépenses de fin de vie (en € 2020/kW)	/	/	/	20	20	20	20
OPEX éolien offshore (en € 2020 / (kW.an))	64	57 - 105 (Monde)	55 - 67	78	64	71	78
Facteur charge éolien offshore	42 %	41 % (Belgique) 45 % (Allemagne)	48-52 %	40 %	45 %	41 %	40 %
Durée de vie éolien offshore en années)	20-30	25 (Monde)	20	20	25	20	20

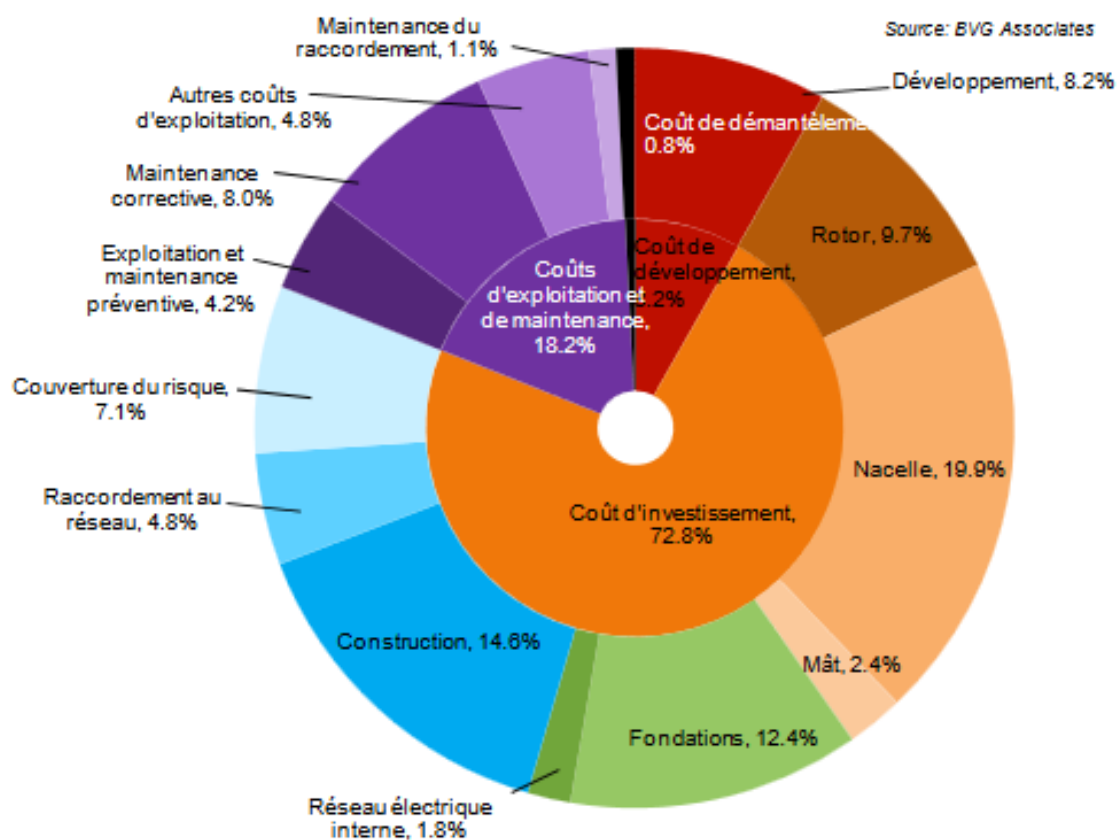
Point d'attentions :

- La technologie de l'éolien en mer retenue dans ce rapport est uniquement de l'éolien posé (environ 20 GW en exploitation à travers le monde en 2018 selon l'AIE). La technologie de l'éolien flottant est encore au stade expérimental en France (une éolienne en test au large de Saint-Nazaire) tandis qu'un unique parc est en fonctionnement dans le monde (parc Hywind en Ecosse : 5 éoliennes de 6 MW).
- Toutes les valeurs ont été converties en € 2020 grâce aux données de l'INSEE : inflation annuelle en 2018 = 1,8 % et 2019 = 1,1 % / taux de change en 2019 : 1 € = 1,1234 USD, en 2020 : 1 € = 1,2271 USD.

CAPEX

La valeur optimiste retenue est alignée sur celle de RTE, la valeur centrale sur la moyenne européenne de l'IRENA, tandis que la valeur pessimiste retenue est alignée la valeur de l'ADEME.

L'ensemble des coûts pour la filière de l'éolien en mer posé peut se décomposer tel que représenté ci-dessous, selon un rapport de BVG Associates pour l'ADEME en 2017 :



Les CAPEX comptent pour environ 80 % de coûts de production de l'éolien en mer.

Selon RTE, le coût d'investissement d'une éolienne en mer est du même ordre de grandeur que celui d'une éolienne terrestre, en revanche **l'éolienne en elle-même** ne représente pas nécessairement l'essentiel des coûts d'investissement (environ 60 % pour l'éolien en mer posé). Une augmentation de la taille du rotor impacte le CAPEX à la hausse, mais de façon non proportionnelle, ce qui réduit les coûts unitaires

rapportés à la puissance installée.

On notera également qu'environ 8 % du coût d'investissement pour l'éolien en mer posé est lié aux **câbles reliant les différentes éoliennes entre elles et au poste électrique en mer**.

Enfin, les **fondations** représentent environ 10 % du CAPEX pour l'éolien en mer posé.

Dépenses de fin de vie

Selon RTE qui s'appuie sur le rapport de BVG Associates pour l'ADEME en 2017, les coûts de démantèlement pour l'éolien posé sont de l'ordre de 20 €/kW. Faute de recul suffisant sur cette technologie récente pour laquelle seuls quelques premiers parcs commencent à être démantelés en Europe, cette valeur est également considérée pour les scénarios optimiste et pessimiste.

OPEX

La valeur optimiste retenue est alignée sur celle de l'ADEME et la valeur pessimiste retenue est alignée sur celle de RTE. La valeur centrale est une moyenne de ces deux dernières. Les données de Lazard et de l'IRENA sont à un périmètre trop large pour pouvoir être retenues.

À noter qu'une grande partie des coûts d'exploitation des parcs éoliens sont liés aux opérations de maintenance, impliquant la mobilisation de navires comptant pour environ 40 % des OPEX. Les deux principaux facteurs de coût d'opération sont la distance entre le parc et les installations de maintenance et la météorologie sur le site, qui impacte les trajets et la durée d'utilisation des navires.

Pour des installations relativement proches du littoral, les opérations de maintenance se réalisent avec des aller/retours au port. Pour des parcs installés loin de la côte, la filière prévoit des centres de maintenance en mer (à l'image des plateformes pétrolières) ou les équipes peuvent rester pendant une longue période afin de minimiser les distances de déplacement et les délais de maintenance.

Facteur de charge

L'éolien en mer permet de profiter de régimes de vents plus forts et réguliers que l'éolien terrestre. Selon RTE, le facteur de charge actuel en Europe est de l'ordre de 38 % et il pourra atteindre 45 à 50 % en France à l'horizon 2050.

La valeur pessimiste retenue est alignée sur celle de RTE, la valeur centrale sur celle de l'IRENA pour la Belgique, tandis que la valeur optimiste retenue est alignée sur celle de l'IRENA pour l'Allemagne.

Table 4.2 Weighted-average capacity factors for offshore wind projects in six countries, 2010 and 2020

	2010	2020	Percentage change 2010-2020
	%		
Belgium	38	41	▲ 8%
China	30	37	▲ 23%
Denmark*	44	50	▲ 14%
Germany	46	45	▼ 2%
Japan*	28	30	▲ 7%
Netherlands**	48**	47	▼ 2%
United Kingdom	36	38	▲ 6%

Source: IRENA Renewable Cost Database.

* Countries with data only for projects commissioned in 2019

** The Netherlands had no projects commissioned in 2010, so data for projects commissioned in 2015 are shown

IRENA, "Renewable Power Generation Costs in 2020", juin 2021

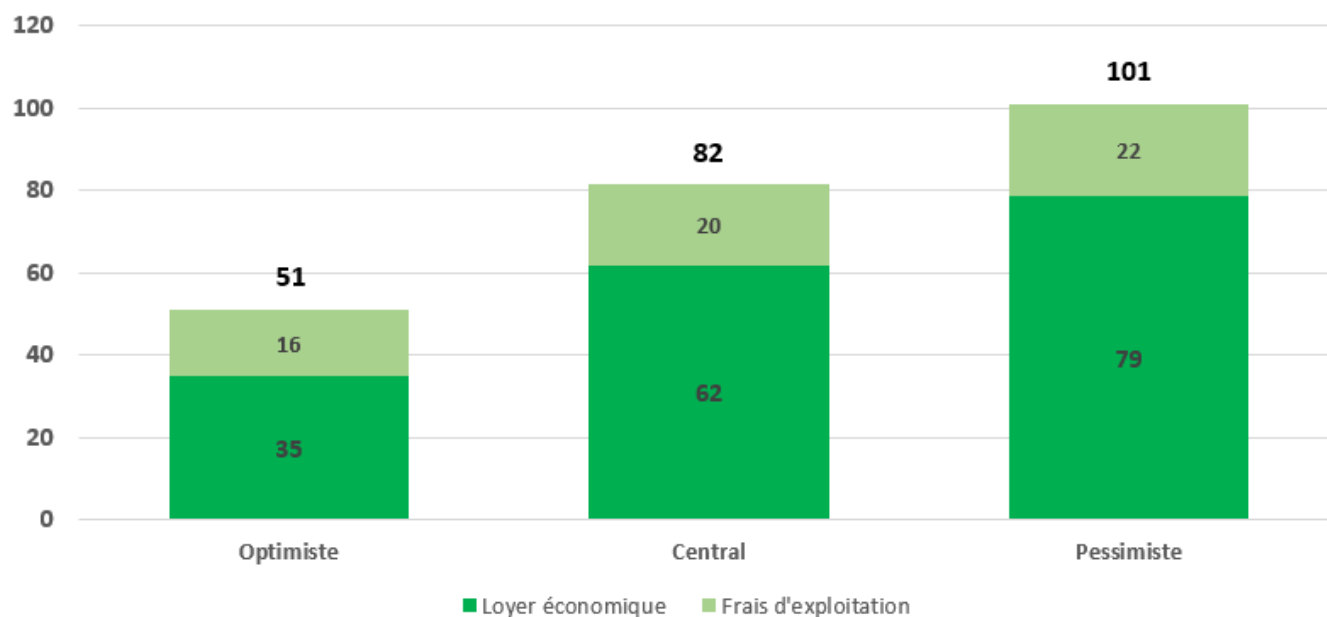
Durée de vie

La durée de vie désigne le nombre d'années pendant lesquelles l'installation est censée produire avant sa mise hors service. Il s'agit d'une variable relativement normalisée pour chacune des filières à un moment donné (les progrès techniques peuvent se traduire par l'allongement de la durée de vie). Celle-ci peut être prolongée au-delà de la durée initialement prévue par des opérations de « repowering », ce qui peut conduire à prévoir le remplacement de certains composants en cours de vie.

Les valeurs pessimiste et centrale retenues sont identiques et reprennent la donnée la plus courante dans l'ensemble des rapports, la valeur optimiste est celle de l'IRENA.

Conclusion : les différentes valeurs du CCE pour l'éolien en mer posé

Les différents CCE de l'éolien en mer posé
(en €₂₀₂₀/MWh)



Annexe 6 : Tableau de synthèse du calcul des différents CCE

	Postes	NUCLÉAIRE		SOLAIRE			EOLIEN	
		Nucléaire existant	Nouveau nucléaire (Flam 3)	Centrale au sol	Grandes toitures et ombrières	Résidentiel	Terrestre	Offshore posé
Paramètres économiques et techniques	Puissance nette (GW)	60,8	1,6					
	Facteur de charge	69%	80%	14%	14%	14%	27%	41%
	Production annuelle (Twh)	374,2	11,0					
	Taux de rémunération du capital	7,8%	7,8%	3,0%	3,0%	3,0%	4,0%	5,0%
	Durée de fonctionnement de l'installation	49,5	60	25	25	25	25	20
	Taux d'intérêt intercalaire	4,5%	NC					
	Taux d'actualisation (yc inflation) des dépenses de fin de vie	3,3%	3,3%	NS	NS	NS	NS	NS
	Production annuelle (heure/an à puissance nominale) en MWh/MW	6 004	7 008	1 244	1 244	1 244	2 321	3 592
Investissement (k€/MW)	Coût de construction overnight (k€/MW)***	1 489	9 338	830	1160	2302	1380	2766
	Coût y compris frais financiers (intérêts intercalaires) (k€/MW)	1 779	12 025	819	1145	2 302	1 380	2 746
	Dépenses de fin de vie (k€/MW)	394	394					
	Dépenses de fin de vie actualisées (k€/MW)	255	41	30	30	0	20	20
	Investissement total (k€/MW)	2 034	12 066	849	1175	2 302	1 400	2 766
	Loyer économique annuel (k€/MW)	163	952	49	67	132	90	222
Dépenses annuelles de fonctionnement	Frais d'exploitation (k€/MW)	136,9	115,0	15,2	16,5	70,0	45,0	71,0
	Combustibles (€/MWh) (coût de retraitement inclus)	11,4	11,4	NS	NS	NS	NS	NS
	Investissements de maintenance et de prolongation (k€/MW)	65,8	NC	NS	NS	NS	NS	NS
CCE/MWh	Loyer économique (€/MWh)	27,1	135,8	39,2	54,2	106,3	38,6	61,8
	Frais d'exploitation (€/MWh)	22,8	16,4	12,2	13,3	56,3	19,4	19,8
	Frais combustibles (€/MWh)	11,4	11,4	NS	NS	NS	NS	NS
	Investissements de maintenance (€/MWh)	11,0	NC	NS	NS	NS	NS	NS
	Coût CCE (€/MWh)	72,3	163,6	51,4	67,5	162,5	58,0	81,6

Source: [Global Chance](#), RTE, Cour des comptes, EDF, INSEE, Framatome, Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), World Nuclear Association (WNA).