



# Combien coûte le nucléaire ?

Économie du nucléaire  
dans le système électrique

NOTE TECHNIQUE  
NOVEMBRE 2022



La société française d'énergie nucléaire (Sfen) est le carrefour français des connaissances sur l'énergie nucléaire.

Créée en 1973, la Sfen est un lieu d'échanges pour les spécialistes de l'énergie nucléaire français et étrangers et toutes celles et ceux qui s'y intéressent.

La Sfen rassemble plus de 4 000 professionnels de l'industrie, l'enseignement et la recherche.

Société de personnes physiques, sans but lucratif, la Sfen est une association loi 1901.



# Combien coûte le nucléaire ?

## Économie du nucléaire dans le système électrique

NOTE TECHNIQUE  
NOVEMBRE 2022

# Éditorial

La période actuelle ouvre la perspective d'une relance du nucléaire en France. Ce nouveau contexte intervient après une décennie qui a conduit à des décisions d'arrêt de réacteurs et qui a aussi été marquée par les difficultés du chantier de Flamanville, principalement liées à une perte des compétences de la filière dans la construction de nouveaux réacteurs. Le cours de l'histoire semble être en train de s'inverser. En pleine crise des marchés de l'énergie, et après la période de pandémie, les enquêtes d'opinion montrent un regain d'intérêt pour le nucléaire, en France comme dans de nombreux autres pays. Côté EPR, après Taishan 1 et 2, déjà en service depuis plusieurs années, l'EPR d'Olkiluoto 3 a atteint la pleine puissance et prépare sa mise en service commerciale. EDF a passé le cap des étapes les plus difficiles sur le chantier de Flamanville (reprise des soudures) et prépare le chargement du combustible en 2023. Le chantier des deux EPR d'Hinkley Point C au Royaume-Uni avance et démontre des effets de série entre les deux unités de la même paire.

Aujourd'hui, un débat public organisé par la Commission nationale de débat public (CNDP) va permettre à toutes et à tous de s'informer sur projet de construction d'un programme de six nouveaux EPR, dont une première paire à Penly, et d'exprimer son point de vue sur le projet. La question du coût de production de

l'électricité sera au cœur du débat. Il s'agit de garantir à long terme une électricité bas carbone compétitive aux ménages, pour préserver leur pouvoir d'achat et leur permettre de réduire, en électrifiant leurs usages du quotidien (mobilité, chauffage) leur consommation de gaz et de pétrole. Il s'agit de garantir aussi, au-delà de la crise énergétique en cours, la garantie d'approvisionnement en l'électricité bas-carbone et compétitive à nos entreprises, et au secteur manufacturier en particulier, sans laquelle on ne pourra ambitionner de regagner en souveraineté industrielle.

La Section Technique 8 « Économie et stratégie énergétique » de la Sfen a publié depuis 2017 une série de notes techniques sur les coûts de production du nucléaire, que ce soit pour le parc actuel ou pour les constructions neuves. Ces notes, produites à partir de données et de rapports publics, ont permis d'éclairer le débat et l'action publique sur le nucléaire. Cette nouvelle note, remet à jour les travaux précédents avec les publications les plus récentes. Elle est un outil de référence sur l'économie du nucléaire, existant et futur.

Le premier enseignement de cette note concerne les évolutions méthodologiques en cours sur le calcul économique. Au-delà des coûts de construction et des coûts de production, **les coûts de systèmes, qui intègrent la production et aussi l'ensemble des coûts portés**

**par le système électrique (réseau et flexibilité), sont les seuls à même d'apporter désormais un éclairage économique pertinent sur le choix du mix électrique futur.** Beaucoup de progrès ont été faits sur ce point, notamment grâce à l'analyse économique des scénarios de prospective 2050 de RTE puis de l'ADEME.

**À court terme, il faut prolonger l'exploitation des réacteurs existants à 50 ou 60 ans. Tant qu'ils répondent aux enjeux de sûreté, la décision peut-être prise sans regret.** En clair, les bénéfices immédiats sont avérés et les impacts futurs, même incertains, seront nécessairement positifs. Parmi les moyens de répondre à la demande croissante d'électricité sur le court et moyen terme, cette option est à la fois la plus rapide à déployer (délai de visite décennale inférieur à l'année), et de loin la plus économique.

Enfin, **décider de lancer la construction d'une première série de six EPR en renouvellement du parc nucléaire actuel apparaît comme une solution aussi sans regret.** En effet, ils apporteront le plus de valeur au système électrique. De plus, construire de nouvelles capacités nucléaires au-delà de la première série de six EPR sera nécessaire pour réduire à la fois les coûts système et l'incertitude technologique quant à l'atteinte des objectifs climatiques. Il est très probable que l'optimum économique du parc électrique français bas carbone futur soit un

mix conservant une part significative de nucléaire. Le nucléaire et les renouvelables intermittentes sont pleinement complémentaires et le seront en particulier à l'horizon 2050 pour préserver un système électrique qui contribue déjà à l'atteinte de la neutralité carbone.

Valérie Faudon  
Déléguée générale de la Sfen

# Introduction

Prévue par la loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, une nouvelle loi de programmation quinquennale viendra fixer, à partir de 2023, les priorités d'action de la politique climatique et énergétique nationale. Elle devra tenir compte du rehaussement de l'objectif européen « Fit for 55 » de réduction des émissions nettes de gaz à effet de serre à -55 % d'ici 2030. Ses grands axes seront déclinés à travers la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) et la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), lesquels seront actualisés pour prendre en compte les orientations de la nouvelle loi avant le 1er Juillet 2024.

- Dans son discours de Belfort de février 2022, le Président de la République a annoncé son intention de prolonger tous les réacteurs nucléaires qui peuvent l'être « sans rien céder sur la sûreté ». Rappelant que les premiers réacteurs ont passé la barre des 40 ans, il a demandé à EDF d'étudier les conditions de prolongation des réacteurs au-delà de 50 ans.

- Lancer la construction de six EPR 2, et ouvrir une option pour huit réacteurs supplémentaires. Ceci devrait permettre d'atteindre jusqu'à 25 GW de nouveau nucléaire d'ici 2050.

En amont des débats parlementaires, deux étapes importantes attendent les français :

- Un débat public, porté par la Commission nationale de débat public (CNDP) portant sur le programme de construction de 6 EPR, avec un focus sur la première paire de Penly.

- Une concertation sur la Stratégie française énergie climat (Sfec) organisée en ligne par le gouvernement à partir du mois de Novembre.

La présente note a pour objet d'éclairer l'ensemble des débats à venir sur la contribution du nucléaire à la compétitivité du système électrique français, à court, moyen et long terme. Elle constitue une importante mise à jour des notes techniques précédentes de la Sfen sur le « Coût de production du parc nucléaire français » (2017) et « Coût de production du nouveau nucléaire français » (2018) en s'appuyant sur une trentaine d'articles et de rapports publics. Elle a vocation à servir d'outil de référence aux décideurs et aux citoyens qui cherchent à développer leurs connaissances sur l'énergie nucléaire.

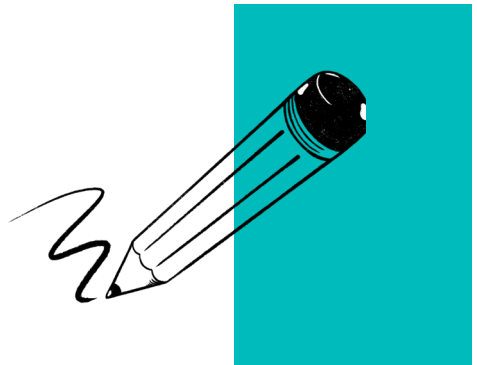
Elle est le fruit du travail collectif de la section technique #8 de la Sfen (Economie et stratégie énergétique). La Sfen remercie particulièrement Ilyas Hanine, Responsable des Etudes de la Sfen, et Jean-Guy Devezeaux de Lavergne, Président d'honneur de la section.

# Remarques préliminaires

Cette note a pour objet la question des coûts et non celle des prix de marché de l'électricité. Ces derniers étant tributaires des architectures de marchés particulières sur lesquelles s'échange l'électricité, ils sont hors du champ de la présente note.

Les enjeux attendant au financements des moyens de production d'électricité et leurs impacts sur le coût sont traités de manière approfondie dans l'avis de la Sfen « Comment financer le renouvellement du nucléaire ? ». L'approche argumentée dans cette note est que la structure financière est la même pour tous les moyens de production d'électricité.

Par défaut, les prix donnés dans cette note sont ceux de 2020 avant inflation.



# Résumé pour décideurs

## 0. Il n'existe pas une seule méthode de calcul de coût

Le calcul économique sert à informer et objectiver les décisions relevant de politiques publiques. Il est essentiel de comprendre que la méthode de calcul appropriée varie selon la question posée ou, symétriquement, selon la décision que l'évaluation va guider ; on distingue trois dimensions : i) l'acteur concerné (EDF, le gestionnaire du réseau, le régulateur, la collectivité), ii) l'horizon de temps (court/moyen, long), et iii) le périmètre considéré (borne de la centrale ou système électrique)

On a vu ainsi ces dernières années se multiplier les calculs de coûts de l'électricité : coût marginal de court-terme, coût cash, coût comptable, coût complet économique (CCE) ou coût moyen actualisé (LCOE). Chaque calcul donne des résultats différents en €/MWh, et c'est normal.

D'une manière générale, **le LCOE est une méthode traditionnelle très utilisée** car elle a permis jusqu'ici d'apprécier l'intérêt de construire de nouveaux réacteurs, en concurrence avec d'autres technologies. Elle intègre toutes les dépenses, de manière actualisée, sur toute la durée du projet, y compris les dépenses d'exploitation, de démantèlement, et de gestion des déchets.

Elle doit être désormais complétée par **des méthodes prenant en compte**

**les coûts systèmes**, c'est-à-dire les coûts et bénéfices d'intégration des moyens de production au sein des systèmes électriques du futur, lesquels pourront comporter des parts très importantes d'EnR intermittentes (EnRi). La littérature, encore en progrès, permet néanmoins de donner des ordres de grandeur fiables, et montre que ces coûts ont des conséquences du premier ordre.

Enfin, on doit prendre en compte aussi **les externalités de production (positives ou négatives)**. Ces coûts qui se situent aujourd'hui hors du secteur marchand et traduisent la dégradation environnementale inhérente à toutes les activités humaines : impacts sanitaires des effluents gazeux et liquides, déchets, accidents etc. Ils ne sont que très partiellement monétarisés dans les études économiques de référence.

## 1. Il faut préserver le patrimoine nucléaire en service le plus longtemps possible

Plusieurs concepts de coûts permettent d'évaluer la performance économique du nucléaire existant en service. Ces chiffres se limitent de façon traditionnelle au coût de l'électricité aux « bornes » de la centrale nucléaire.

**Les coûts marginaux de court terme** sont ceux que supporte l'électricien (en l'occurrence ici EDF) pour produire un MWh supplémentaire



à un instant donné, dès lors que les tranches sont disponibles. Ces coûts sont extrêmement bas (de l'ordre de 10 €/MWh). Un tel niveau assure un appel régulier à la production des réacteurs en place, et donc un facteur d'utilisation élevé.

### **Le coût « cash » de court terme**

(de l'ordre de l'année) correspond aux décaissements nécessaires pour faire fonctionner les réacteurs, ce qui comprend les dépenses de maintenance lourde de type « grand carénage ». Ils sont restés faibles en moyenne annuelle (de l'ordre de 30 à 40 €/MWh en France). Des niveaux aussi bas assurent presque partout l'intérêt d'exploiter le parc en maintenant les réacteurs actuels et en assurant leur fonctionnement. Ils sont bien inférieurs à ceux de toute technologie pilotable qui pourrait remplacer le nucléaire existant dans les pays de l'OCDE.

### **Le Coût Courant Economique (CCE)**

permet de calculer un loyer économique sur la base des dépenses d'investissement passées pour une année de production donnée. Pour reconstituer un coût complet du nucléaire, la Cour des comptes tient compte des charges d'exploitation fixes et variables de l'année et anticipe certains coûts futurs (sous forme d'enregistrements comptables dans le bilan d'EDF). Le CCE se situe à environ 60 €/MWh en France.

Les études économiques quant à l'extension de la durée d'exploitation (Long-term operation, LTO) des

réacteurs montrent l'intérêt quasi systématique de procéder aux investissements afférents, plutôt qu'à l'arrêt des réacteurs. Les LCOE (coût actualisé) internationaux sont de l'ordre de 25-40 €/MWh pour une prolongation de 20 ans (selon l'OECD/AEN). Les études en France (ADEME, RTE, Cour des comptes) aboutissent à des évaluations autour de 40 €/MWh pour le LCOE du nucléaire prolongé (LTO de 10 ans). Des perspectives de baisse sont attendues jusqu'à la fourchette basse de l'AEN pour des LTO de 20 ans.

L'essentiel de l'inventaire des coûts de gestion de l'aval du cycle est déjà constitué sous forme de provisions dans les comptes d'EDF, pour respectivement 26 Mds€ et 20,4 Mds€ fin 2021, et sont couverts par des actifs dédiés. Ces montants sont pris en compte dans les calculs de coût de production, qu'ils concernent le nucléaire existant en service (CCE) ou le nucléaire prolongé (LCOE). Ces coûts futurs ont un poids peu significatif dans le coût total de production du fait du caractère lointain de l'exposition des dépenses, et de leur faible poids rapporté à la production des réacteurs.

## **2. À long-terme le nucléaire permet de minimiser le coût du système électrique**

Le rapport Folz en octobre 2019 a permis d'identifier des leçons à tirer du chantier de Flamanville dont le coût de construction est maintenant estimé à 12,7 Mds€.

La filière nucléaire s'est mobilisée pour diminuer fortement les coûts futurs : le coût de construction pour le programme à venir de six EPR 2 est estimé à 51,7 Mds€<sub>2020</sub>, soit 8,6 Mds€ l'unité. Le lancement d'un programme industriel cadencé, avec une construction par paires, permet de maximiser les effets de série. La conception de l'EPR a été révisée pour simplifier son industrialisation et sa construction. Le plan Excell lancé par EDF au printemps 2020 a pour objet de remettre à niveau les compétences au sein de la filière, et en particulier « construire du premier coup ».

L'évaluation donnée dans le rapport d'audit du cabinet Accuracy de 2021 estime le coût de production (LCOE) du futur parc, avec un taux de financement de 4 % à 60 €/MWh. Ceci rejoint les données internationales selon l'OCDE/AEN, le LCOE du nouveau nucléaire dans le monde est de l'ordre de 40 à 70 €/MWh pour une actualisation entre 3 et 7 %.

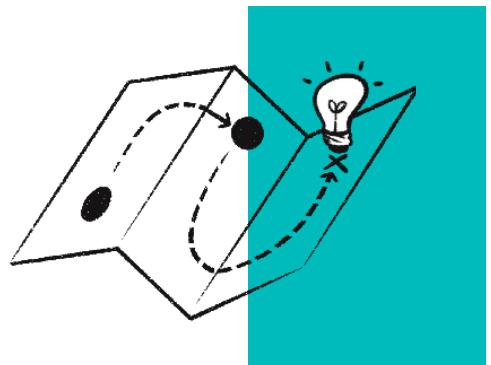
Toutefois, comme on l'a vu, pour comparer différentes trajectoires de mix de production, une approche système tenant compte de l'ensemble des interactions fonctionnelles entre les briques du réseau électrique (production, réseau, flexibilité) constitue le cadre d'analyse économique pertinent. Les récents travaux prospectives de RTE (2021), révèlent que les trajectoires comportant la construction de nouveaux réacteurs présentent un

coût total annualisé du système électrique inférieur jusqu'à 10 Mds€/an à celui des trajectoires sans renouvellement du parc nucléaire. Cet écart demeure quel que soit le niveau de consommation électrique, y compris dans un scénario dit de « sobriété ». Aussi, les trajectoires visant le 100 % renouvelable présentent des risques importants. D'abord, ils demandent une accélération très forte de déploiement des moyens de production éolien et solaire et reposent sur des « paris technologiques lourds » pour les moyens de flexibilité de la demande et de l'offre, dont certains qui n'ont pas prouvé leur faisabilité industrielle.

**Ainsi, la construction d'une première série de six EPR 2 apparaît sans regret**, d'autant plus que la valeur des premiers pourcentages de nucléaire au sein de parcs essentiellement composés d'EnRi est très importante. En effet, les travaux académiques recensés dans cette note montrent que les coûts unitaires d'intégrations des EnRi croissent avec leur part dans le mix : plus le parc compte d'EnRi, plus il devient coûteux de gérer leur intermittence, pour chaque unité supplémentaire.

Enfin, certaines études ont tenté **d'évaluer les coûts externes**. Si la taxe carbone prend au moins partiellement en compte l'impact climatique, l'exercice reste délicat pour les autres externalités. Le nucléaire présente un coût social complet relativement faible par rapport aux autres moyens de production du fait,

entre autres, de sa faible emprise au sol, de sa faible empreinte matière, et de l'absence de rejets de polluants atmosphériques. La prise en compte des externalités de production ne remet donc pas en cause la validité des résultats précédents à l'échelle du système électrique. Un travail approfondi sur les coûts externes fera l'objet d'une publication prochaine.

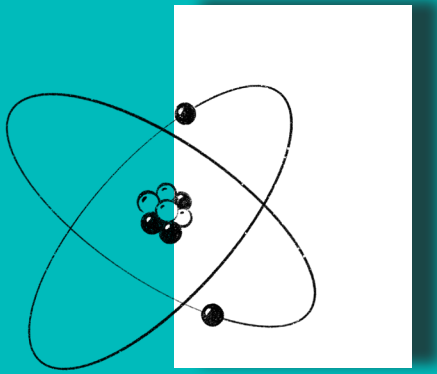


# Sommaire

<b>0.</b>	<b>MÉTHODOLOGIE SUR LES NOTIONS DE COÛTS</b>	<b>20</b>
0.1.	Plusieurs méthodes de coûts du nucléaire coexistent	20
0.1.1.	Décomposition du coût complet de production	23
0.2.	L'importance de l'actualisation	27
0.3.	Le choix du calcul de coût	29
0.3.1.	Qui : selon quel « point de vue » (acteur concerné) le coût est-il établi ?	30
0.3.2.	Quoi : quel est le périmètre du coût considéré	30
0.3.3.	Quand : quelle est la période étudiée ? Quel est le poids du passé ?	33
0.4.	Conclusion et récapitulatif	34
<b>1.</b>	<b>COÛT DU NUCLÉAIRE EXISTANT EN SERVICE</b>	<b>36</b>
1.1.	Complément sur certains coûts propres à l'électronucléaire	36
1.2.	La prolongation du parc de production nucléaire existant	39
1.2.1.	Les coûts cash	41
1.2.2.	Le coût courant économique	41
1.3.	Compétitivité du nucléaire prolongé en France	44
1.4.	Comparaison internationale	48
1.5.	Sensibilité du LCOE	49
1.5.1.	Le taux d'actualisation	50
1.5.2.	Le facteur de charge	52
1.5.3.	La durée d'exploitation	53
1.5.4.	Le coût du combustible	54
1.5.5.	Le prix du carbone	55
<b>2.</b>	<b>LES COÛTS DU NOUVEAU NUCLÉAIRE</b>	<b>57</b>
2.1.	Compétitivité du nucléaire de troisième génération connectés ou en construction	57
2.1.1.	Des situations très contrastées dans le monde	58

2.1.2.	Facteurs explicatifs des coûts des réacteurs	59
2.1.3.	L'EPR de Flamanville	62
2.2.	Evolution attendue des coûts de construction des réacteurs EPR	63
2.2.1.	L'EPR 2, un réacteur réoptimisé	64
2.2.2.	La remise en marche de la chaîne industrielle « qualité nucléaire » européenne (Plan Excell)	66
2.2.3.	Bénéfices de l'effet série et de l'effet paire ou « multi-unité » dans un programme cadencé	67
2.3.	Les coûts de l'EPR 2	69
2.3.1.	Les coûts de construction	69
2.3.2.	Estimation des coûts complets de production des EPR 2	69
2.3.3.	Comparaison avec les autres moyens de production à horizon 2050	73
2.4.	Aperçu des coûts de production des autres technologies nucléaires : SMR et RNR	74
2.4.1.	Réacteurs SMR	74
2.4.2.	Réacteurs à neutrons rapides	77
<b>3.</b>	<b>LES COÛTS SYSTÈMES ET LA COMPÉTITIVITÉ DU NUCLÉAIRE AU SEIN D'UN PARC COMPLET DE PRODUCTION</b>	<b>81</b>
3.1.	Revue de deux méthodes pour tenir compte des coûts de systèmes aux bornes des centrales	81
3.1.1.	Reconstitution des coûts de systèmes par le calcul ex post	82
3.1.2.	Reconstitution des coûts de systèmes par un modèle d'optimisation	84
3.2.	Contribution du nucléaire à la compétitivité du mix électrique à long terme	92
3.2.1.	Aspects méthodologiques importants de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE	94
3.2.2.	La compétitivité au sein du mix	95
3.2.3.	Résultats de l'étude « Futurs énergétiques 2050 »	97
3.3.	Synergies et complémentarités entre nucléaire et renouvelables	101

<b>4.</b>	<b>ÉLARGIR LE PÉRIMÈTRE D'ANALYSE AU-DELÀ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE</b>	104
4.1.	Comparaison de l'empreinte environnementale du nucléaire avec d'autres énergies	104
4.1.1.	L'empreinte énergétique	104
4.1.2.	L'intensité carbone	105
4.1.3.	L'empreinte matière	106
4.2.	Extrapolation pour un coût complet	107
<b>5.</b>	<b>PARTIE ANNEXES</b>	110



# Liste des graphiques & tableaux

<b>Figure 1 : Représentation des principaux usages des différentes notions de coûts et de leur méthodologie de calcul</b>	23
<i>(tirée du rapport de la Cour des comptes, « L'analyse des coûts du système de production électrique en France », 2021)</i>	
<b>Figure 2 : Décomposition des coûts complets de production de l'électricité d'origine nucléaire</b>	24
<i>(source : Sfen ; actualisation à 4 %)</i>	
<b>Figure 3 : Effet du taux d'actualisation sur 1 euro actuel</b>	27
<b>Figure 4 : Les périmètres de coûts identifiés</b>	34
<i>(source : Sfen)</i>	
<b>Tableau 1 : Estimation des coûts complets de production nucléaire en 2019 selon différentes méthodes d'après la Cour des comptes</b>	40
<i>(source : Cour, 2021)</i>	
<b>Figure 5 : Comparaison du LCOE des différentes filières de production d'électricité en France</b>	46
<i>(sources multiples)</i>	
<b>Figure 6 : Comparaison du LCOE de différentes technologies dans le monde</b>	49
<i>(source : IEA-NEA, 2021)</i>	
<b>Figure 7 : Effet de l'actualisation sur le LCOE pour différents moyens de production</b>	50
<i>(source : IEA-NEA, 2021)</i>	
<b>Figure 8 : Impact du coût du capital sur le LCOE du gaz et du nucléaire</b>	51
<i>(source : NEA, 2021)</i>	
<b>Figure 9 : Impact du facteur de charge sur le LCOE des moyens conventionnels</b>	52
<i>(source : IEA-NEA, 2021)</i>	
<b>Figure 10 : Impact de la durée d'exploitation sur le LCOE des moyens de production d'électricité</b>	53
<i>(source : IEA-NEA, 2021)</i>	
<b>Figure 11 : Décomposition des coûts de production du nucléaire et du gaz</b>	54
<i>(source : NEA, 2021)</i>	



**Figure 12 : Impact du coût du combustible sur le LCOE des moyens conventionnels** (source : IEA-NEA, 2021) 55

**Figure 13 : Impact du prix du carbone sur le LCOE des moyens conventionnels** (source : IEA-NEA, 2020) 56

**Tableau 2 : Recensement mondial des réacteurs Gen-III connectés ou en chantier au début 2021.** (sources : Compilation établie à partir d'informations publiées par le WNA, l'OECD/NEA et autres) 58

**Figure 14 : Comparaison de l'empilement des coûts d'investissement dans l'électronucléaire entre les pays de l'OCDE et le reste du monde** (source : NEA, 2021) 59

**Figure 15 : Effet série sur le coût de construction des tranches nucléaires françaises selon les différents paliers** (source : Cour des comptes, 2012) 62

**Figure 16 : Facteurs explicatifs des dérapages de coûts de Flamanville** (source : NEA, 2021) 63

**Figure 17 : Historique de la construction des réacteurs nucléaires dans le monde** (source : IAEA, 2015) 65

**Figure 18 : Facteur de réduction des coûts de production du nouveau nucléaire** (source : NEA, 2021). 68

**Figure 19: Les coûts de production actualisé des 3 paires d'EPR 2** (source : gouvernement) 70

**Figure 20 : Coût de production du nouveau nucléaire selon l'hypothèse de coût d'investissement, de coût moyen pondéré du capital ou de facteur de charge** (source : RTE, 2021) 71

**Tableau 3 : Matrice partielle de corrélation (de Pearson) des variables critiques dans les évaluations du LCOE du nouveau nucléaire** (analyse de la Sfen sur base de données OECD/IEA & NEA & RTE). 71

**Figure 21 : Coût de production des principales filières de production en France à l'horizon 2050** (source : RTE, 2021) 73

<b>Figure 22</b> : Présentation qualitative des facteurs de baisse de coûts attendus pour les SMR au regard des effets de taille adverses (source : NEA, 2021)	76
<b>Figure 23</b> : Crédit de capacité pour les EnRi dans le monde (source : IEA-NEA, 2021)	83
<b>Figure 24</b> : Construction du VALCOE (source : IEA-NEA, 2021)	84
<b>Figure 25</b> : Les coûts d'intégrations du SLCOE (source : Ueckerdt et al., 2013)	86
<b>Figure 26</b> : Illustration des coûts « profil » sur les données en France en 2019 (source : Sfen, RTE)	87
<b>Figure 27</b> : SLCOE de l'éolien terrestre en Allemagne en 2011 (source : Ueckerdt et al., 2013)	90
<b>Figure 28</b> : Comparaison du SLCOE en fonction du taux de pénétration d'EnRi (source : Reichenberg et al. 2018)	91
<b>Figure 29</b> : Les principales méthodes de chiffrage économiques (source : RTE, 2021)	93
<b>Figure 30</b> : Impact de la logique temporelle sur la composition et le coût d'un scénario de production à un horizon de temps donné (source : Sfen)	95
<b>Figure 31</b> : Coûts complets annualisés des scénarios à l'horizon 2060 (source : RTE, 2021)	99
<b>Figure 32</b> : Trajectoire des coûts annualisés des différents scénarios (source : RTE, 2021)	99
<b>Figure 33</b> : Différence des coûts complets annualisés du scénario M23 et des scénarios N1 et N2 suivant plusieurs variantes (source : RTE, 2021)	100
<b>Figure 34</b> : Ordre de grandeur des coûts de production du système électrique dans une configuration EnRi + nucléaire, en France, à horizon 2050 (source : Devezeaux, 2022)	102

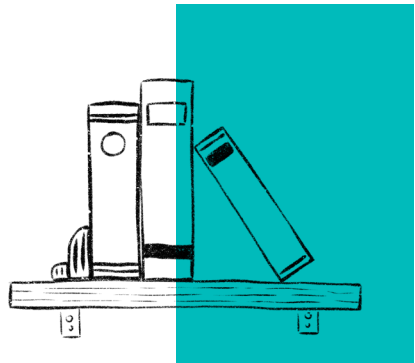
**Figure 35 :** Prix de l'électricité en fonction de l'intensité carbone de l'électricité et de la part entre renouvelables et nucléaire dans la production (source : NEA, 2020 d'après Sepulveda et al., 2016) 102

**Tableau 4 :** EROI de différents moyens de production d'électricité (source : Weißbach et al., 2013) 105

**Figure 36 :** Émissions de GES en ACV de différents moyens de production d'électricité (source : UNECE) 106

**Tableau 5 :** Intensité matière de différents moyens de production d'électricité (sources diverses) 107

**Tableau 6 :** Synthèse des coûts totaux (en euros/MWh) raisonnablement quantifiables de production d'électricité pour 4 technologies (source : Devezeaux, 2022) 109



# 0. Méthodologie sur les notions de coûts

Cette partie méthodologique, à laquelle les développements ultérieurs dans la note se référeront sans cesse, est scindée en trois morceaux. D'abord, nous présenterons les différentes notions de coût existantes dans la littérature de l'économie du nucléaire, avec un focus sur la méthode du coût actualisé de l'électricité dit 'LCOE'. On insistera ensuite sur la notion d'actualisation, déterminante pour établir un coût complet de production. Enfin, on introduira une grille d'analyse en trois dimensions (qui, quoi, quand) laquelle permet de lier de façon univoque une décision à un concept de coût particulier.

Distinguons d'emblée les notions de coûts de production de l'électricité et son prix. Le prix est tributaire des architectures de marchés sur lesquels s'échange l'électricité. En dernière instance, les coûts de production de l'électricité incorporent des notions de prix (celui du travail, ceux des marchés de matières premières etc). Ce réductionnisme est malaisé et ne permet pas de rendre efficacement compte des leviers de compétitivité propre à une filière – dans notre cas la filière nucléaire. Il ne sera donc pas question de prix mais bien de coût qui, dans un contexte industriel donné, ne dépend pas du prix de marché même si là encore il faut nuancer : par exemple, le coût du capital est influencé rétrospectivement par les prix de l'énergie et les mécanismes de contractualisation de l'électricité. Ces

enjeux attenants au financement des moyens de productions d'électricité et leurs impacts sur le coût (ou le prix<sup>1</sup>) ne sont pas l'objet de cette note et sont, par ailleurs, traités dans la note technique Sfen : « Financement du nouveau nucléaire ». Ici, la compétitivité du nucléaire est établie suivant une approche qui se veut « technologiquement neutre », c'est-à-dire que la structure financière est neutre entre les différents moyens de production d'électricité<sup>2</sup>.

## 0.1. Plusieurs méthodes de coûts du nucléaire coexistent

Le coût d'un produit ou d'un service est un concept plus complexe qu'il n'y paraît au premier abord. Sa raison d'être est de fournir un équivalent monétaire de la consommation d'un bien ou de la fourniture d'un service, pour un acteur donné, dans un contexte donné (technique, économique, politique, réglementaire, social...). Ici, le bien est l'électricité et le contexte est celui d'un système électrique libéralisé. Le périmètre pris en compte dépendra de l'observateur (par exemple, coût pour la collectivité vs. coût pour le gestionnaire de réseau). Le coût dépendra aussi de la période prise en considération : horizon de dix ans, durée d'exploitation complète de l'installation, période étendue à l'ensemble des flux de trésorerie avant et après l'exploitation, etc. Et il dépendra du taux de préférence pour le présent de l'observateur (taux

d'actualisation). Enfin, l'évaluation a surtout pour intérêt de comparer deux alternatives en concurrence. **Il est donc préférable de bien rapporter une évaluation de coût à la décision qu'elle va guider.** On peut distinguer trois dimensions que nous détaillons au §0.3. (l'acteur concerné -EDF, gestionnaire du réseau, régulateur, collectivité ; l'horizon de temps -court/moyen, long terme ; et enfin le périmètre - borne de la centrale ou système électrique). Ainsi, selon la question posée, la méthode de calcul appropriée varie. Pour le coût de l'électricité d'origine nucléaire on distingue :

- **Le coût marginal de court terme (€/MWh), qui peut être assimilé au coût variable de l'unité marginale répondant à la demande en électricité.** Il s'agit de la dépense de combustible et autres frais d'exploitation proportionnels à court terme à la production, qui contrôlent la décision immédiate de fournir ou non le marché de gros sur le réseau (sur le marché de gros, le coût marginal doit pour cela être plus bas que le prix spot).
- **Les coûts cash (€/MWh ou M€/an). Il s'agit du décaissement par MWh produit, soit du coût marginal augmenté des coûts fixes annuels, la main d'œuvre notamment, rapportés au MWh.** On peut aussi calculer ces coûts pour l'année. Ce sont eux qui contrôlent la décision de fonctionner, de mettre l'installation en arrêt provisoire (mise sous cocon), ou de l'arrêter définitivement.

- **Le coût comptable (€/MWh ou M€/an),** qui ajoute aux coûts cash les provisions pour amortissement, les coûts de financement (le cas échéant) et pour dépenses futures (M€/an, que l'on peut rapporter au MWh). Il contrôle le résultat brut d'exploitation et l'impôt sur les bénéfices.

- **Les méthodes hybrides (€/MWh).** D'inspiration économique initialement, la méthode de la Cour du Coût courant économique (CCE), investiguée plus en profondeur dans la suite (§1.), permet de reconstituer un coût complet du nucléaire en incorporant aux dépenses d'investissement, les coûts comptables de court terme et futurs (sous forme de provision) pour une année de production donnée. Le CCE permet de calculer un loyer économique (€/MWh) par tranche annuelle sur la base des dépenses et de la production de l'actif sur l'année considérée. A ce titre, il donne une profondeur temporelle que n'a pas l'approche normative du coût moyen actualisé.

- **Le coût moyen actualisé (CMA, €/MWh) ou 'Levelized Cost of Energy' (LCOE<sup>3</sup>).** Il s'agit du coût complet de production sur la durée d'exploitation de l'installation, depuis la décision de construire jusqu'à la fin du démantèlement, en pratiquant une actualisation temporelle.

Celle-ci s'applique au numérateur à chaque flux de dépenses de l'année t et au dénominateur à la quantité

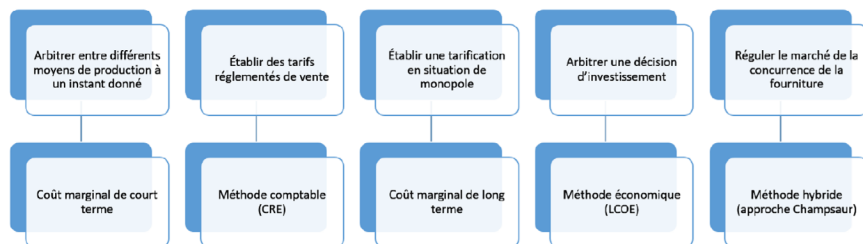
d'électricité annuelle produite l'année t. Ce paramètre contrôle la décision d'investir ou non dans une installation nouvelle (aux effets sur les parcs et coûts externes près, selon le décideur).

• **Les coûts de systèmes<sup>4</sup>.** Enfin, le coût d'une décision peut être évalué de façon assez rigoureuse et non équivoque, en explicitant l'échéancier complet des dépenses et recettes effectives résultant de la décision du choix d'un mix électrique dans un futur dont les propriétés macroéconomiques et macrosociales sont fixées (PIB, démographie etc.). **Cette approche socio-économique développée donne à la maille du système électrique, le coût complet d'un scénario : on parle de coût système. La compétitivité des moyens de production s'apprécie au sein d'un système dans sa globalité. Il faudra alors comparer le coût de la décision d'investissement d'un mix intégrant un programme nouveau nucléaire, avec le coût des décisions alternatives : on parle du coût d'opportunité.**

Enfin, c'est l'objet de la dernière partie de cette note (§4.), on peut (et on doit si l'on veut être complet) ajouter à ces coûts, qui portent sur des biens et services échangés sur des marchés, des coûts externes définis comme les coûts induits pour d'autres acteurs de la société non parties prenantes dans l'achat/vente d'électricité : principalement liés aux impacts sur l'environnement et la santé, provoqués ici par la production et le

transport de l'électricité. En général, ces coûts ne sont pas reflétés via des marchés, mais peuvent toutefois apparaître comme tels, selon les décisions de la puissance publique (par exemple avec la taxe carbone). Les pouvoirs publics peuvent ainsi «internaliser» ces coûts et agir sur la décision des agents économiques concernés. Cet exercice est souvent délicat, ne serait-ce que pour évaluer les niveaux d'externalités. Ces coûts externes portent par essence sur toutes les activités humaines, et les économistes tentent de les définir pour la production d'énergie. Ils s'ajoutent, du point de vue de la collectivité, autant aux évaluations portant sur les unités existantes que pour celles à construire. Dans le cas du choix des unités électriques, ils peuvent aller de quelques points du coût total à quelques dizaines de pourcents dans le cas des unités fossiles, à cause notamment des aspects climat et polluants (particules et gaz émis). Aux bornes de la centrale, les liens entre le choix d'une méthodologie de coûts et les objectifs poursuivis sont synthétisés par la Cour des comptes dans la figure 1. Ces liens reprennent l'historicité de l'emploi des différentes méthodologies par les différents acteurs (régulateur, traders, Cour etc.) et sont, à ce titre, spécifiques à la France.

Figure 1 : Représentation des principaux usages des différentes notions de coûts et de leur méthodologie de calcul (source : Cour des comptes, « L'analyse des coûts du système de production électrique en France », 2021)



Source : Cour des comptes

### 0.1.1. Décomposition du coût complet de production

Un outil classique pour comparer la compétitivité des différentes technologies de production dans l'optique de réaliser un investissement futur est le coût actualisé de l'électricité ou Levelized Cost of Electricity (LCOE dans la suite). Historiquement, le LCOE a été introduit pour comparer les différentes filières de production conventionnelles<sup>5</sup>, c'est-à-dire hors énergies renouvelables intermittentes (EnRi), dans un système électrique régulé. La genericité du LCOE (voir encadré) a permis le calcul des coûts des EnRi à leur émergence. Toutefois, comme nous l'indiquons ci-dessus, d'autres méthodes permettant de calculer un coût complet du nucléaire existe. Par exemple, en France, la Cour des comptes utilise le Coût courant économique (CCE) qui offre une plus grande profondeur temporelle. En effet il permet de calculer un loyer annuel qui tient compte des spécificités (de dépenses, de production) afférentes à l'année

considérée, là où le LCOE lisse les profils de dépenses sur la durée de vie du projet. Reste que dans un coût complet de production, les briques éléments de coût sont les mêmes. C'est cette décomposition que nous détaillons ci-dessous.

**Pour le nucléaire, le coût complet de production (qu'on abrègera par coût de production dans la suite) se décompose en quatre termes :**

- **Le coût d'investissement** « économique » qui est un coût fixe, indépendant du fonctionnement à venir de la centrale et qui regroupe :
  - **Le coût de construction 'overnight' (OCC)**, c'est-à-dire toutes les dépenses non actualisées nécessaires à la mise en service industrielle de la centrale (littéralement comme si la centrale était construite « en une nuit »), à savoir le coût de construction et ingénierie, ainsi que tous les autres coûts intervenant avant la mise en service industrielle (MSI), comme les 'owner's costs' (principalement les pièces de rechange, les frais de préexploitation, les procédures

administratives et de fiscalité, premier cœur et coût d'acquisition du site le cas échéant). **La convention prise dans cette note est de ne pas intégrer le coût du financement aux coûts de construction (figure 2).**

- **Le coût de financement ou capital ('equity' + dette), dont les intérêts intercalaires** qui prennent en compte l'actualisation de l'échéancier de remboursement de la dette du coût de construction 'overnight' sur sa durée totale.

• **Le coût d'exploitation et maintenance (E&M)**, qui regroupe toutes les dépenses ayant attrait

à ces postes de coûts, ainsi que la fiscalité en exploitation : taxes et redevances directement affectées à l'ouvrage.

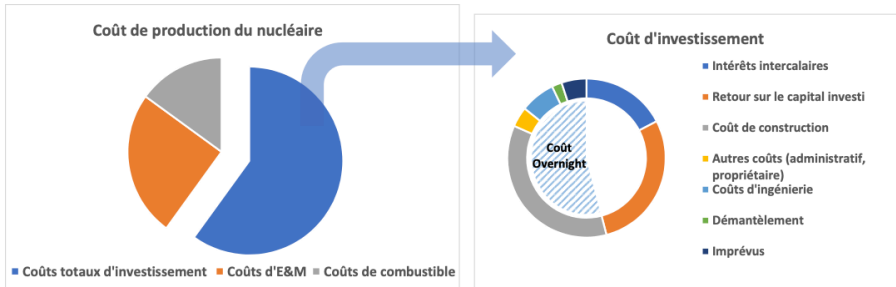
• **Le coût de combustible**, qui regroupe, pour le nucléaire, le coût de l'ensemble du cycle : opérations amont (uranium naturel, fluoration, enrichissement et fabrication des assemblages) et aval (transport, retraitement des combustibles usés et stockage des déchets).

• **Le coût de déconstruction (démantèlement des bâtiments et des cœurs).**

Figure 2 : Décomposition des coûts complets de production de l'électricité d'origine nucléaire

NB : décomposition valable pour le nouveau nucléaire ; pour le nucléaire existant en fonctionnement, la composition du coût de production est le suivant : 16 % pour le combustible, 43 % pour l'E&M (dont 9 % pour la maintenance), et 41 % pour l'investissement (Cour, 2012)

Source : Sfen ; actualisation à 4 %





## Définition du LCOE

Le LCOE la métrique actuelle de référence permettant de comparer le coût des différentes filières de production. Elle intègre l'ensemble des coûts fixes (CAPEX) et variables (O&M, Combustible et Carbone) sur l'ensemble du cycle de vie de l'infrastructure et fournit une mesure de ce coût total rapporté à l'électricité totale produite (E). Le LCOE s'exprime donc en €/MWh et permet de s'abstraire des différentes structures de coût des infrastructures dans une approche comparative. Par exemple, les infrastructures d'énergies renouvelables (EnR) ont des coûts fixes élevés mais des coûts variables très faibles. A l'inverse les centrales fossiles demandent moins d'investissement au départ mais présentent des coûts variables, davantage portés par le coût du combustible et le coût du carbone, élevés (cf. infra).

Par ailleurs, le LCOE intègre dans son calcul un taux d'escompte (r). Un taux d'escompte, ou taux d'actualisation\* est une façon de quantifier la valeur, souvent inférieure, que l'on accorde au futur. Par exemple avec une inflation de 1 % par an et un taux réel d'actualisation de 10 %, 1€ dans un an vaut 90 centimes aujourd'hui. Le LCOE pour une technologie i donnée, de durée de vie en années T, où t désigne une période d'un an, est donné par :

$$LCOE_i := \frac{\text{somme des flux de dépenses sur toute la durée de vie de la centrale}}{\text{somme des flux d'électricité produite sur toute la durée de vie de la centrale}}$$

$$LCOE_i = \sum_t \left[ \frac{CAPEX_t}{(1+r)^t} + \frac{E\&M_t}{(1+r)^t} + \frac{Combustible_t}{(1+r)^t} + \frac{Carbone_t}{(1+r)^t} \right] / \sum_t \frac{E_t}{(1+r)^t}$$

\* On distingue le taux réel (r) et le taux nominal (n). Ce dernier intégrant l'inflation (i) :  $n = r + i$ .

- Dépendance aux hypothèses

La formule du LCOE suppose de disposer de la valeur de chaque variable pour chaque année de la durée de vie de la centrale et ce avant même son exploitation – données difficilement accessibles au moment du calcul. Aussi dans les résultats des études présentées ci-dessous, des hypothèses simplificatrices ont été faites. En générale, elles sont au nombre de quatre :

- Répartir les dépenses de capital (CAPEX) sur une durée de construction normée ;

- Considérer la production d'électricité constante en prenant un facteur de charge moyen calculé sur une base historique ;
- Considérer enfin des coûts variables constants ou linéairement croissant (coût du carbone) sur toute la durée d'exploitation de la centrale.
- Un taux d'actualisation constant sur l'ensemble de la durée de vie du projet, ou, dans des approches plus sophistiquées, un taux d'actualisation plus faible pour tenir compte de la valeur (coût et bénéfice) futur de l'actif. Dans le cas du nucléaire, cela revient à la fois à tenir compte de façon plus forte de la production très éloigné dans le temps pour l'exploitation au-delà de 40 ans (bénéfice). Et aussi des coûts futurs, comme le démantèlement (coût).

Le calcul du LCOE repose sur un ensemble d'hypothèses faites ex ante. Partant, si la standardisation internationale (qui permet une comparaison entre technologies) apportée par l'indicateur est son principal atout pour juger de la compétitivité des moyens de production, cela ne dispense pas d'un examen attentif des hypothèses de départ qui sont déterminantes pour les valeurs calculées. En particulier, compte tenu du profil des dépenses et des recettes, le taux d'actualisation rend particulièrement sensible l'évaluation par le LCOE.

## 0.2. L'importance de l'actualisation

Pour prendre en compte de façon globale des flux économiques étalés dans le temps, on a généralement recours à l'actualisation économique qui permet notamment de prendre en compte la préférence sociale pour le présent : on préfère disposer d'un bien aujourd'hui plutôt que demain. Une autre approche qui s'impose lorsque le décideur est industriel consiste à exprimer que ce taux intègre un taux d'intérêt, c'est-à-dire un coût d'accès au financement des entreprises - on parle de taux « sans risque » ( $t$ ) - et une prime de risque. Cette dernière notion est très importante : en effet, dès lors qu'un risque est perçu sur un projet, les investisseurs exigeront des taux plus élevés ; on parle d'aversion au risque. Les conséquences peuvent alors être majeures sur le coût global du projet<sup>6</sup>.

Dans le cas du financement d'un projet nucléaire, nous verrons souvent exposés :

I. Le risque de marché lié d'une part à un faible prix de l'électricité vendue sur le marché spot et à terme ; d'autre part à un faible facteur de charge, on parle d'effet volume en énergie ( $m$ ).

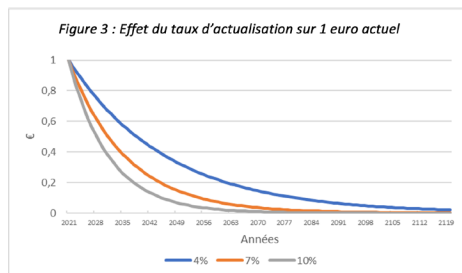
II. Le risque politique lié aux mouvements d'oppositions à l'électronucléaire et plus généralement à l'absence d'un cadre réglementaire stable ( $p$ ).

III. Le risque technique lié aux dépassements de délai et de coût de construction ( $t$ ).

La théorie définit un taux d'actualisation  $a(t)$  positif qui valorise les flux financiers d'autant moins qu'ils sont lointains, et donc donne davantage de poids aux flux proches. Suivant la perspective financière pour un projet industriel  $a(t)$  s'exprime comme la somme du taux d'intérêt « sans risque » et des différents primes de risque, *i.e.*  $a(t) = t + m + p + t$ . Le coefficient d'actualisation  $C(t)$ , c'est-à-dire le coefficient de pondération des dépenses de l'année  $t$ , est ainsi défini :

$$\forall t, C(t) = (1 + a(t))^{-t}$$

Afin de mieux percevoir l'importance de ces taux d'actualisation et leur différence, la figure 3 présente l'effet de différents taux sur un bien ou service coûtant 1 euro aujourd'hui. Il peut être utile de livrer quelques ordres de grandeurs : en prenant un taux à 4 %, je suis prêt à payer 10 centimes un produit ou un service qui



On observe qu'avec des taux usuels de l'ordre de 4 (taux des infrastructures régulées) à 10 % (taux privés), ce sont les premières années qui « pèsent » dans les calculs, ce qui pénalise les réacteurs nucléaires, dont la construction est longue et coûteuse relativement à la phase d'exploitation plus éloignées dans le temps et dont les flux relatifs, liés aux premières ventes après démarrage, sont affectés par le coefficient et jouent donc un rôle moindre que les dépenses initiales.

Le taux d'actualisation retenu peut relever principalement d'une approche publique (définie par l'État) ou privée (définie par la firme concernée, en fonction de ses conditions d'accès au capital) :

- **actualisation par l'État** : on utilise généralement un taux « normatif » qui dépend du secteur et de l'investissement étudié. Pour les choix de production d'électricité, les recommandations pour les investissements actuelles telles que données par le groupe d'expert dans une note de France stratégie sont les suivantes<sup>7</sup> : Pour la période 2021 à 2070, le taux d'actualisation retenu est  $t = 1,2 \% + \beta 2 \%$ . Où  $\beta$  désigne l'élasticité des avantages nets du projet par tête de PIB, c'est-à-dire de combien le PIB par habitant augmente lorsque l'avantage net du projet augmente d'un euros. Lorsque  $\beta$  n'est pas connu, le comité d'experts propose de procéder comme si  $\beta$  était égal à 1. Ce qui aboutit à une actualisation

de 3,2 %.

Des variantes sont régulièrement étudiées pour tester la robustesse des décisions à des taux contrastés.

- **actualisation par une entreprise** : le coût moyen pondéré du capital (WACC = 'Weighted Average Capital Cost') est calculé comme la moyenne pondérée du coût des fonds propres et du coût de la dette financière après impôts pour une structure financière de l'entreprise donnée. Le WACC reflète la valeur du temps et la compensation de rendement pour le risque accepté. **Dans les systèmes électriques libéralisés, ce taux n'est pas homogène entre les technologies et reste largement contingent de la structure porteuse du projet. D'où l'importance des montages contractuels, en particulier pour des infrastructures capitalistiques comme le nucléaire<sup>8</sup>.**

Le taux public est très généralement plus faible de plusieurs points que les taux privés. Ceci essentiellement pour deux raisons : d'une part, l'État est relativement protégé du risque de faillite au regard de chaque projet (dont la taille reste modeste eu égard au budget de l'État) ; d'autre part, le positionnement de l'État s'inscrit dans une logique de bien-être collectif, souvent à plus long terme que le secteur privé (ce qui motive des taux plus faibles, pour restaurer l'importance des temps plus longs). Cette notion de bien-être collectif, dont l'État est en charge, s'applique typiquement aux grandes

infrastructures, dont le nucléaire fait partie. Vis-à-vis de ces projets, les objectifs peuvent s'inscrire dans des marchés (lorsque ceux-ci sont jugés efficaces), mais les critères de choix sont aussi d'autres natures. Un exemple très connu est celui de la péréquation qui vise à permettre l'accès de tous à l'électricité. La stratégie énergétique repose aussi sur d'autres objectifs, tels que la sécurité énergétique ou la construction de secteurs industriels de pointe. **Les choix en matière de nucléaire s'inscrivent pleinement dans cette logique.**

Une des questions difficiles est de réconcilier ces deux taux, public et privé. Un projet qui peut apparaître économiquement fondé via une analyse avec un taux public peut très bien ne trouver aucun financeur privé. C'est là que les pouvoirs publics doivent corriger le marché ou contribuer à une organisation contractuelle qui transfère une partie du risque à l'État ou aux consommateurs, ceci pour permettre de diminuer le coût d'accès au capital et de se rapprocher de l'optimum social. Pour les technologies intensives en capital comme le nucléaire, le LCOE résultant est fortement sensible à la valeur de taux retenue. Les exercices prospectifs appliquant la méthode générique d'évaluation des LCOE sont bien rôdés et définissent clairement les hypothèses prises sur tous les paramètres. Par ailleurs, le contexte évolutif (régulation, financement etc.) dans lequel seront construites les capacités futures empêchent

toute projection du coût du capital se basant sur des références passées : en l'absence de consensus, la méthodologie neutre de prendre un taux constant entre technologies paraît la plus sage. C'est l'approche retenue par RTE dans son travail prospectif « Futurs énergétiques 2050 » (ce qui ne l'empêche pas de réaliser une étude de sensibilité, par exemple, de la compétitivité du nucléaire au taux d'actualisation, cf. 2.1.4.).

Le raisonnement doit être positif : partant d'une compétitivité évaluée sur des indicateurs économiques, sociaux et environnementaux a priori, employons les leviers financiers à disposition pour réaliser ces investissements nécessaires à la transition énergétique ; dit autrement, sous une forme très simplifiée et qui ne tient pas compte des contraintes financières qui pèsent sur l'exploitant-investisseur : « c'est parce qu'une solution est souhaitable, qu'il faut mettre en œuvre les conditions favorables à son émergence ».

### 0.3. Le choix du calcul de coût

Dans la ligne des travaux de JG Devezeaux<sup>9</sup>, nous présentons ci-dessous une grille d'analyse visant à déterminer quel calcul de coût sied le mieux au contexte dans lequel s'inscrit la décision qui appelle à ce même calcul. **Rappelons en effet que ce n'est qu'à l'aune d'une décision économique concrète du type « Faut-il prolonger le parc nucléaire ? » que la notion de coût**

**prend sens.** Toutes les approches présentées dans la suite sont cohérentes entre elles, les valeurs différentes résident en la diversité de la nature des questions posées et de ce que doit couvrir le coût de production.

La méthodologie repose sur une grille d'analyse portant sur trois dimensions du contexte de prise de décision : les acteurs concernés (qui ?), le périmètre d'analyse des coûts (quoi ?) et l'horizon temporel (quand ?).

### 0.3.1. Qui : Selon quel « point de vue » (acteur concerné) le coût est-il établi ?

Puisque « les dépenses des uns sont les revenus des autres », le calcul du coût d'une décision et de ses alternatives ne sera pas le même selon la nature des agents économiques que l'on considère et peut même diverger fortement. Par exemple, des différences notables existent entre le coût qui sort de la centrale -qui ne considère donc que le producteur-, celui qui arrive chez les ménages juste avant facturation -qui inclut donc, en plus de l'électricien, les gestionnaires des réseaux de transport et distribution-, celui perçu par les consommateurs particuliers -qui inclut la rémunération du personnel pour le prix, la commercialisation et la tarification (traders, commerciaux, régulateurs) -, celui vu du point de vue des clients industriels etc. Quid enfin du réchauffement climatique global qui affecte toute l'humanité ? Compte

tenu de l'impact de la production d'électricité (plus globalement d'énergie) sur les économies<sup>10</sup> dont la complexité d'ensemble et les interconnexions vont croissantes, **il faut tendre vers une approche maximaliste qui vise à inclure le maximum d'acteurs dans le calcul des coûts d'une décision : on parle alors de coût pour la collectivité ou d'optimum social.**

### 0.3.2. Quoi : quel est le périmètre du coût considéré

Il est clair que le périmètre de la notion de coût est positivement corrélé au champ des acteurs économiques concernés par la décision : du point de vue du producteur, le « quoi » sera l'électricité produite ; du point de vue du gestionnaire de réseau, ce sera toute l'infrastructure du système électrique (i.e. réseaux inclus) ; du point de vue de l'état, il faudra tenir compte du contenu économique, social et environnemental conséquent aux décisions. Schématiquement, on peut distinguer trois niveaux (ou catégories) de coûts selon ce que l'on inclut dans le périmètre de l'étude :

#### a) Le coût aux bornes de la centrale

Il s'agit par définition du coût de l'électricité qui est injecté sur le réseau, vue par le producteur. La méthodologie hégémonique est celle du LCOE (cf. infra). Comme pour les projets des EnR (hydraulique, solaire photovoltaïque (PV), éolienne) et, plus généralement, une forte majorité des grands projets d'infrastructures,

les coûts du nucléaire sont très largement dominés par les dépenses d'investissements lors de la phase de construction.

Dans le rapport "Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear", l'OECD-NEA<sup>11</sup> indique les coûts d'investissement représentent 72 % des coûts de production totaux. Ils sont pour grande partie fixes et sont en grande partie irrécupérables, on parle de coûts échus ('sunk costs'). Les coûts d'E&M représentent 16 % des coûts totaux et peuvent également être considérés comme fixes pour grande partie. Les coûts du cycle du combustible représentent enfin les 12 % restant ; ils constituent la part très majoritaire des coûts variables qui sont donc très corrélés à la quantité d'électricité produite.

Au global, la très grande majorité des coûts sont fixes. Or, les actifs dont la part des coûts fixes est élevée, comme les centrales nucléaires, ont une plus grande inertie face aux variations du marché, ce qui les rend particulièrement risqués du point de vue des investisseurs (risque marché mentionné plus haut). Cela explique pour partie, la part majoritaire des frais financiers.

Cette partition entre coûts fixes et coûts variables est particulièrement utile pour comparer les coûts du nucléaire avec d'autres technologies comme les centrales au gaz. La décomposition du coût de production de ces dernières montrent, qu'au contraire du nucléaire, les coûts

variables sont majoritaires (>70 %)<sup>12</sup>. Ces centrales dont la part des coûts fixes à couvrir est relativement plus faible sont donc beaucoup moins sensibles à une baisse de la demande (peu de risque marché) et donc au coût du capital (cf. §1.5.).

#### *b) Le coût système à l'échelle du réseau*

Ce champ d'analyse intermédiaire entre le coût de production aux bornes de la centrale et le coût social complet comprend les coûts du système électrique, impliquant le réseau de transport et de distribution. Elle comprend les coûts que les centrales font peser sur le système pour l'extension, le renforcement et la connexion au réseau, ainsi que les coûts pour maintenir des réserves tournantes ou une capacité pilotable supplémentaire lorsque la part des EnRi augmente dans le parc.

Ces coûts peuvent jouer significativement sur la compétitivité des différents moyens de production d'électricité (cf. §3.1.). Ils croissent non linéairement avec la part d'EnRi dans le système électrique et se montent typiquement à des dizaines d'euros/MWh (cf. §3.1.2.). Le nucléaire induit peu de coût système en comparaison avec les autres moyens de production de par sa pilotabilité et sa grande disponibilité. Ces coûts ne sont pas invisibles aux acteurs du périmètre considéré : ils doivent être payés et/ou subis (solution de flexibilités, modernisation des lignes, automates, délestages éventuels etc.).

En cela, ils ne constituent pas des externalités. Hors considération de l'architecture de marché particulière aux différents systèmes électriques, ce périmètre de coût s'identifie au contenu de la facture d'électricité des consommateurs. Cette deuxième catégorie de coût regroupe deux types de calculs économiques :

i. Le premier calcul consiste à ajuster individuellement les valeurs de LCOE obtenues pour chaque technologie compte tenu de leur contribution au système électrique complet. Deux notions ont émergé dans la littérature : le 'System LCOE' (SLCOE, cf. encadré infra) développé par des académiques<sup>13</sup> et le 'Value-adjusted LCOE' (VALCOE) développé par l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA) depuis 2018.

ii. Le deuxième calcul est une approche holistique qui propose d'appréhender la compétitivité des technologies de production non plus individuellement mais dans un contexte de parc de production complet : ce sont les coûts systèmes complets, construits par un empilement de différents coûts. Pour les explications, nous nous contenterons de citer RTE qui pratique cette méthode dans son analyse économique<sup>14</sup> : « La méthode utilisée par RTE consiste à comparer les coûts complets des scénarios de transition énergétique. Elle a été largement confortée dans le cadre de la concertation. La nécessité d'y recourir est mise en avant dans le rapport présenté par RTE et l'Agence

internationale de l'énergie le 27 janvier 2021. La méthode utilisée dans les « Futurs énergétiques 2050 » permet de dépasser les limites d'une analyse fondée sur la seule comparaison des coûts actualisés de chaque filière (tels le LCOE ou le VALCOE [ou le SLCOE]), en comparant le coût complet des scénarios sur l'ensemble de la chaîne production-flexibilité-réseau à l'échelle de la collectivité et en tenant compte des taux de charge des actifs tels qu'ils résultent de la modélisation du système électrique. L'analyse prend en compte l'ensemble des coûts du système électrique, quels que soient les acteurs qui les portent et indépendamment des mécanismes de marché mis en œuvre ou des effets redistributifs qui peuvent être associés. »

*c) Le coût social complet*

**Ce coût, qui correspond à un horizon de recherche plus qu'à une méthodologie standard bien définie, inclut, en plus des coûts systèmes, l'ensemble des externalités produites sur la société par le système électrique que nous développons infra (cf. §4).** Puisqu'il s'agit d'un coût « social », le périmètre du chiffrage économique couvre l'impact des mix de production électrique sur les individus en termes d'emplois, de revitalisation des régions, d'impact sur la santé (pollution) etc. Lorsqu'on y inclut en plus l'impact sur les écosystèmes, on parle de coût social et environnemental complet ; les travaux à ce niveau sont davantage



fragmentaires et sont l'objet d'une recherche active.

### 0.3.3. Quand : Quelle est la période étudiée ? Quel est le poids du passé ?

Nous pouvons à présent placer la décision dans une perspective temporelle. Pour la filière nucléaire en France, nous distinguons :

- *Les coûts de production du nucléaire existant en service (Génération II)*

**Précisons d'emblée que le concept de nucléaire existant recouvre plusieurs objets** : le nucléaire existant en service (lui-même inclus dans la notion de nucléaire dit « historique » qui comprend des réacteurs arrêtés), et également le nucléaire en construction, c'est-à-dire pour la France, l'EPR de Flamanville. Dans la présente note, le cas de Flamanville 3 sera traité dans la partie portant sur le nouveau nucléaire, mais il faut bien garder en tête que Flamanville 3 fait partie du nucléaire existant. Ceci a des effets très concrets sur les négociations de la « nouvelle régulation du nucléaire » pour la méthode d'établissement des coûts (Cour, 2021).

Ces coûts sont largement échus (investissement initial). Le calcul des coûts du nucléaire existant a fait l'objet de développements méthodologiques spécifiques en France depuis quelques années. Ainsi plusieurs notions coexistent, essentiellement<sup>15</sup> : des méthodologies suivant une logique

comptable -méthode hybride dite de « Champsaur » et méthode du coût comptable complet de production- et des méthodologies économiques -le coût courant économique (CCE) ou le LCOE. Les enjeux relatifs à l'emploi de ces coûts sont notamment le maintien en activité des réacteurs et le calcul du coût de revient de la production pour en fixer réglementairement le prix (ARENH<sup>16</sup>). Pour décider, sur la base d'éléments quantitatifs pertinents, de prolonger ou non l'exploitation des réacteurs, la Sfen, dans une publication de 2017<sup>17</sup>, a proposé de ne retenir que les coûts « cash » établis par la Cour des comptes selon une méthodologie de CCE (cf. infra)<sup>18</sup>.

La logique choisie dans cette note, comme pour celle de 2017, est de présenter les coûts du nucléaire établis selon différentes méthodologies présentées dans « L'analyse des coûts du système de production électrique en France » par la Cour des comptes<sup>19</sup>. Puis, d'établir le coût cash relatif, rapporté au MWhé. En effet, suivant la logique temporelle dans laquelle s'inscrit la décision de poursuivre ou non l'exploitation d'un moyen de production déjà existant, les coûts « cash » sont particulièrement pertinents puisqu'ils ne dépendent que des coûts actuels et des décaissements futurs.

- *Compétitivité du nucléaire pour le mix futur*

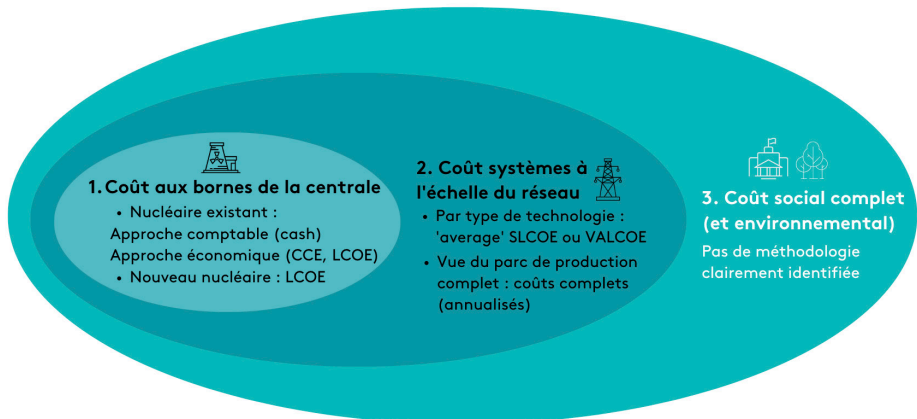
Ici, tous les coûts se rapportent au futur. Ils servent essentiellement

à décider ou non le nouvel investissement. Ils sont généralement actualisés (avec des taux différents selon les acteurs), ce sont donc exclusivement des approches économiques<sup>20</sup>. Les décisions sur le futur du mix électrique relèvent de choix sociétaux qui vont bien au-delà du seul intérêt de l'électricien producteur. Ainsi selon cette logique temporelle on devra de facto se placer dans le cas du périmètre système et donc utiliser au minimum le SLCOE ou le VALCOE ; l'approche en coûts systèmes complets suppose au préalable de disposer d'un ensemble de propositions de mix électrique à un horizon de temps donné.

#### 0.4. Conclusion et récapitulatif

Différentes notions de coûts coexistent, chacune couvrant un périmètre bien particulier et dont la pertinence est intrinsèquement liée à la décision qu'elle est amenée à éclairer. La comparaison des résultats fait apparaître des coûts très différents suivant la méthodologie employée. Ces écarts sont évidemment liés aux formes analytiques associées à chaque méthodologie et non pas à un problème de cohérence. En revanche, pour un même calcul -le LCOE par exemple-, les hypothèses de départ doivent impérativement être homogènes faute de quoi les résultats sont biaisés<sup>21</sup>. La figure 4 synthétise les éléments présentés ci-dessus relatifs à la question du choix de la méthodologie pertinente.

Figure 4 : Les périmètres de coûts identifiés (source : Sfen)



---

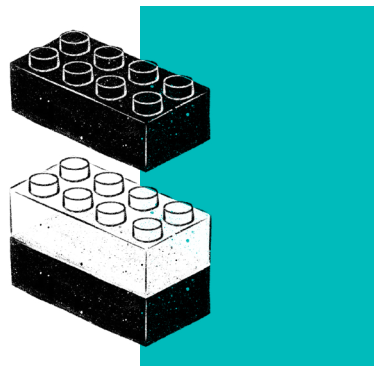
La décision de préserver la capacité nucléaire existante doit être prise sur la base du coût résiduel (décaissements futurs) et non du coût complet de production, sur la base duquel la rémunération juste de l'actif doit être calculé.

Pour décider du mix de production électrique du futur, la compétitivité est une notion qui n'a de sens qu'au niveau d'un parc de production complet. Le concept de coût complet de production ne suffit donc plus (il est même souvent très mal adapté) à conclure sur la pertinence économique des choix de mix électrique du futur.

A l'intérieur d'un mix dont on cherche à établir la compétitivité, les taux d'actualisation retenus doivent être les mêmes pour toutes les filières (neutralité technologique).

Les experts suggèrent de prendre un taux entre 3 et 4 %.

---



# 1. Coût du nucléaire existant en service

L'étude publique la plus précise et complète sur le coût de production des réacteurs existants en service en France est celle de la Cour des comptes de 2014. La même institution a publié récemment (le 13 décembre 2021), une analyse complète des coûts du système électrique<sup>22</sup>, avec de larges pans de l'analyse dédiés aux coûts du nucléaire existant. C'est à cette étude que nous nous référerons dans cette partie. L'année de référence est 2019.

Après une analyse détaillée de certaines briques de coûts propres à l'électronucléaire, en **se situant aux bornes de la centrale du point de vue de l'électricien**, nous présenterons les résultats de coûts cash ; puis ceux portant sur les coûts complets de production, d'abord avec la méthode du CCE, puis celle du LCOE (avec une comparaison internationale) ce qui nous permettra de conclure sur la compétitivité du nucléaire existant à court et moyen terme. Enfin, nous présenterons des résultats sur la sensibilité du LCOE des différentes technologies aux différents paramètres technico-économiques qui sous-tendent au calcul de la métrique.

## 1.1. Complément sur certains coûts propres à l'électronucléaire

### - Le combustible

Le coût du combustible (opérations amont incluses) représente environ 12-15 % du coût de production (OECD/

NEA, 2021). L'approvisionnement en uranium naturel seul représente de l'ordre de 5 % du coût de production<sup>23</sup>, soit un faible pourcentage. Ceci rend le coût de l'électronucléaire quasiment insensible aux fluctuations des cours des matières énergétiques dans le monde. De ce point de vue, la filière nucléaire présente un avantage compétitif par rapport aux autres centrales qui utilisent un combustible, en témoigne la récente crise des marchés mondiaux de commodités fossiles et son impact sur les marchés d'électricité européens ; nous y revenons plus en détails plus loin dans la note. Par ailleurs la faible part de ce coût permet de constituer aisément des stocks nationaux d'uranium (pour 3 à 5 ans) et de disposer d'une remarquable sécurité en matière d'approvisionnement, très largement supérieure à celle des énergies fossiles pétrole, gaz et charbon.

### - Le « grand carénage »

En 2015, EDF s'est lancé dans le programme du « Grand Carénage », destiné à « rénover le parc nucléaire français, augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, si les conditions sont réunies, à poursuivre leur fonctionnement<sup>24</sup>» au-delà de 40 ans. Le coût initial du programme était de 55 milliards d'euros (2013), soit 60 milliards d'euros courants (donnée datant de début 2022 avant inflation). Le programme a été optimisé et le montant est réévalué par EDF<sup>25</sup> en octobre 2020 à 49,4

milliards d'euros courants sur la période 2014-2025, ce qui ne constitue qu'une fraction du coût de production, il n'y a aucun « mur » d'investissement. En outre, ces dépenses d'investissement sont incluses dans les coûts « cash » (flux monétaires décaissés à court terme) et sont donc auto-financés par l'exploitation du parc nucléaire existant.

Le programme s'étale sur la période 2014-2025 et couvre l'ensemble des investissements à réaliser sur les 58, puis 56, réacteurs du parc en fonctionnement (remplacement des générateurs de vapeur, VD4 et VD3 respectivement sur les tranches 900 et 1300). Fin 2021, 150 pôles de transformateurs principaux sur 174 ont été remplacés, soit 86 % du programme. 27 tranches du palier 900 MW sur 32 ont fait l'objet d'un remplacement des générateurs de vapeur. Enfin, l'ensemble des 56 diesels d'ultimes secours a été mis en exploitation (suite aux améliorations complémentaires de sûretés après l'accident de Fukushima). La nouvelle feuille de route post 2025, incluant les VD5 du palier 900, est en cours. Les travaux se poursuivront donc au-delà de 2025.

### - Le démantèlement

C'est lors du démarrage du réacteur que celui-ci rentre dans la catégorie des installations contenant un inventaire radioactif nécessitant des techniques de démantèlement appropriées, le jour venu. Chaque

TWh produit ensuite ne change pas significativement cet état ni les coûts à venir. Ainsi, plus l'installation produit d'électricité, plus ce coût de démantèlement perd en importance relative (coût en MWh).

Dans un rapport de 2020<sup>26</sup>, la Cour des comptes donne l'évolution des charges futures (brutes) de démantèlement telles qu'évaluées par les exploitants (EDF, Orano et le CEA). Cette évaluation est très sensible à la méthodologie employée comme le souligne la Cour, c'est pourquoi EDF procède à une réévaluation régulière de ces données. Les charges brutes pour le démantèlement du parc nucléaire français en exploitation y compris la composante « Derniers cœurs » se monte à 32,5 milliards d'euros fin 2021, soit de l'ordre de 560 millions d'euros par réacteur<sup>27</sup>.

En outre, comme le souligne d'autres études internationales<sup>28</sup>, ces estimations sont sujets à des incertitudes et « sont très largement influencés par plusieurs facteurs ». Ces travaux montrent la non-pertinence des comparaisons internationales tant les périmètres de coûts retenus par les pays, les technologies de réacteurs, la réglementation, le coût du travail sont des facteurs influant les évaluations économiques du démantèlement. En intégrant l'ensemble des fourchettes d'incertitudes propres à chaque poste de coût du processus de démantèlement, EDF arrive à un taux d'incertitude global de 6,8 % sur l'ensemble du parc. Toutefois,

il convient de relativiser l'effet de cette incertitude par un calcul de sensibilité sur le coût de production. **Même avec un doublement des coûts du démantèlement, l'impact sur le coût (total) de production (méthode du CCE) ne dépasserait pas les 5 %.** C'est l'objet d'un calcul de la Cour des comptes dans un rapport de 2012 sur « les coûts de la filière électronucléaire<sup>29</sup> ».

Des provisions correspondantes à ces charges brutes sont enregistrées au bilan d'EDF. Ces provisions sont réévaluées annuellement pour tenir compte de l'actualisation et sont entièrement couvertes par des actifs dédiés qui présentent des niveaux de sécurité et de liquidité suffisants. Là encore, on pourra noter l'importance de l'actualisation. Une diminution de l'actualisation se traduit par un coût actuel des charges futures plus élevé, donc des provisions correspondantes, ce qui peut plomber le bilan comptable d'EDF. Actuellement le taux d'actualisation pour calculer les provisions à constituer, tient compte des taux souverains ainsi que du spread de taux relative aux obligations des entreprises de notation à A à BBB (on parle de spread de taux).

#### - L'aval du cycle nucléaire

Les coûts de l'aval du cycle relatif à la production présente et future sont essentiellement les coûts de traitement des combustibles usés et de gestion, dont stockage, des déchets

conditionnés via le traitement.

**Combustibles usés.** On distingue les charges relatives à la gestion des combustibles recyclables (96 %) et celles des combustibles non recyclables (4 %). Ces charges recouvrent, le transport des piscines d'entreposage<sup>30</sup> vers l'installation de traitement, l'entreposage sur site, le traitement et l'entreposage des colis de déchets ultimes.

Les matières plutonium et uranium, extraites des combustibles usés après l'opération de recyclage, sont valorisés dans des combustibles spéciaux dits MOX (plutonium) et URE (uranium réenrichi). Ils permettent ainsi de réduire jusqu'à 20 % la quantité d'uranium naturel chargé dans les réacteurs. Par exemple en 2012, pour 919 tonnes d'uranium naturel enrichi chargé, 73,6 et 108,8 tonnes d'URE et de MOX ont été utilisés sur l'ensemble du parc (source : EDF).

Au total, ces charges relatives à la gestion du combustible utilisé représente pour l'exercice comptable d'EDF 2021 16,1 milliards d'euros courants. Les coûts cash correspondant sont valorisés pour leur montant actualisé (suivant la même méthode que pour le démantèlement). Ainsi, les provisions liées s'élèvent pour la même période à 10,7 milliards d'euros.

**Les déchets nucléaires.** Les déchets radioactifs issus de l'industrie électronucléaire ont plusieurs origines. Principalement, ils proviennent soit de l'exploitation des

réacteurs, soit du démantèlement des installations, soit du traitement du combustible usés, retraités ou non (et marginalement de la reprise et du conditionnement des déchets anciens qui étaient entreposés provisoirement). Actuellement seuls les déchets de faible activité à vie longue (FA-VL) ne disposent pas d'exutoire, c'est-à-dire qu'aucune solution de stockage pérenne n'a été officialisée. Il convient de souligner qu'il ne représente que 6 % du total. Pour les autres déchets, la solution adaptée est celle du stockage géologique profonde -CIGEO- (HA et MA-VL) ou celle du stockage en surface (TFA et FMA-VC)<sup>31</sup>. D'après la Cour des comptes (2012), les charges associées à la gestion à long terme des déchets MA-VL et HA représentent de l'ordre de 85 % des charges totales de gestion des déchets radioactifs en France. Ces projets de stockage sont financés entièrement par les producteurs de ces déchets (EDF, mais aussi Orano et le CEA pour certains déchets). C'est le principe du « pollueur-payeur ».

L'évaluation des charges futures au bilan d'EDF reposent sur des règles prudentielles décrits dans le code de l'environnement. En particulier, les provisions constituées pour couvrir ces charges, sous formes d'actifs dédiés, intègrent une part pour aléas et imprévus<sup>32</sup>. L'échéancier très étendu (les dates auxquelles les sommes seront à décaisser sont éloignées dans le futur) assurent un impact très limité sur le coût de production nucléaire. Par exemple,

la Cour des comptes estime qu'un doublement du devis conduirait à une augmentation de seulement 1 % des coûts. Pour l'exercice comptable de 2021, les charges représentaient pour EDF, 36,8 milliards d'euros courants, ce qui comprend le quote-part au projet CIGEO. En valeur actualisée, ce montant se porte à 14,2 milliards d'euros – somme couverte, rappelons-le, par des actifs dédiés. Au total, pour l'aval du cycle nucléaire, les charges se montent à 52,9 milliards d'euros fin 2021 et les provisions constituées à 24,9 milliards d'euros.

**En conclusion, les passifs relatifs à l'intégralité des charges futures sont en permanence couvertes par des actifs dédiés suivant le principe de pollueur payeur.**

Ces charges ne jouent que très faiblement dans le coût de production de l'électricité nucléaire. En outre même avec un dérapage des charges provisionnées, l'impact sur le coût de production reste de l'ordre de quelques pourcents. Ce qui permet de conclure que l'effet des coûts de démantèlement et de gestion de l'aval du cycle nucléaire ne joue que de façon indirecte sur les coûts du nucléaire existant.

## 1.2. La prolongation du parc de production nucléaire existant

Un des objectifs opérationnels qui appellent au calcul du coût du nucléaire existant est de savoir s'il faut ou non prolonger les réacteurs nucléaires en fonctionnement actuel. L'autorisation initiale de fonctionnement des réacteurs

était basée sur 40 ans de durée d'exploitation mais il n'y a pas de limite théorique. Au-delà des examens de sûreté qui, selon l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), présentent des résultats en matière de sûreté satisfaisants<sup>33</sup>, la question de la rentabilité du parc est un

enjeu majeur pour l'exploitant EDF dont l'état français est l'actionnaire majoritaire à 83,77 %<sup>34</sup>. Les détails méthodologies desquels sont déduits les résultats présentés dans le tableau 1, et qui servent à l'obtention des résultats de cette partie, sont données en annexe 1.

**Tableau 1 : Estimation des coûts complets de production nucléaire en 2019 selon différentes méthodes d'après la Cour des comptes (2021)**

2019	Méthode comptable	Méthode Cour 2012-2014	Méthode économique	Méthode hybride
<i>Investissements passés</i>	5 730 **	8 131 **	8 131 **	3 853 **
<i>Investissements de l'année</i>	-	4 318 *	4 318 *	4 318 *
<i>Charges futures provisionnées</i>	1 503 *	2 327 *	1 079 *	755 *
<i>Dépenses d'exploitation <sup>(1)</sup></i>	9 367 *	9 821 *	9 367 *	9 367 *
<b>Total (M€2019) hors post-exploitation</b>	<b>16 609</b>	<b>24 597</b>	<b>22 895</b>	<b>18 293</b>
<i>Coût rapporté à la production 2019 (€2019/MWh)</i>	43,8	64,8	60,3	48,2
<b>Total (M€2019) y.c. post-exploitation</b>	<i>Non pris en compte comptable de l'absence de provision comptable correspondante ***</i>	25 973	23 085	19 246
<i>Coût rapporté à la production 2019 (€2019/MWh)</i>		68,4	60,8	50,7

\* Montants à établir chaque année

\*\* Montants à indexer chaque année sur l'inflation

\*\*\* Si une provision comptable était constituée en 2019 sur ce post de charges, le coût selon la méthode comptable serait de 17 985 M€.

(1) Rattrapage de la réforme des retraites de 2004 (y.c. reprises de provisions pour la seule méthode « Cour ») et rémunération du BFR inclus

Source : Cour des comptes



### 1.2.1. Les coûts cash

Le niveau des coûts « cash » qui est constituée en bonne approximation des investissements de l'année (maintenance lourde, de rénovation et de sûreté) - 4 318 M€<sub>2019</sub>, ce qui comprend le coût du « grand carénage » - et des dépenses d'exploitations - 9 367 M€<sub>2019</sub> - est, d'après le tableau 1 de la Cour des comptes, de l'ordre de 36 €<sub>2019</sub>/MWh<sup>35</sup> soit 36,4 €<sub>2020</sub>/MWh<sup>36</sup>.

En 2017, la Sfen aboutissait à un coût cash de production du parc nucléaire existant de l'ordre de 33 €<sub>2015</sub>/MWh, ce qui compte tenu de l'inflation<sup>37</sup> donne 34,4 €<sub>2020</sub>/MWh. Ce coût « cash » correspondait à un retraitement de celui obtenu par la Cour des comptes en 2014 sur la base des réductions de coûts communiquées par EDF. Initialement le coût « cash » était de l'ordre de 36 €<sub>2015</sub>/MWh soit 37,5 €<sub>2020</sub>/MWh. Il y a donc un gain par de compétitivité par rapport à l'année 2014.

En 2019, sur les marchés à terme Y+2 et Y+3, c'est-à-dire dont la livraison de l'électricité est prévue en 2021 et en 2022, l'électricité s'échangeait à un prix moyen situé entre 46 et 49 €/MWh<sup>38</sup>. Compte tenu des résultats précédents, la production d'électricité nucléaire en France est largement viable du point de vue des décaissements à réaliser pour continuer d'exploiter le parc existant en service. **Aussi, dans une perspective de court terme (de**

l'ordre de l'année), la méthode des coûts « cash » donne un avantage déterminant à l'exploitation des réacteurs en place. Les travaux intégrant les coûts d'extension de durée de production (grand carénage) concluent au même résultat.

À noter que les coûts cash ne permettent pas de fixer le prix de l'ARENH. Selon l'article L. 337-14 du code de l'énergie, le prix de l'ARENH tient compte de l'addition - d'une rémunération des capitaux prenant en compte la nature de l'activité ; - des coûts d'exploitation ; - des coûts des investissements de maintenance ou nécessaires à l'extension de la durée de l'autorisation d'exploitation ; - des coûts prévisionnels liés aux charges pesant à long terme sur les exploitants d'installations nucléaires de base.

### 1.2.2. Le coût courant économique

Les méthodes d'évaluations dites économiques reposent sur la sommation actualisée des coûts sur la base d'hypothèses faites ex ante (sur le coût du combustible, le facteur de charge, les charges d'exploitation etc.). Cette quantité est ensuite rapportée à la sommation actualisée de l'électricité produite : c'est le principe à la base du calcul du LCOE (cf. encadré supra).

La méthode « économique » de la Cour est formellement différente du LCOE. Elle repose sur le calcul

d'un CCE. Le CCE étale le coût de l'investissement initial sous la forme d'un loyer économique annuel fixe en euros constants, sur la durée d'exploitation totale des tranches, en intégrant une rémunération au coût moyen pondéré du capital. Les dépenses d'investissements initiaux faisant seules l'objet d'un tel calcul, pour reconstituer un coût complet comparable au LCOE, les charges d'exploitation fixes et variables et les investissements annuels nouveaux sont ajoutés au loyer économique obtenu au préalable, l'ensemble étant rapporté à la production de l'année considérée<sup>39</sup>.

#### - Paramètres des calculs

**Durée d'exploitation.** La Cour des comptes fournit une évolution des coûts établis selon différentes méthodes pour les années 2011 à 2020. Les durées d'exploitation des centrales utilisées dans les calculs pour une année donnée tiennent compte des décisions de prolongation d'alors. Ainsi, avant 2016, l'hypothèse est fixée à 40 ans pour toutes les centrales, et les calculs pour les années ultérieures à 2016 intègrent la décision de prolongation des réacteurs de 900 MW à 50 ans - c'est l'hypothèse prise pour l'année 2019. Une durée de vie de 40 ans pour les paliers 1300 MW a été retenue. Aujourd'hui, EDF prévoit que les centrales des paliers 900 et 1300 fonctionnent jusqu'à 50 ans à minima.

**Le taux** utilisé a été mis en cohérence avec les informations utilisées par la

Cour dans ses rapports précédents, notamment celui de 2014. Il correspond au WACC nominal avant impôt sur les sociétés mais, couvert par le secret des affaires, n'est pas divulgué dans le rapport.

**La production.** La forte hausse entre 2019 et 2020 dans l'évaluation de la Cour est liée à la baisse de la production nucléaire qui fait mécaniquement augmenter les coûts en €/MWh. RTE « estime à 34 TWh [sur 44 TWh de baisse par rapport à 2019] le déficit de production par rapport à 2019 lié directement à la crise COVID<sup>40</sup> », soit 77 % de cette baisse imputée à la crise sanitaire ; les autres facteurs explicatifs étant la fermeture de Fessenheim et la « moins bonne disponibilité des centrales ». Ainsi, à production quasi constante depuis 2016 (autour de 380 TWh), les évaluations sont stables depuis la prise en compte de la prolongation des réacteurs dans les calculs (même avec l'inflation).

Détaillons les différentes contributions :

#### - Le coût d'investissement

Les investissements initiaux dans le parc de production en fonctionnement correspondent à 103,8 Mds€<sub>2019</sub> ce qui avec le taux d'actualisation réel retenu correspond à 8 231 M€<sub>2019</sub><sup>41</sup> vu depuis l'année 2019. Pour obtenir la contribution en €/MWh de ces dépenses d'investissements, il faut rapporter cette somme à l'électricité produite en 2019. Il existe

ici une différence importante avec la méthode du LCOE que nous détaillons dans l'encart ci-dessous.

## Comparaison de la contribution des dépenses d'investissement dans le CCE et le LCOE

Comparons les résultats obtenus suivant cette approche et celle du LCOE classique (en prenant une production E constante au niveau de celle de 2019 à partir de l'année 1 et en faisant l'hypothèse d'affecter l'ensemble des dépenses en année 0) :

Suivant la méthode économique de la Cour :

$$Investissements_{actualisés}^{Cour} = \frac{Investissements\ initiaux\ (\text{€}_{2019})}{(1+t)^{45,5}} \times \frac{1}{E} = \frac{I}{E} \times \frac{1}{(1+t)^{45,5}}$$

Suivant le calcul du LCOE classique :

$$Investissements_{actualisés}^{LCOE} = I \div \sum_{n=1}^{45,5} \frac{E}{(1+t)^n} = \frac{I}{E} \div \left( \frac{1}{1+t} \times \frac{1 - \frac{1}{(1+t)^{45,5}}}{1 - \frac{1}{1+t}} \right)$$

$$\text{i. e. } Investissements_{actualisés}^{LCOE} = \frac{I}{E} \div \left( \frac{1}{(1+t)^{45,5}} \times \frac{(1+t)^{45,5} - 1}{t} \right)$$

D'où :

$$\frac{Investissements_{actualisés}^{Cour}}{Investissements_{actualisés}^{LCOE}} = \frac{(1+t)^{45,5} - 1}{t(1+t)^{91}} \approx 1,31$$

Deux approches, toutes deux d'inspiration « économique » aboutissent à des résultats significativement différents.

### - Les coûts associés aux investissements de l'année

Faute de disposer des chroniques réelles des investissements passés, présents et futurs, la Cour des comptes affecte à l'année considérée -ici 2019- l'ensemble des investissements réalisés durant l'année soit 4 318 M€<sub>2019</sub>. En période de grand carénage et donc d'investissements annuels massifs, cette approche opérationnelle et pragmatique a tendance à surestimer très largement le coût complet du nucléaire existant par rapport au LCOE où l'actualisation annihile les coûts très longs<sup>42</sup> (puisque le calcul est fait ex ante).

### - Les coûts futurs

Les charges futures sont composées :

- o Des charges rattachables à une année de production (gestion du combustible usé et des déchets) – 798 M€ en 2019
- o Des charges non rattachables à une année de production (démantèlement) – 281 M€ en 2019
- o Des charges post-exploitation actualisé sur la durée de vie complète des installations – 190 M€ en 2019

Globalement, la prise en compte de ces charges futures est fait en tenant compte des chroniques d'écritures comptables à la constitution d'actifs dédiés pour couvrir ces charges. Ces abondements sont réalisés avec un taux bien plus faible que ceux des précédents postes de coûts (par exemple pour les charges

non rattachables à une année de production, le taux réel retenu est de 2,27 %). Ceci permet de ne pas complètement écraser la valeur actuelle de ces charges futures. Suivant cette méthodologie les coûts futurs calculés par la Cour, pourvu que la production soit constante, correspondent bien à ceux que l'on aurait obtenu en suivant le calcul classique du LCOE.

En conclusion, la méthode économique employée par la Cour correspond à l'évaluation la plus récente des coûts de production du parc nucléaire existant en service en France. **Elle établit ce coût à 60 €<sub>2020</sub>/MWh**. Toutefois, si ce chiffre peut fonder, par exemple, le calcul de la rente autorisée par l'exploitant (donc de fixer le prix de l'ARENH), il ne permet pas de fonder la compétitivité du nucléaire existant par rapport aux autres technologies de production pour lesquels aucun calcul économique suivant la méthodologie de la Cour n'existe à ce jour. Dans une approche comparative, on préférera utiliser le LCOE.

### 1.3. Compétitivité du nucléaire prolongé en France

**Il n'existe pas aujourd'hui d'évaluation publique consensuelle du coût complet de production du nucléaire existant en France (ce qui inclus Flamanville 3), qui serait une métrique appropriée dans le cadre de la future régulation.**

## **Cette remarque étant faite, examinons la compétitivité du nucléaire prolongé en France.**

L'analyse de la Cour des comptes portant sur l'ensemble des moyens de production d'électricité en France réalise un benchmark des coûts de production en 2019 (figure 5)<sup>43</sup> **en considérant l'objet nucléaire prolongé (ou « de prolongation »), objet différent de celui de nucléaire existant en service**, pour lequel le périmètre du calcul de coûts n'est pas le même (pour une discussion approfondie, cf. Cour, 2021, p.53-56). Pour traiter le cas de la prolongation, une façon de procéder est de séparer la vie de l'actif en deux : avant la prolongation et après la prolongation<sup>44</sup>. A la date de décision de la prolongation, on suppose que l'ensemble des dépenses (fixes et variables) passées sont amorties. Les CAPEX engagés au titre des VD4 et les dépenses d'exploitation sur les réacteurs exploités au-delà de 40 ans permettent de reconstituer un LCOE de prolongation correspondant au LCOE de l'objet nucléaire prolongé. On aboutit ainsi à « deux LCOE ». En prenant un tel point de vue, la Cour (annexe 3) aboutit à une fourchette de l'ordre de 37 à 45 €<sub>2020</sub>/MWh pour le LCOE de prolongation des réacteurs à 50 ans. Nous retiendrons pour la suite la valeur centrale de 40 €<sub>2020</sub>/MWh - valeur raisonnable au vue de l'évaluation réalisée par l'IEA-NEA (~30 €/MWh).

**Cette évaluation permet d'apprécier l'opportunité économique que représente le**

## **nucléaire de prolongation dans une perspective de moyen terme.**

En omettant l'investissement et la production passés, elle ne permet pas de reconstituer un coût complet économique.

*Les données utilisées par la Cour, dont on trouvera le détail en annexe 4, proviennent de sources robustes en France (ADEME, EDF, CRE) :*

**Pour l'éolien terrestre**, les données proviennent de l'ADEME. Le taux d'actualisation est de 4 % et tient compte de l'inflation (taux réel). L'ADEME s'appuie sur l'évolution des tarifs d'achats pour évaluer le coût. **Ces coûts sont amenés à baisser significativement dans le futur proche.**

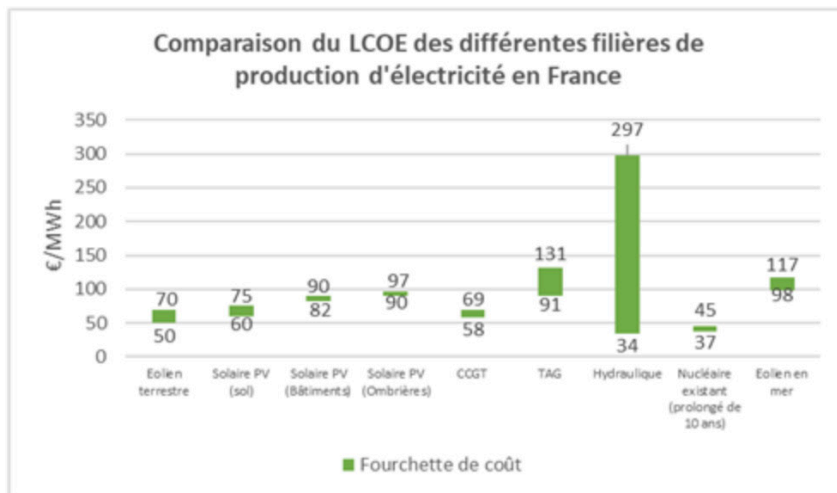
**Pour le solaire PV**, nous choisissons de présenter les résultats du rapport de la CRE, « Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale », qui calcule le LCOE avec un taux autour de 4 % (respectivement 3,66 % et 4,72 % sur 20 et 30 ans). **Ces coûts, de même que pour la filière éolienne, sont amenés à baisser significativement dans le futur proche.**

**Pour l'hydraulique**, la Cour utilise la base des données issues du système d'information de comptabilité d'EDF. La moyenne est faite sur une période 2015-2019. Pas de taux fourni.

**Pour les centrales fossiles** (CCGT et TAG), les données proviennent de l'étude de l'ADEME (2019) et le taux nominal est de 4 %.

Pour l'éolien en mer, les données de LCOE sont représentatifs des premiers appels d'offres en France.

Figure 5 (sources multiples)



- Analyse des résultats

**Avec un LCOE évalué à 40€<sub>2020</sub>/MWh, le nucléaire prolongé à 50 ans est le moyen le plus compétitif pour produire de l'électricité.** Même en tenant compte, du rapide gain de compétitivité des EnRi, l'exploitation du nucléaire existant prolongé à 50 ans restera vraisemblablement l'option la plus compétitive.

Même en prenant l'évaluation suivant l'approche économique de la Cour (60 €<sub>2020</sub>/MWh), c'est-à-dire en ne considérant non plus l'objet nucléaire prolongé mais l'actif depuis sa mise en service, le nucléaire existant en service reste très compétitif<sup>45</sup>. L'écart avec les filières éoliennes et CCGT reste très faible et largement dépendant des hypothèses de facteur de charge

pour les centrales fossiles. Par ailleurs, les coûts des centrales à gaz à cycle combinés dépendent fortement des prix du gaz et du carbone dont les estimations en 2019 n'ont pas pu prévoir la récente flambée des prix sur les marchés mondiaux.

- Une décision de renouvellement qui peut être prise sans regret

Une décision « sans regret » est une décision qui vaut la peine d'être mise en œuvre, quel que soit le futur effectivement réalisé<sup>46</sup>. S'agissant du nucléaire existant, au-delà du risque marché<sup>47</sup> (en prix et volume) qui, dans le contexte actuel, est faible sinon inexistant, le risque principal reste celui d'un accident.

Dans son rapport de 2014 sur les coûts de production d'électricité nucléaire,

la Cour des comptes indiquait que le coût d'un « accident grave médian », estimé à environ 120 milliards d'euros par l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN)<sup>48</sup>, représenterait un surcoût de l'ordre de 1 à 2 €/MWh dans le CCE. Même dans cette éventualité de probabilité d'occurrence très faible, la production d'électricité nucléaire en France reste rentable que ce soit pour l'exploitant, les fournisseurs et les consommateurs -gros ou petits- (l'incertitude sur le prix des matières énergétiques n'impactant que très marginalement le coût « cash »).

En conséquence, la décision de prolongation peut être prise sans regret. L'absence d'évaluation en France de l'ordre de grandeur des investissements nécessaires au prolongement des réacteurs de deuxième génération au-delà de 60 ans d'exploitation invite à la prudence sur les conclusions d'éventuelles perspectives pour le nucléaire existant à plus long terme. Toutefois, les évaluations internationales laissent présager que la compétitivité du nucléaire existant en serait améliorée, nous permettant de conclure qu'il faut le plus possible préserver le patrimoine nucléaire existant, tant pour l'exploitant, que pour les consommateurs.

Ces conclusions sont confirmées par RTE qui, dans son étude « Futurs énergétiques 2050 », décrit les besoins du système électrique à moyen terme, c'est-à-dire à l'horizon 2030. Deux grandes conclusions s'en

dégagent<sup>49</sup> :

i. Le système électrique peut et devra s'appuyer sur les énergies renouvelables de plus en plus compétitives et sur du nucléaire prolongé pour accélérer la décarbonation de l'économie.

ii. « La poursuite de l'exploitation des réacteurs existants [est] l'option économique la plus compétitive à moyen terme, et ce dans tous les configurations étudiées » ; donc, RTE qualifie la prolongation des réacteurs de décision sans regret car optimal quel que soit l'univers futur. En annexe 7, on trouvera une comparaison par RTE des coûts annualisés des différents moyens de production ; le LCOE du nucléaire existant prolongé est donné à 40 €<sub>2020</sub>/MWh.

---

En France, tant qu'ils répondent aux exigences de sûreté, la décision sur le prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires en service jusqu'à 50 ans et au-delà peut être prise économiquement « sans regret » (c'est-à-dire que les bénéfices immédiats sont avérés et que les impacts futurs, même si incertains, seront positifs), et ce pour le producteur et les consommateurs. Parmi les moyens de répondre à la demande croissante d'électricité sur le court et moyen terme, cette option est à la fois la plus rapide à déployer (délai de visite décennale inférieur à l'année), et la plus économique, avec un LCOE situé entre 25 et 40 €/MWh suivant la durée de prolongation.

---

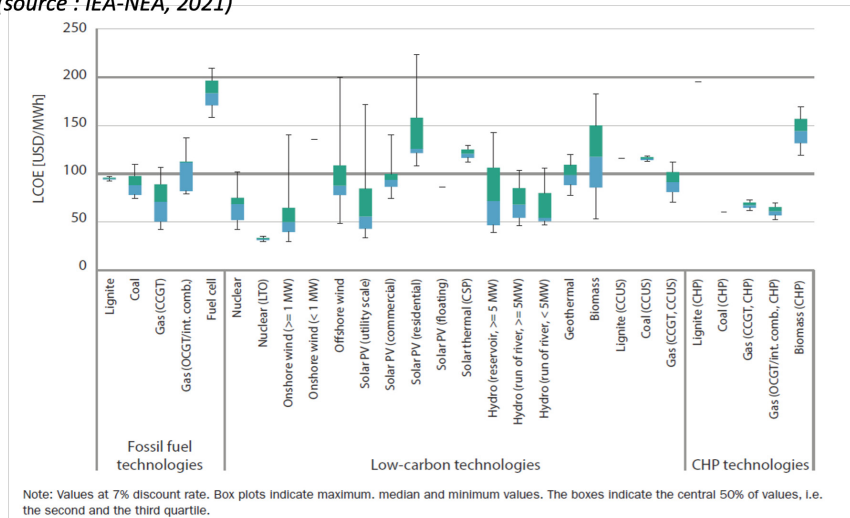
#### 1.4. Comparaison internationale

En 2021 a été publié le neuvième rapport de la série sur les coûts actualisés de la production d'électricité produit conjointement tous les cinq ans par l'IEA et l'Agence pour l'énergie nucléaire de l'OCDE<sup>50</sup>, sous la supervision d'un groupe d'experts. Il présente les coûts de production d'électricité aux bornes des centrales. Cet exercice constitue la référence au niveau international : l'analyse repose sur les données de 243 centrales dans 24 pays (annexe 5). Le LCOE est calculé avec un taux d'actualisation à 7 % et en \$<sub>2020</sub>. L'enseignement principal de cette édition 2020 est que les moyens de production des technologies bas carbone (nucléaire, EnRet fossiles avec système de capture et séquestration de carbone) sont de moins en moins cher et de plus en plus compétitif par rapport aux moyens de production fossiles conventionnels. La figure 7, tirée du rapport, présente une vue agrégée des données analysées. La comparaison ne tient pas compte des

coûts systèmes ou des externalités en dehors des émissions de gaz à effet de serre (GES) aux bornes de la centrale. Pour une analyse des coûts passés de construction de réacteurs de deuxième génération on pourra se référer à la note technique Sfen « Les coûts de production du nouveau nucléaire français ».



Figure 6 : Comparaison du LCOE de différentes technologies dans le monde d'après IEA-NEA (source : IEA-NEA, 2021)



Les conclusions que nous pouvons en tirer sur le prolongement du nucléaire existant (LTO pour 'Long-term operation of nuclear'<sup>51</sup>) sont plus fortes encore que celles que nous pouvons tirer du rapport de la Cour. Dans le monde, la prolongation de réacteurs nucléaires existants est très largement le moyen le plus compétitif de produire de l'électricité. Ce résultat est par ailleurs très robuste compte tenu de l'écart type des données. Pour la France, l'IEA-NEA est plus optimiste que la Cour et évalue le LCOE autour 30 €/MWh (en prenant un facteur de charge à 85 %, cf. annexe 2). Nous choisissons de conserver l'évaluation plus élevée de la Cour pour le cas français, ce qui ne change pas les conclusions de la partie précédente.

Souvent, le gaz est invoqué en énergie de transition dans l'attente d'un espace économique propice au développement des EnRi, or on voit

très bien que le nucléaire LTO est un levier très compétitif qui, même pour un pays souhaitant sortir à terme du nucléaire pour des raisons politiques, peut être utilisé pour assurer cette transition.

### 1.5. Sensibilité du LCOE

Comme l'indicateur du LCOE est construit ex ante pour alimenter une décision d'investissement, son calcul dépend d'un certain nombre d'hypothèses qui seront effectivement réalisées ou non. Par souci de lisibilité, l'IEA-NEA fait l'hypothèse de paramètres constants entre les pays dans la figure 6 : par exemple : le facteur de charge ou le prix du combustible. Or comme l'indique le rapport<sup>52</sup> : « les coûts des technologies de production dépendent des spécificités du pays considéré et des caractéristiques techniques de chaque centrale ». Pour

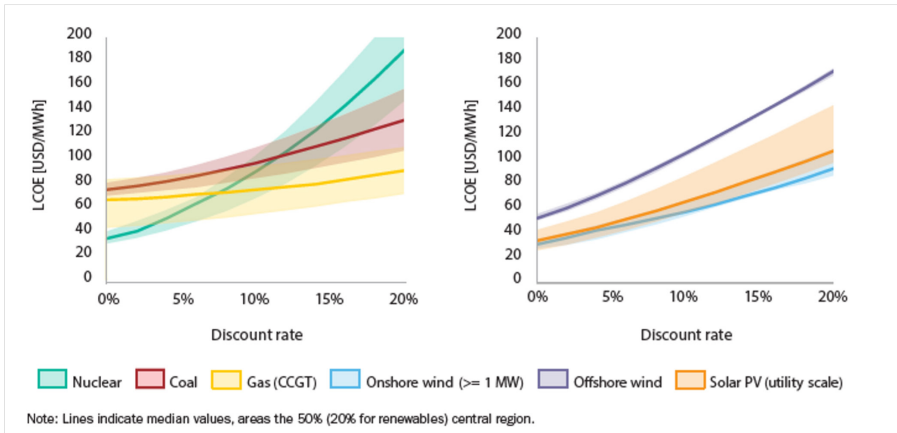
mieux appréhender cette sensibilité, l'IEA-NEA développe au chapitre 5 de son rapport l'impact sur le LCOE de cinq paramètres critiques.

### 1.5.1. Le taux d'actualisation

Le taux d'actualisation peut se comprendre comme la valeur que l'on accorde au futur. Plus le taux est élevé, moins le futur a de valeur et, en conséquence, plus le présent a une valeur relative importante. Pour une filière de production intense en capital comme le nucléaire, deux

effets se cumulent. D'une part, les coûts d'investissements élevés auront une part relative d'autant plus importante dans le coût complet que le taux d'actualisation est élevé : les bénéfices (et coûts plus faibles) ultérieurs étant annihilés dans le calcul du LCOE par l'actualisation. D'autre part, précisément à cause de ces coûts d'investissements élevés, le rendement exigé par les investisseurs sera plus élevé : ce qui se traduit par un taux plus élevé<sup>53</sup>. **En somme pour le nucléaire, le taux d'actualisation est un paramètre critique.**

Figure 7 : Effet de l'actualisation sur le LCOE pour différents moyens de production (source : IEA-NEA, 2021)



La figure 8 illustre donne l'impact du taux d'actualisation sur le LCOE. Le nucléaire (ici il ne s'agit pas du nucléaire de long-terme) devient moins rentable que le gaz et le charbon à des taux respectivement autour de 7 % et 12 %. Les filières renouvelables intermittentes, relativement capitalistique par rapport aux centrales fossiles, sont également très sensibles à

l'actualisation. En revanche, la hiérarchie reste respectée dans le cas des EnRi : le LCOE s'accroît de façon quasi constante. Quel que soit le taux, la hiérarchie est : éolien terrestre, puis solaire PV et enfin éolien en mer.

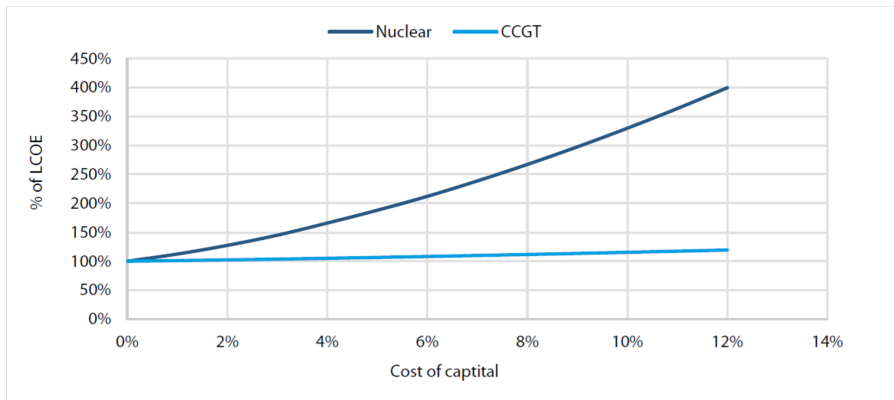
Un taux d'escompte générique (non spécifique à la technologie) sied bien à une comparaison des filières de production dans un système électrique

régulé ou à une analyse neutre quant à l'architecture de marché (analyse à la RTE). Au contraire, dans un marché de l'électricité libéralisé, le taux d'actualisation correspond au taux de rendement attendu par les investisseurs (prêteurs ou actionnaires). Or ce taux, le WACC, n'est pas homogène entre les technologies et est largement contingent de la structure porteuse du projet.

Comme présenté en figure 8, ce taux est décisif pour déterminer la compétitivité d'une technologie par rapport à une autre (au croisement des courbes); la figure 9, tirée du rapport de la NEA « Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear »,

illustre l'impact du WACC sur le LCOE (donné en pourcentage du LCOE à un taux de 0 %) d'une centrale nucléaire et d'une centrale au gaz cycle-combiné. **Sur une plage de taux que l'on rencontre couramment (0 à 12 %) le LCOE du nucléaire passe du simple au quadruple là où celui d'une centrale au gaz ne change que de quelques dizaines de points. Ce résultat est décisif et est au cœur des enjeux de la note Sfen sur le financement. Au-delà même des disparités de coût lié aux méthodologies employées, il faut systématiquement définir le contexte économique et politique dans lequel on établit la notion de compétitivité du nucléaire.**

Figure 8 : Impact du coût du capital sur le LCOE du gaz et du nucléaire (source : NEA, 2021)



Compte tenu de l'impact du coût du capital sur le LCOE du nucléaire, il est clair qu'à même performance industriel, le coût de production sera différent selon que le système électrique est libéralisé ou régulé, que la volonté politique soit favorable etc. Un contexte économique et politique

clair et stable qui traduit l'avantage collectif du nucléaire (par contraste avec une situation de concurrence de court terme « tous azimuts »), de même que pour les EnR, est indispensable pour orienter les décisions de parc électrique vers une structure de parc efficace et robuste.

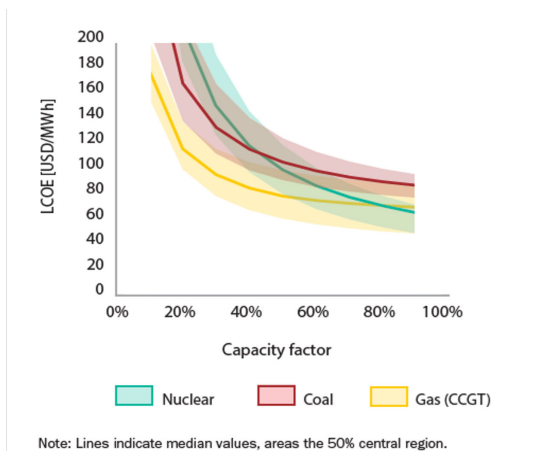
### 1.5.2. Le facteur de charge

Le LCOE peut être interprété comme la rémunération moyenne attendue par un exploitant de centrale pour recouvrir tous les coûts (y compris la rémunération du capital) liés à la production d'électricité sur toute sa durée d'exploitation. La quantité d'électricité produite est donc un paramètre important. Pour des technologies de production « en base » ('baseload technologies'), le facteur de charge pris par l'IEA-NEA par défaut est de 85 %. Il est clair que pour les EnRi au coût marginal de production nul : plus d'électricité produite -i.e. plus le facteur de charge est élevé- plus le LCOE sera faible. Pour les technologies en base -nucléaire, gaz et charbon-, l'électronucléaire se distingue par la part de coût fixes relativement élevée (figure 12). **Or plus ces coûts fixes sont distribués (et recouverts) sur une production d'électricité**

**importante, plus la rémunération attendue par MWhé est faible : ce qui tire le LCOE à la baisse. Dit autrement, pour chaque MWhé supplémentaire, le gain marginal en compétitivité d'un réacteur nucléaire est supérieur par rapport au gaz et au charbon.** Pour citer l'IEA-NEA<sup>54</sup> : « d'un point de vue économique, le nucléaire n'est pas fait pour opérer à des facteurs de charge faibles ».

Sur la figure 10, on observe premièrement que le gaz est systématiquement plus compétitif que le charbon. Deuxièmement, que le nucléaire devient plus compétitif que le charbon et le gaz à des facteurs de charge respectifs de l'ordre de 50 et 80 %. Pour rappel, un facteur de charge de 85 % correspond pour l'IEA-NEA à une hypothèse standard pour une technologie de production en base.

Figure 9 : Impact du facteur de charge sur le LCOE centrales en base (source : IEA-NEA, 2021)



Avec une pénétration accrue des EnRi, le facteur de charge des moyens conventionnels (gaz, charbon, nucléaire) baissent tendanciuellement. En conséquence directe, les LCOE augmentent. Comme l'illustre la figure 10, en deçà d'une certaine valeur, la compétitivité entre gaz et nucléaire peut s'inverser à la faveur du gaz (aux hypothèses qui sont ceux de l'étude) ; ce qui peut ne pas être optimal d'un point de vue économique - on verra que ce n'est effectivement pas le cas d'un point de vue système. En effet, cette sous-utilisation des moyens en base peut être la cause de sous-optimalité du système électrique. Ces effets indirects du déploiement des EnRi dans les systèmes électriques sont appelés coûts « profils » sur lesquels nous aurons l'occasion de revenir infra plus en détails.

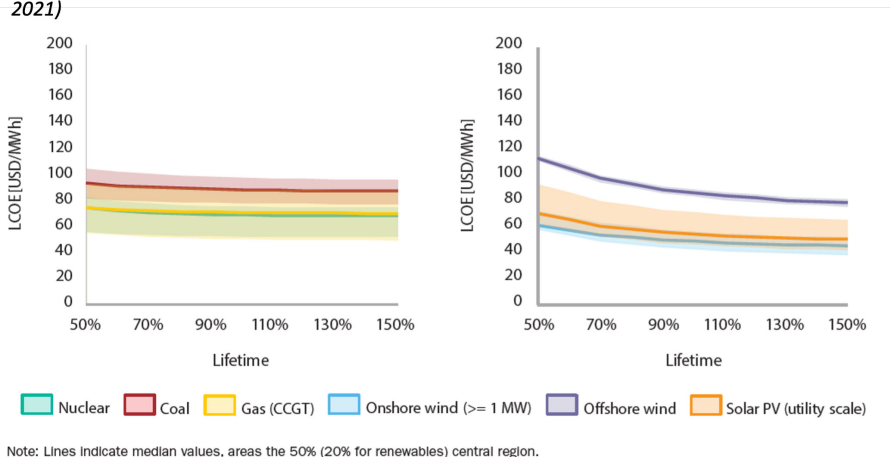
**qu'elle est sollicitée en base dans le système électrique, pour autant, sa flexibilité permet également de générer de la valeur dans le système électrique. Il faudra, à l'avenir, rémunérer correctement ce type de services.**

### 1.5.3. La durée d'exploitation

L'IEA-NEA étudie l'impact de la durée d'exploitation des moyens de production sur le LCOE en la faisant varier à +/- 50 % de la durée de vie standard. Pour une installation nucléaire, la durée de vie standard est prise à 60 ans. Ce que la figure 11 montre c'est que, que ce soit pour les EnRi ou les moyens conventionnels, la durée d'exploitation n'affecte pas la hiérarchie des LCOE et donc en particulier, la compétitivité du nucléaire.

## Enfin, si le coût de production de l'électricité avec la technologie nucléaire est d'autant plus bas

Figure 10 : Impact de la durée d'exploitation sur le LCOE moyens de production (source : IEA-NEA, 2021)



On observe que les courbes de LCOE sont d'abord décroissantes (assez fortement pour les EnRi à la durée plus court – 25 ans) puis, passé ~120 % de la durée standard d'exploitation, quelle que soit la technologie, le coût de production ne change plus et atteint une asymptote. Il s'agit ici de l'effet de l'actualisation sur les revenus futurs : les effets sur le LCOE sont davantage visibles lorsque la durée d'exploitation est raccourcie - on ôte des revenus moins éloignés dans le futur- que lorsqu'elle est allongée où, au contraire, on ajoute des revenus plus éloignés et donc moins « importants ».

### 1.5.4. Le coût du combustible

Pour le nucléaire, le coût est fixe. Au sein des coûts variables, le combustible ne représente qu'une fraction du coût total de production. Au contraire pour les centrales fossiles, l'essentiel des coûts est variable. La très grande majorité sont les coûts du combustible ainsi que l'illustre la figure 12 tirée de (NEA, 2021) qui compare la structure des coûts entre nucléaire et CCGT (le détail, en particulier des hypothèses, importe peu pour le développement).

Figure 11 : Décomposition des coûts de production du nucléaire et du gaz (source : NEA, 2021)

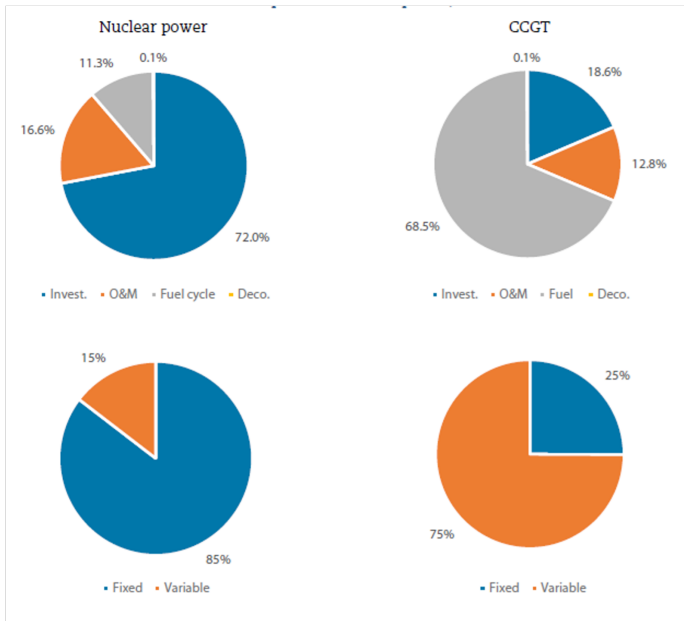
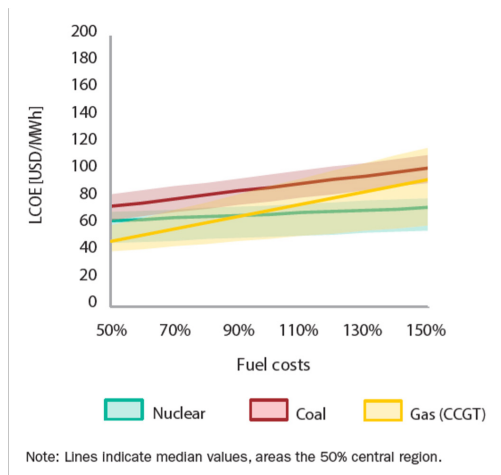


Figure 12 : Impact du coût du combustible sur le LCOE des moyens conventionnels (source : IEA-NEA, 2021)



Une hausse du coût du combustible fossile a beaucoup plus d'impact sur le coût de production d'une centrale CCGT que sur celui d'une centrale nucléaire (figure13). Sur la plage de prix (abscisse) considérée dans le rapport de l'IEA-NEA, le coût de production du nucléaire augmente de quelques unités là où le coût de production du gaz double. Le LCOE du charbon présente une sensibilité intermédiaire entre le gaz et le nucléaire. **Cette faible exposition aux coûts du combustible dont le prix est fixé sur les marchés mondiaux constitue un atout considérable pour la filière nucléaire par rapport au gaz (voir la situation actuelle du marché gazier). Un mix fondé sur un socle nucléaire permet une plus grande maîtrise des coûts de production. Ceci se traduira, pour les consommateurs, notamment industriels, par plus de stabilité et de visibilité sur les prix qu'ils paient pour leur approvisionnement en électricité<sup>55</sup>.**

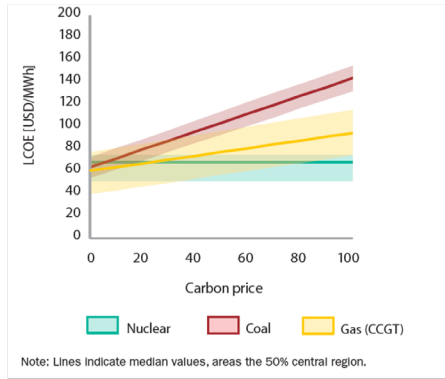
### 1.5.5. Le prix du carbone

Le nucléaire est une technologie de production d'électricité bas carbone, 3,7 gCO<sub>2</sub>/kWh d'après la dernière Analyse en Cycle de Vie réalisé par EDF pour le parc existant. Aussi, les coûts de production nucléaire sont insensibles au prix de la tonne de carbone fixé sur le marché européen au contraire du gaz et du charbon (qui aujourd'hui émettent respectivement de l'ordre de 400 gCO<sub>2</sub>/kWh et 800 gCO<sub>2</sub>/kWh). Avec un prix dépassant largement, en Europe<sup>56</sup>, les 50 € la tonne de CO<sub>2</sub>, les moyens de production fossiles présentent un désavantage de coût par rapport aux moyens bas carbone, dont le nucléaire fait partie (figure 14, l'abscisse est en USD/tCO<sub>2</sub>). Ce désavantage est doublé du manque de visibilité clair sur le prix de marché à court terme ainsi que des projections/objectifs d'un prix de 100€/tCO<sub>2</sub> d'ici à 2030.

Pour conclure, les incertitudes sur l'évaluation des coûts de production du nucléaire relèvent du contexte national plutôt que de la conjoncture sur les marchés mondiaux des commodités. Ce contexte est pour partie dépendant du politique et,

à ce titre, ouvre à des perspectives de maîtrise des coûts de production du nucléaire considérables là où la marge de manœuvre est moindre et plus incertaine pour les centrales fossiles.

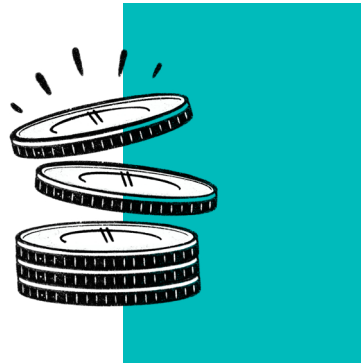
Figure 13 : Impact du prix du carbone sur le LCOE des moyens conventionnels (source : IEA-NEA, 2021)



Comme pour les ENR, la capacité de l'électricien à assurer la compétitivité du nucléaire, existant ou nouveau, est étroitement liée au fait d'agir dans un cadre politique clair, stable et approprié.

Le coût de production de l'électricité avec la technologie nucléaire est d'autant plus bas qu'elle est sollicitée en base dans le système électrique. Pour autant, sa flexibilité permet également de générer de la valeur dans le système électrique. Il faudra, à l'avenir, rémunérer correctement ce type de services.

La faible exposition du coût du nucléaire au coût de combustible constitue un atout majeur par rapport aux centrales à gaz (voir la situation actuelle du marché gazier).





## 2. Les coûts du nouveau nucléaire

Après une comparaison et une discussion des coûts relatifs aux réacteurs de 3<sup>ème</sup> génération en service et en chantier dans le monde, avec un focus sur le cas de l'EPR de Flamanville, nous analyserons des perspectives de baisse des coûts des réacteurs EPR 2, dont le Président français a annoncé le lancement d'un programme cadencé de 3 paires de réacteurs. Sur la base des audits réalisés auprès d'EDF pour établir le coût de construction de tels réacteurs, nous présenterons les premiers résultats de coût de production. Enfin, le dernier paragraphe traitera du coût des autres technologies de réacteurs – les petits réacteurs modulaires ('Small Modular Reactors', SMR) et les réacteurs à neutrons rapides (RNR). **Les coûts présentés dans cette partie sont ceux aux bornes de la centrale.** Ceux à la maille du système électrique seront abordés dans la partie suivante (§4.).

### 2.1. Compétitivité des réacteurs de troisième génération connectés ou en construction

#### 2.1.1. Des situations très contrastées dans le monde

Le tableau 2 présente les coûts de construction des réacteurs de troisième génération (Gen-III) connectés au réseau ou actuellement en chantier. Les données proviennent de sources diverses ce qui rend la comparaison difficile, en particulier :

- Ils sont établis via des parités monétaires au moment de leur publication, lesquelles fluctuent et ne reflètent pas directement les pouvoir d'achat ou les salaires réels des différents pays.
- Il n'est pas possible de vérifier qu'ils intègrent tous exactement le même périmètre depuis la préparation du site jusqu'au démarrage.
- Les contextes et réglementations propres à chaque pays et chaque site induisent des différences non explicites.
- Quel que soit le modèle de réacteur, domestique ou étranger, une part notable de l'investissement est effectuée localement, ce qui amène des variations structurelles de coûts mais qui a pour avantage de localiser de l'emploi et de la chaîne de valeur dans le pays de construction.

**Ceci étant dit, le tableau 2 met en évidence une distribution des coûts des réacteurs très étalée, d'un facteur d'ordre 3 en coût USD/kWe.** Très nettement, il faut constater une nette dissymétrie entre deux groupes de pays. D'un côté, se trouvent la France, les États-Unis et le Japon avec des coûts de construction relativement élevés. De l'autre, des pays ayant lancé des programmes conséquents récemment et bénéficiant d'un climat politique favorable comme la Chine, l'Inde, la Corée ou la Russie. Les coûts en Asie bénéficient à la fois d'un coût de la main d'œuvre encore aujourd'hui inférieur à ceux de l'OCDE, de même que de règles de protection des

travailleurs moins contraignantes. Mais c'est surtout la qualité de l'organisation, permise en bonne part par un rythme de production régulier, qui explique cet écart actuel entre grande zones.

**Tableau 2 : Recensement mondial des réacteurs Gen-III connectés ou en chantier au début 2021 (sources : compilation établie à partir d'informations publiées par le WNA, l'OECD/NEA et autres) NB : les valeurs de coût indiquées ne sont pas homogènes et leur comparaison n'est qu'indicative. Code couleur : Bleu foncé pour les réacteurs en construction ; Bleu clair pour les réacteurs en service ; Pourpre pour les projets annulés.**

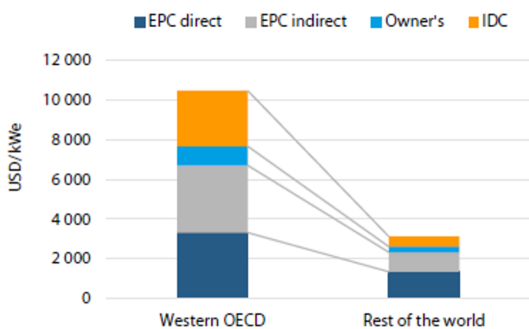
	Réacteur	Pays	Capacité (MWe)	Début construction	Date de démarrage initialement prévue	Date de démarrage	Coût de construction initial (€ / kWe)	Coût de construction révisé (€ / kWe)
EPR	Flamanville 3	France	1600	Dec-07	2012	En cours	1800	> 7600
	Olkiluoto 3	Finlande	1630	Aout-05	2009	En cours	1700	5700
	Taishan 1	Chine	1660	oct-09	2014	2018	1700	3200
	Taishan 2		avr-10	2015	2019			
	Hinkley P. C1	UK	1630	Dec-18	2025	En cours	6400	7500
Hinkley P. C2	Dec-19			2026				
AP1000	Summer 2	États-Unis	1117	mars-13	2017	Annulé	3700	Non dispo
	Summer 3		1117	nov-13	2018	Annulé		
	Vogtle 3	États-Unis	1117	mars-13	2017	En cours	~1000	~9000
	Vogtle 4		1117	nov-13	2018	En cours		
	Haiyang 1	Chine	1000	sept-09	2014	2018	2200	Non dispo
	Haiyang 2		1000	juin-10	2015	2018		
	Sanmen 1		1000	avr-09	2015	2018		
	Sanmen 2		1000	Dec-09	2016	2019		
VVER 1200	Novovoronezh 2.1	Russie	1114	juin-08	2015	2016	3200	Non dispo
	Novovoronezh 2.2		1114	juil-09	2016	2019		
	Leningrad 2.1		1085	oct-08	2013	2018		
	Leningrad 2.2		1085	avr-10	2016	2020		
	Ostrovets 1	Belarus	1194	nov-13	Non dispo	2020	Non dispo	Non dispo
	Ostrovets 2	Belarus	1194	avr-14	Non dispo	En cours	Non dispo	Non dispo
	Akkuyu 1-4	Turquie	1114	avr-18	2023	En cours	Non dispo	Non dispo
	Rooppur 1 & 2	Bengladesh	1180	nov-17	2023	En cours	Non dispo	Non dispo
HUALONG 1	Fuqing 5 & 6	Chine	1000	mai-15	2020	2020 (n°5)	2300	2900
	Fangchenggang 3,4	Chine	1090	Dec-15	2020	En cours	2300	2900
	Zhanzhou 1&2		1126	oct-19	2024 & 2025	En cours	Non dispo	Non dispo
	Taipingling 1&2		1126	Dec-19	2025 & 2026	En cours	2500	Non dispo
	Karachi 2 & 3	Pakistan	1014	Aout-15	2021	2021 (n°2)	4200	Non dispo
ABWR	Shimane-3	Japon	1373	Sept-12 (redémarrage)	Non dispo	En cours	4500 (déjà révisé)	Non dispo
	Ōma		1383	oct-12 (redémarrage)	2021	En cours	Non dispo	Non dispo
APR-1400	Shin-Hanul-1	Corée	1340	mai-12	Non dispo	En service (2022)	2200	~2500
	Shin-Hanul-1		1340	juin-13	Non dispo	2023		
	Shin-Kori-5,6		2x1340	2017, 2018	2022, 2023	2022, 2023		

La dissymétrie mentionnée au paragraphe précédent est analysée dans la figure 15 tirée de (OECD/NEA, 2021). Le facteur 3 que l'on trouvait dans le tableau 2 est cohérent.

Cette figure permet aussi de replacer le coût des réacteurs de 3ème génération par rapport à celui des réacteurs dits «historiques» en France notamment (figure 16). On constate en effet que les

coûts asiatiques de construction d'aujourd'hui ('EPC direct') sont proches des coûts des réacteurs des différents programmes en France. Ces chiffres nuancent significativement les articles qui expriment un « saut » entre les coûts moyens des réacteurs de seconde et de troisième génération, qui seraient structurellement nettement plus cher.

Figure 14 : Comparaison de l'empilement des coûts d'investissement dans l'électronucléaire entre les pays de l'OCDE et le reste du monde (source : NEA, 2021)



Source: Based on ETI (2018), *The ETI Nuclear Cost Driver Project: Summary Report*.

### 2.1.2. Facteurs explicatifs des coûts des réacteurs

La plupart des études montre une augmentation du coût du kW nucléaire dans le temps. Celle-ci doit toutefois être abordée avec prudence, dans la mesure où les déflateurs (indices d'inflation) retenus pour ramener les coûts en euros ou dollars d'une année de base jouent un rôle majeur sur des périodes longues. Ainsi, la Cour des comptes retient-elle, pour ses travaux sur le parc de seconde génération, un délateur de prix du PIB. Elle aboutit

alors à un renchérissement annuel tendanciel de plusieurs points par an. Si un délateur mieux ciblé est utilisé, (Devezeaux, 2022) montre que la dérive est plus modeste : de l'ordre de 1% par an. Une fois la tendance constatée, il reste à l'expliquer. Deux méthodes principales permettent de le faire, en quantifiant les effets des principaux facteurs explicatifs. **La première consiste à expliquer ces coûts via des régressions économétriques.**

Plusieurs travaux permettent d'évaluer plus précisément les liens de

causalité : la durée de construction ressort ainsi comme facteur central (cette variable peut être à son tour subordonnée à d'autres facteurs plus fondamentaux). Les analyses retiennent comme variables explicatives le nombre de réacteurs construits, leur taille, leur design, le niveau de développement industriel du pays. **La seconde méthode part d'approches d'ingénierie pour corriger les données empiriques des mêmes effets.** Elle demande une grande connaissance des projets et sa vertu est d'expliquer les effets étudiés (ce que l'approche économétrique ne permet pas). Toutefois, son coût élevé en temps et en expertise interdit en pratique une approche à grand échelle (notamment internationale). Munis de la littérature existante, nous pouvons résumer les principaux facteurs explicatifs :

**Type de réacteur :** Les différents designs ont des coûts spécifiques influencés d'abord par la quantité de matériaux mobilisés. Le volume physique du réacteur est ainsi très différent selon que la technologie est à gaz, à eau ou à métal fondu. De même, le nombre de boucles ou d'enceintes de confinement, ou encore la présence ou non d'un récupérateur à corium joue un rôle significatif.

**Puissance du réacteur :** À concept donné, les effets de taille (ou d'échelle) sont importants. Les analyses technologiques de coûts permettent notamment de les modéliser avec une formule dite

de Chilton. Avec des effets de taille standards, pour une taille double, dans une gamme de puissance toutefois limitée (si le concept y reste extrapolable sans difficulté), le coût unitaire peut diminuer typiquement de 13 à 25%. Mais inversement, les grandes tailles peuvent allonger les délais et générer des risques financiers plus élevés. C'est toutefois l'effet d'échelle qui a historiquement dominé et poussé entre 1950 et 2000 à augmenter la taille des réacteurs.

**Effet pays :** les spécificités des différents pays sont extrêmement diverses, à commencer par le coût du travail (en particulier le génie civil qui a joué pour beaucoup sur la compétitivité des réacteurs britanniques) qui est un des facteurs explicatifs majeurs du coût total et qui reste assez incompressible dans les pays développés. Citons aussi l'organisation industrielle et du travail, la réglementation et l'organisation du dialogue avec l'autorité de Sécurité. Selon les choix de parité monétaire effectués, ces effets ont pu jouer jusqu'à un facteur proche de 2 entre les extrêmes.

**Construction de paires de réacteurs :** On considère que le second réacteur d'une paire coûte de l'ordre de 10 à 15% de moins que le premier (Sfen 2018).

**Effet de programme ou de série :** Ceux-ci (Joskow et Parsons 2009; Boccard 2014 ; Hansen et Percebois 2019) jouent un rôle majeur tant par la standardisation, que via la

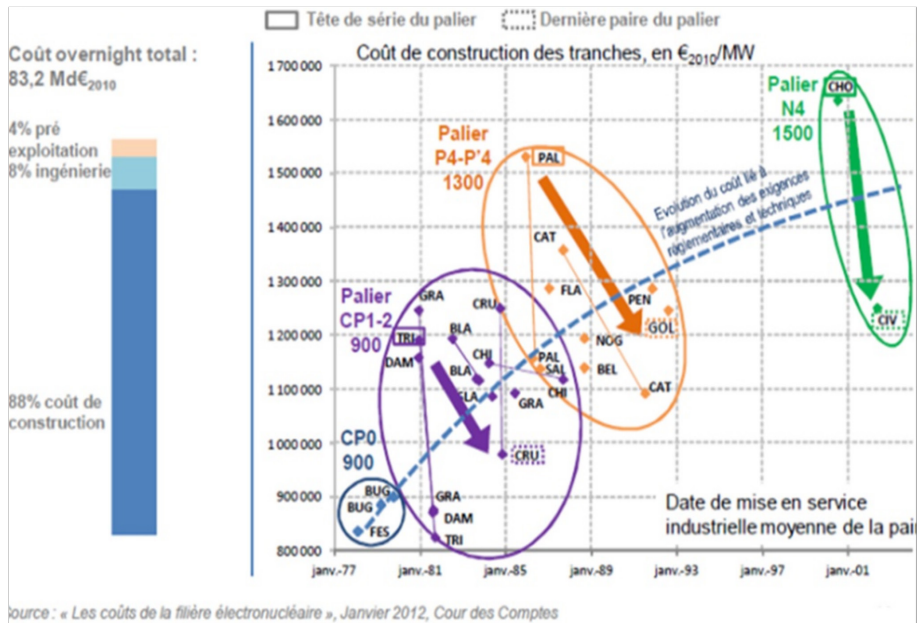
diminution des risques, l'accumulation d'expérience... La France a beaucoup misé sur cet effet, avec succès. La figure 16 montre la représentation qu'en a tiré la Cour des comptes, avec les baisses de coût unitaire au sein de chaque palier. L'expérience acquise permet de positionner les coûts des réacteurs en fonction de leur place dans un programme. Pour (Kee 2010), le 6ème réacteur d'une série peut viser un coût total jusqu'à 40% inférieur à la première unité. De plus, la standardisation permet de réduire les temps de construction (Berthélémy et Escobar 2015).

**Effet de site :** selon que le terrain est plus ou moins cher, qu'il nécessite plus ou moins de terrassement, que le site est déjà nucléarisé ou non et –surtout– que le refroidissement est plus ou moins facile (nécessité de construire des tours de refroidissement), le coût de site peut se monter de 10 à 25% du total de l'investissement (NIRAB 2020), avec une variabilité significative (par exemple +10% pour un site en bord de rivière). Dans le cas de la France, la construction de réacteurs sur les sites existants (du foncier déjà acquis) constitue un levier de compétitivité.

**Durée de construction :** cet effet est très significatif et a pu, à lui seul, entraîner un doublement du coût. Les durées de construction les plus courtes ont été enregistrées au Japon et en Corée (moins de 5 ans), les plus longues se comptent en dizaines d'années (reprise de construction après un arrêt de

chantier). Des délais longs ont, en général, des conséquences multiples : 1°) augmentation du coût total de construction 2°) perte de production d'électricité due au retard de mise en service 3°) augmentation corrélative des coûts financiers 4°) augmentation des risques de marché. (Berthélémy et Escobar 2015) expliquent qu'un allongement d'une année du temps de construction peut déboucher sur une augmentation de plus de 20% du coût de construction.

Figure 15 : Effet série sur le coût de construction des tranches nucléaires françaises selon les différents paliers (Source : Cour des Comptes, 2012)



### 2.1.3. L'EPR de Flamanville

Le dérapage le plus important, après celui des AP1000 de Vogtle, est observé sur les deux EPR européens, mais rappelons que ce sont les deux premiers (EPR) à avoir été engagés, respectivement en 2005 et 2007. Les constructions d'Olkiluoto 3 et de Flamanville 3 ont ainsi été démarrées dans un contexte doublement risqué (analysé par la Sfen en 2018 et, plus récemment, dans l'avis sur le financement du renouvellement du parc) :

- nouveau concept de réacteur de troisième génération, intégrant des innovations (notamment pour un niveau de sûreté plus poussé que les

précédents), de puissance unitaire plus grande, et dont le design détaillé n'était pas encore abouti.

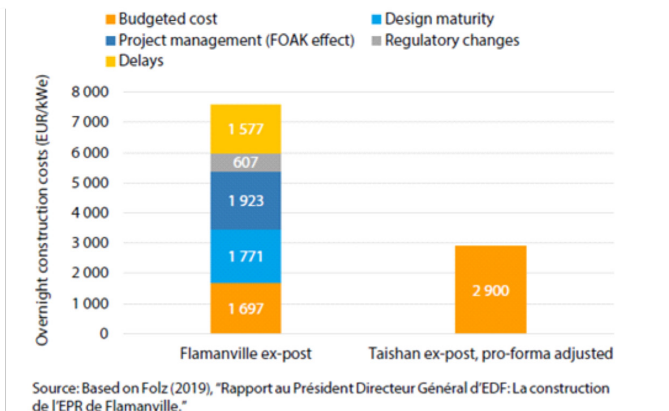
- absence de chantier de centrale nucléaire en France et en Europe depuis plus d'une décennie avec pour conséquences par exemple, la perte de compétences : L'enquête faite le Boston Consulting Group pour la Sfen en 2019 illustre par exemple les grandes difficultés à trouver de la main d'œuvre qualifiée (en soudure notamment).

Plus spécifiquement sur l'EPR de Flamanville, la Cour des comptes a publié en 2019 un rapport sur les coûts de l'EPR de Flamanville « Rapport au Président Directeur Général d'EDF : La construction de l'EPR de

Flamanville » connu sous le nom de rapport Folz du nom de son auteur. **La Cour confirme le chiffre communiqué plus tôt dans l'année par EDF : 12,4 Mds€<sub>2015</sub> soit 13 Mds€<sub>2020</sub>.** La Cour note qu'un certain nombre de coûts sont naturellement imputés sur le seul EPR de Flamanville, compte tenu de l'absence d'effet de série et de paire. Par ailleurs le manque de continuité stratégique de l'état durant la genèse du projet a conduit à une situation de « stop and go » aux effets désastreux. Pour mettre en perspective ce coût, le rapport fournit le coût de construction des deux tranches EPR de Taishan dont les constructions ont été réalisées en 110 et 113 mois. Le coût pour la paire de réacteur chinois est de 12,4 Mds€<sub>2019</sub>, soit 12,5 Mds€<sub>2020</sub>.

En début d'année 2022, EDF a été amenée à ajuster le calendrier du projet de Flamanville 3 dans un contexte pandémique qui rendait les opérations plus difficiles qu'à l'habitude. La date de chargement du combustible est alors décalée de fin 2022 au second trimestre 2023 ce qui a amené EDF à réévaluer le coût de construction, hors frais financiers, à 12,7 Mds€<sub>2015</sub> soit 13,3 Mds€<sub>2020</sub>. La figure 17 (NEA, 2021) présente l'analyse détaillée des dérapages sur les coûts de construction de l'EPR de Flamanville comparés au coût budgété de ceux de Taishan. Comme nous l'expliquons plus haut l'effet série (FOAK), le type de réacteur nouveau ('Design maturity') et les retards sont parmi les facteurs explicatifs de (sur) coûts les plus importants.

**Figure 16 : Facteurs explicatifs des dérapages de coûts de Flamanville (source : NEA, 2021)**



## 2.2. Evolution attendue des coûts de construction des réacteurs EPR

Le précédent paragraphe de cette partie, avait succinctement décrit la

situation mondiale sur les coûts des réacteurs connectés au réseau ou en chantier.

Nous concluons notamment sur les perspectives optimistes de

réduction de coût, compte tenu de la marge de progrès industriel<sup>57</sup>. L'enjeu pour la France repose alors sur la capacité à réduire les coûts des futurs EPR (EPR2), sur la base

du retour d'expérience des chantiers réalisés et en premier lieu celui de Flamanville 3. Nous faisons ici le point sur ces perspectives de gain.

## Définition 'First of a kind'

L'EPR de Flamanville est un réacteur FOAK, les EPR2, réacteurs réoptimisés, peuvent être qualifiés de post-FOAK. En effet, en reprenant la définition donnée par (NEA, 2021), un réacteur post-FOAK désigne les projets de réacteur qui bénéficient de l'apprentissage décrit dans la suite. L'EPR2 correspond à cette définition. On parle également de NOAK pour désigner le nième réacteur post-FOAK. Ainsi, la dénomination va : FOAK, post-FOAK = 2OAK, 3OAK, 3OAK etc

### 2.2.1. L'EPR2, un réacteur réoptimisé

Une des voies pour limiter les coûts des réacteurs de 3ème génération de série consiste à modifier le concept de réacteur, après les retours des premières constructions. L'objectif visé par Framatome depuis les années 2015 est de simplifier et « alléger » le réacteur, mais aussi de le rendre plus facilement constructible, par exemple en ce qui concerne la modularité, la préfabrication ou la précision exigée dans les dimensions ou le positionnement des platines de fixation des équipements. L'élaboration de ce nouveau concept s'accompagne aussi d'une réflexion en profondeur sur les méthodes et outils (numériques notamment) pour renforcer l'efficacité des équipes

d'ingénierie. Nous pouvons citer les pistes suivantes :

- une chaudière du niveau de puissance de celles des derniers EPR (puissance thermique de l'ordre de 4600 MW) permettant la meilleure « réutilisation » des équipements primaires de l'EPR.
- une enceinte de confinement à simple paroi, mais d'épaisseur augmentée, avec un liner assurant à la fois le confinement des matières radioactives en cas d'accident et la protection contre les agressions externes malveillantes. Une architecture des systèmes de sauvegarde en 3 « trains » (et non plus 4). Ce choix vise à simplifier le design.
- une optimisation et simplification par l'intégration du retour d'expérience (incluant le processus



de construction de façon à engendrer d'importantes économies de coûts et délais des chantiers), la réduction des coûts d'achat... Cette démarche inclut la prise en compte des retours d'expérience des fournisseurs et porte notamment sur :

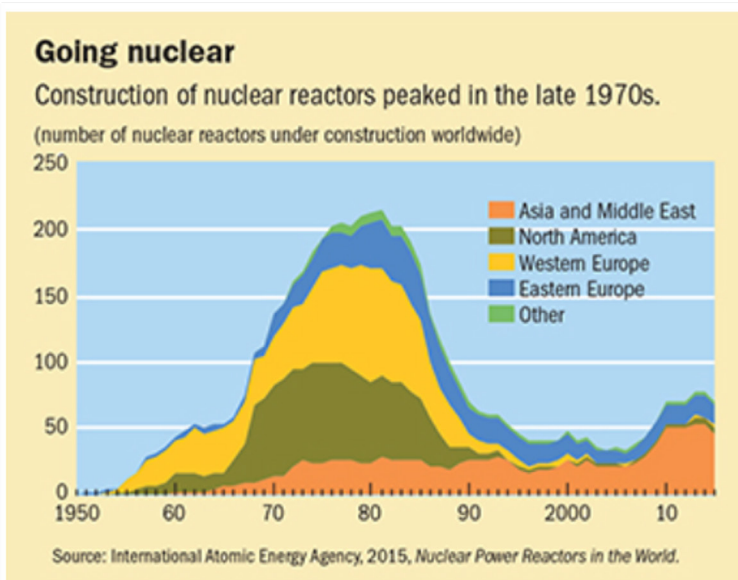
- o La simplification des structures des bâtiments (alignement des voiles, suppressions des points singuliers),
- o L'optimisation des taux de ferrailage du génie civil,
- o L'optimisation des séquences de montage électromécanique en ayant recours à plus de préfabrication et en réduisant le nombre d'épreuves hydrauliques,
- o La standardisation des équipements via l'usage de catalogues issus des standards industriels,
- o Une meilleure maîtrise du volume

du contrôle-commande en travaillant sur la réduction du nombre de données transmises par les équipements,

- o Le développement de l'ingénierie système, applicable aux projets complexes.

L'objectif de réduction des coûts via le design est considérable. La Sfen, en 2018, évoque une baisse de 30 % du coût overnight de l'EPR2, par rapport à ce qui était alors attendu pour l'EPR de Flamanville, à site équivalent. Mais il faut bien considérer les actions décrites ci-dessus comme constitutives d'un ensemble coordonné, lequel ne peut réussir que dans la perspective d'un programme industriel.

Figure 17 : Historique de la construction des réacteurs nucléaires dans le monde (source : FMI, 2015)



## 2.2.2. La remise en marche de la chaîne industrielle « qualité nucléaire » européenne (Plan Excell)

Aucun projet de réacteur nucléaire n'avait été lancé ni démarré en Europe de l'Ouest depuis deux décennies (figure 18). Or la filière nucléaire se caractérise par des exigences très strictes en assurance qualité, en pureté des matériaux, en comportement des équipements sous irradiation, en tenue à long terme, etc. Il a donc fallu reconstituer l'ensemble de la chaîne industrielle pour construire Olkiluoto 3 et Flamanville 3. Framatome a qualifié plus de 600 fournisseurs d'équipements et services et obtenu des progrès sensibles sur la qualité et le calendrier des fournitures.

La totalité de la chaîne industrielle -systèmes, services et composants- doit être qualifiée au niveau « qualité nucléaire » ; les standards de qualité sont définis et contrôlés par un organisme agréé. Pour bien des acteurs de la filière, il a fallu investir en compétences par recrutement ou par programmes internes de formation, sur des domaines spécifiques au nucléaire. Ainsi peut-on lire sur le site de Framatome : « Pour accompagner son développement, Framatome a recruté en 2020 près de 1000 nouveaux collaborateurs. En 2021, elle entend poursuivre ses objectifs en recrutant à nouveau près de 1000 collaborateurs, pour notamment renforcer son potentiel technique et sa présence internationale.<sup>58</sup>»

### Plan Excell

Présenté en décembre 2019 et lancé au printemps 2020, le plan Excell s'articule autour de 5 axes selon lesquels se déclinent différents engagements. Ces axes sont : gouvernance, compétence, fabrication, supply chain et standardisation (on regroupe ces trois derniers axes dans un même paragraphe). En Novembre 2021, 22 de ces 25 engagements fixés initialement ont été atteints voire dépassés.

**Gouvernance.** La gouvernance des projets nucléaires a été renforcée par la mise en place du dispositif de contrôle des grands projets. Chaque projet engagé fait l'objet d'une revue trimestrielle présidée par le Président d'EDF.

**Compétence.** L'Université des métiers du nucléaire (UMN) a été créée en avril 2021 et vise à faciliter la lecture et la cohérence d'ensemble des formations existantes, d'identifier les manques et les priorités afin d'apporter des réponses concrètes en impliquant les acteurs-clés des territoires, industriels, professionnels de la formation et de l'emploi.

Fabrication, Supply chain et Standardisation. Le plan Excell a permis de définir avec la filière 12 standards engageants pour « fabriquer conforme du premier coup ». Ils seront déployés dès 2022, ainsi que des contrats plus simples, qui équilibrent la relation entre EDF et ses fournisseurs. Facteurs de qualité et de sûreté, la standardisation et la réplication sont systématiquement privilégiées. Dans ce cadre, des catalogues d'usage obligatoire ont été définis afin de rationaliser l'usage des équipements au bénéfice de ceux qui ont fait leurs preuves. Par exemple, la diversité des robinets en catalogue a été divisée par 10, passant de 13 000 à 1 200 références. Autre exemple, la construction diesels d'ultime secours (DUS) a été standardisée.

Une emphase sur les métiers de la soudure. Le plan soudage vise à garantir la qualité de réalisation de bout en bout. Dans cette perspective, la Haute école de formation soudage du Cotentin (Hefaïs) a été créée, en partenariat avec Orano, Naval Group et les Constructions mécaniques de Normandie (CMN). Elle a accueilli sa première promotion en septembre 2022 et permettra aux soudeurs de s'entraîner dans des conditions représentatives des milieux nucléaires ou de la marine, marqués notamment par leur exigüité. En outre, le plan vise à délivrer une habilitation propres aux soudeurs nucléaires. Les nouveaux standards développés par la filière afin d'encadrer les risques ont permis de diminuer les soudures non-conformes.

Les projets à venir bénéficieront de cette chaîne industrielle reconstituée, impliquant des coûts moindres.

La construction d'une série de trois paires d'EPR permettra d'une part à la France de démarrer une politique proactive dans la gestion de son mix électrique plutôt que de subir l'effet falaise au-delà de 2035, c'est-à-dire l'arrêt définitif de quatorze réacteurs de 900 MW fixée par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) ; d'autre part de donner une visibilité aux acteurs industriels et leur permettre de recouvrir un bon niveau de performance avant la perte probablement irrévocable

des compétences acquises lors du développement et du déploiement des 58 réacteurs entre 1974 et 1999<sup>59</sup>. Le plan Excell s'inscrit dans cette perspective, celle de permettre à la filière nucléaire de retrouver « le plus haut niveau de rigueur, de qualité et d'excellence ».

### **2.2.3. Bénéfices de l'effet série et de l'effet paire ou « multi-unité » dans un programme cadencé**

*- Effet série*

Comme indiqué plus haut, le programme nucléaire français a largement bénéficié de l'effet série avec une baisse relative des coûts de

construction entre la première paire de réacteur et la dernière d'un même palier allant jusqu'à plus de 20 % (figure 16).

- Effet paire ou « multi-unité »

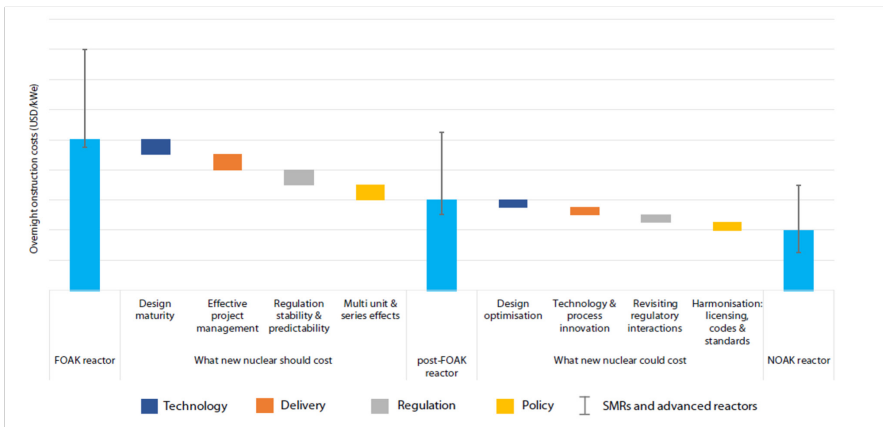
**L'effet paire ou plus généralement l'effet « multi-unité » correspond à la construction sur un même site de plusieurs réacteurs de même technologie.**

Elle évite la redondance de certains coûts ceux liés à la préparation du site (les travaux de terrassement, l'accès routier) ou à certaines infrastructures (les raccordements au réseau, la prise d'eau, les bâtiments annexes mutualisés). Un projet de plusieurs réacteurs sur un même site alloue ainsi plus efficacement les ressources et réduit aussi les risques de retard, qui constitue un facteur explicatif majeur des dérapages des coûts de construction de Flamanville 3. Par exemple, en cas de retard sur une unité, les équipes peuvent être réaffectées à l'autre (ou les autres). Globalement, on estime que la construction de réacteurs par paires

réduit le coût du second réacteur d'environ 15 % (NEA, 2000). Selon (Gogan, 2019), le projet 'Barakah' de 4 réacteurs aux Emirats arabes unis a permis de réduire le coût de 50 % par réacteur entre la première et la quatrième unité.

En conclusion, à condition pour la France d'engager un programme industriel solide s'appuyant le retour d'expérience de Flamanville 3 et sur les effets de série et de paire (historiquement observés dans le programme nucléaire français) la maîtrise des échéanciers des EPR2 est possible, facteur clef de la performance économique de la future production nucléaire. **Le programme de 6 EPR2 annoncé par le président français à Belfort le 10 février 2022 s'inscrit dans ce renouveau de la dynamique industrielle de la filière nucléaire<sup>60</sup> avec une construction par paire suivant un planning industriel cadencé.**

Figure 18 : Facteur de réduction des coûts de production du nouveau nucléaire (source : NEA, 2021)



## 2.3. Les coûts de l'EPR2

### 2.3.1. Les coûts de construction

C'est un défi majeur pour l'industrie nucléaire française, qui doit faire la preuve de sa capacité à relever ce défi. Des actions d'ampleur (comme le plan Excell) attestent qu'un changement d'époque est en cours. La réussite de du plan « Nouveau Nucléaire France » repose ainsi à la fois sur l'organisation et la capitalisation des difficultés passées pour relancer la filière et sur l'ampleur même de ce plan, dont la taille est un des facteurs indispensables à sa réussite.

C'était l'objet des paragraphes précédents.

Sur la base d'audits indépendants réalisés auprès d'EDF, un premier chiffre officiel est sorti sur les coûts de construction pour le programme des 6 EPR2<sup>61</sup>. Ce coût de construction dans un scénario médian serait de **51,7 Mds€<sub>2020</sub>, soit 8,6 Mds€ l'unité ou encore 5200€<sub>2020</sub>/kWe**. Dans son étude « Futurs énergétiques 2050 », RTE fait l'hypothèse de coûts de construction des premiers EPR2 de l'ordre de 5400 €<sub>2020</sub>/kWe, soit 9 Mds€<sub>2020</sub> par réacteur. Le rapport Folz en octobre 2019, qui a permis d'identifier des leçons à tirer du chantier de Flamanville, estimait les coûts de construction de l'EPR de Flamanville à 12,7Mds€ (13 Mds€<sub>2020</sub>). Pour les premiers EPR2, on s'attend donc à gain de 30 % des coûts de construction par rapport à l'EPR de Flamanville.

Pour les EPR2 de série (à partir de la troisième paire), l'hypothèse centrale dans (RTE, 2021) est un coût de construction de l'ordre de 4500 €<sub>2020</sub>/kWe, soit un gain de 17 % par rapport aux têtes de série. En partant de l'estimation du rapport gouvernemental pour les premiers EPR2, on aboutit à un coût de construction pour les EPR2 de série de l'ordre de 4300 €<sub>2020</sub>/kWe. Nous retiendrons cette valeur dans cette note en remarquant que la Sfen estime que les gains au-delà de la troisième paire pourrait être supérieurs (20-30 %).

### 2.3.2. Estimation des coûts complets de production des EPR2

La plus récente évaluation du LCOE des (premiers) EPR2 nous est donnée dans un rapport gouvernemental<sup>62</sup> répondant « à la demande de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2019-2028 d'exposer les réflexions du Gouvernement quant aux conditions techniques et économiques d'une décision de construction de nouveaux réacteurs nucléaires de grande puissance de technologie EPR2 ». Cette évaluation se base notamment sur le dernier audit réalisé auprès d'EDF<sup>50</sup>, jugé « robuste ».

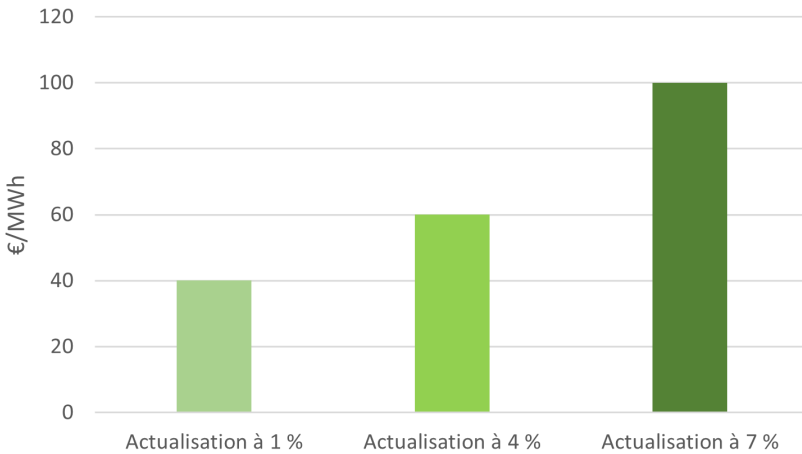
Aucun cadre de financement n'ayant été fixé pour ce programme EPR2, l'évaluation reste indicative<sup>63</sup>. **Ces précautions prises, le LCOE des premiers EPR2 serait de l'ordre de 60 €/MWh dans une hypothèse centrale.**

Ce chiffrage reste à stabiliser mais propose une estimation intermédiaire et cohérente avec celles de RTE et l'IEA-NEA (modulo les hypothèses). Les évaluations de RTE sont sensiblement plus élevées (cf. infra) mais s'explique en particulier par un facteur de charge plus faible : entre 70 et 80 % contre 88 % dans l'audit réalisé pour le gouvernement.

Des variantes du coût de production suivant différentes hypothèses de coût du capital sont présentées dans le rapport gouvernemental. La figure 19 présente les évaluations

pour des actualisations à 1,4 (hypothèse centrale) et 7 %. **Le coût de production actualisé de ces EPR 2 est évalué autour de 60 €<sub>2020</sub>/MWh pour une actualisation à 4 %, à plus de 100 €<sub>2020</sub>/MWh pour une actualisation à 7 %, et de l'ordre de 40 €<sub>2020</sub>/MWh pour une actualisation à 1 %.** Clairement, la mise en place d'un cadre de financement permettant un accès optimisé au capital est un enjeu de premier ordre puisque les gains/pertes en termes de coût de production se situent entre - 30 % (pour une actualisation faible) et +

Figure 19 : Les coûts de production actualisé des 3 paires d'EPR 2



40 % (pour une actualisation à 7 %).

- Étude de sensibilité issue de la concertation RTE

RTE a réalisé pour son rapport « Futurs énergétiques 2050 », une étude de sensibilité du LCOE du nouveau nucléaire (EPR 2 de série) à

ces paramètres critiques : les coûts de construction, le financement, et le facteur de charge (cf. figure 9). On peut en tirer trois observations :

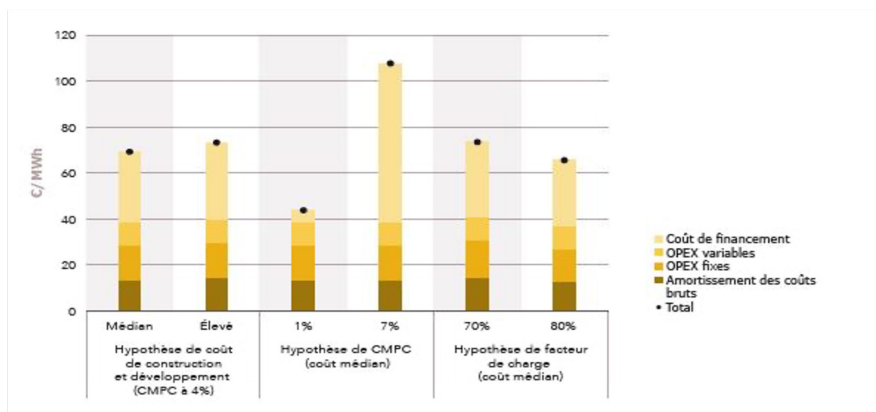
i. pour un rendement du capital fixé à 4 % (taux structure régulée), des coûts de construction plus élevés<sup>64</sup> n'impactent pas significativement le

LCOE du nouveau nucléaire ;  
 ii. passer d'un facteur de charge de 80 à 70 % augmente le LCOE du nouveau nucléaire de 10 €/MWh.

**Ces hypothèses sur le facteur de charge sont totalement endogènes au scénario de mix de production électrique étudié.** En effet, selon les modalités de complémentarité avec les renouvelables, les réacteurs pourraient être amenés à fonctionner plus ou moins de temps, affectant à la baisse ou à la hausse leur coût de production final comme cela a été

montré dans la partie précédente ;  
 iii. un financement à un taux de 7 % fait exploser les coûts de production du nouveau nucléaire au-delà de 100 €/MWh. Au contraire, un financement à un taux de 1 % (taux souverains) réduit considérablement le LCOE du nouveau nucléaire autour de 40 €/MWh, c'est-à-dire au niveau du LCOE du nucléaire existant en fonctionnement.

Figure 20 : Coût de production du nouveau nucléaire selon l'hypothèse de coût d'investissement, de



Pour les premiers EPR 2 un gain minimum de 30 % des coûts de construction par rapport à l'EPR de Flamanville est une estimation robuste et étayée. Pour les EPR 2 de série, les coûts de construction sont de l'ordre de 4 300 €/kWe, avec un gain sur les coûts inférieur à 20 % par rapport aux têtes de série. Le coût de production actualisé des EPR 2 est évalué à 60 €<sub>2020</sub>/MWh pour une actualisation à 4 %, à 40 €<sub>2020</sub>/MWh pour une actualisation à 1 %, et à moins de 100 €<sub>2020</sub>/MWh pour une actualisation à 7 %.

## Analyse statistique des données du LCOE du nouveau nucléaire

Le tableau de l'annexe 8 synthétise les différentes évaluations de LCOE du nouveau nucléaire suivant (IEA, 2021 ; IEA-NEA, 2021 et RTE, 2021). Les évaluations sont largement dépendantes des hypothèses de facteur de charge, d'actualisation, et de l'horizon de temps considéré (premiers EPR2 ou EPR2 de série) en témoigne la forte variance des résultats issus de ces études (cf. statistiques descriptives en fin d'annexe 8). On se placera pour l'étude de RTE à l'horizon 2050, c'est-à-dire que le coût est celui des EPR2 de série.

*Tableau 3 : Matrice partielle de corrélation (de Pearson) des variables critiques dans les évaluations du LCOE du nouveau nucléaire (analyse de la Sfen sur base de données OECD/IEA & NEA & RTE).*

*NB : les variables sont centrées réduites. On figure entre parenthèses l'unité d'origine.*

Variables	Facteur de charge (%)	Coût de construction (€/kW)	Coût variable (€/MWh)	Actualisation (%)	LCOE (€/MWh)
LCOE (€/MWh)	-0,359	0,366	0,053	0,674	1

La corrélation partielle peut être définie comme l'effet conjoint de deux variables une fois que l'effet éventuel d'autres variables a été éliminée.

Ainsi lorsque je dis que la corrélation partielle entre le LCOE et l'actualisation est de 0,674, je dis que lorsque j'augmente de 1 l'actualisation (variable centrée réduite), j'augmente de 0,674 le LCOE toutes choses égales par ailleurs.

Une façon moins rigoureuse mais plus digeste serait de dire que l'actualisation explique pour 67,4 % du LCOE.

L'analyse statistique<sup>65</sup> des données de LCOE calculés dans différentes études (IEA, 2021 ; IEA-NEA, 2021 ; RTE, 2021) suivant diverses valeurs de paramètres (« variables » dans le s) confirme les enseignements que nous tirions dans les parties précédentes.

L'actualisation, donc le coût du capital, présente la plus forte corrélation (partielle) avec le LCOE de l'ordre de deux fois plus (0,67) que le coût de construction (0,37) ou, en valeur absolue<sup>66</sup>, le facteur de charge (-0,36).



Le coût variable n’influence que très peu les coûts de production complet du nucléaire. Les modalités de financement et le partage des risques entre les acteurs, qui se traduisent sur le taux d’actualisation (ou du coût moyen pondéré du capital pour l’électricien), reste donc l’enjeu principal (largement à la main du gouvernement), plus encore que le coût de construction du réacteur.

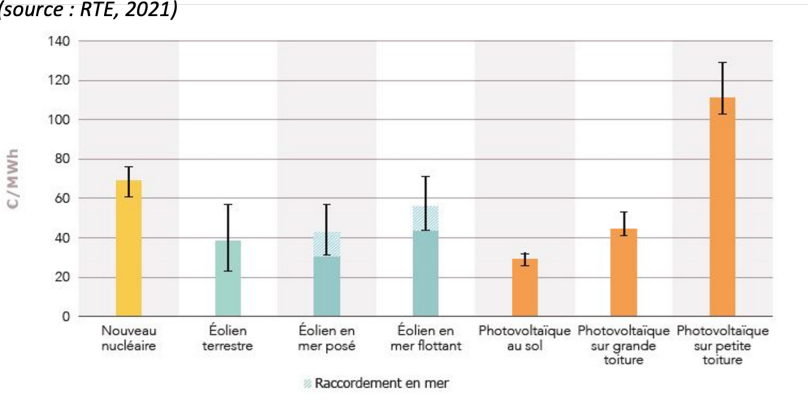
### 2.3.3. Comparaison avec les autres moyens de production à horizon 2050`

La comparaison réalisée par RTE (figure 22) des coûts complets de production des différentes technologies du système électrique français à horizon 2050, montre qu’en dehors du PV sur petite toiture peu compétitif par rapport aux autres moyens, « les grandes installations d’énergies renouvelables (éolien terrestre et en mer, photovoltaïque au sol ou sur grandes toitures, dont les coûts de production en 2050

sont estimés entre 25 et 55 €/MWh) ressortiraient à cette date systématiquement moins coûteuses en termes de LCOE que le nouveau nucléaire (entre 60 et 75 €/MWh pour les installations mises en service en 2050) [EPR2 de série]. »

Même si RTE attire l’attention sur le fait que : « la tendance à la réduction des coûts des énergies renouvelables pourrait être contrecarrée par le fait que la poursuite de leur développement conduira à exploiter des gisements moins intéressants, ou par des tensions sur l’approvisionnement en certains

Figure 21 : Coût de production des principales filières de production en France à l’horizon 2050 (source : RTE, 2021)



composants nécessaires à leur fabrication », **il est très probable et hautement souhaitable que les coûts aux bornes de centrale des EnRi soient inférieurs (ou du même ordre) à ceux du nucléaire à l'horizon du milieu du siècle. Qu'est-ce à dire quant à l'économie du mix électrique à cet horizon ?**

- *Conclusion sur le mix électrique à long terme*

Cette question cruciale est l'objet de la partie §3 de cette note. Dans l'immédiat, nous nous contenterons de rappeler que les coûts ainsi établis sont ceux aux bornes des centrales et de citer RTE: « cette analyse restreinte aux seuls coûts de production (comparaison des « LCOE ») n'est pas appropriée pour conclure sur la pertinence économique des choix de mix électrique. Comme évoqué en introduction de ce chapitre [sur l'analyse économique du système électrique à horizon 2050], une analyse rigoureuse des coûts complets des choix de politique énergétique impose de prendre également en compte les coûts de la flexibilité pour assurer l'équilibre offre-demande ainsi que les coûts du réseau (raccordement et adaptation) ».

## 2.4. Aperçu des coûts de production des autres technologies nucléaires : SMR et RNR

Au début du 21<sup>ème</sup> siècle, la créativité en matière de nouveaux concepts de réacteurs a cru de façon considérable.

Ce qui traduit à la fois un « rebond » des ingénieries à la fin du grand cycle industriel des réacteurs à eau de seconde génération, largement évoquée précédemment, mais aussi une nouvelle organisation des industriels (avec l'émergence de start-up nombreuses), l'accès à du calcul intensif à des coûts fortement réduits, des possibilités nouvelles offertes par des technologies et matériaux innovants, la disponibilité de liquidités en grandes quantités alimentant le capital-risque, l'arrivée d'acteurs issus de pays encore peu présents dans ce secteur etc. Décrire l'économie de cette très large panoplie de nouveaux concepts, alors que les travaux dans ce domaine sont encore en bonne part au stade de l'avant-projet, n'est pas possible ici. De même, nous n'abordons pas le sujet de la fusion nucléaire. Les lignes qui suivent sont restreintes à des familles de concepts qui commencent néanmoins à faire preuve d'une maturité avérée : certains SMR et certains RNR.

### 2.4.1. Réacteurs SMR

Les SMR font beaucoup parler d'eux depuis les années 2010 et une littérature déjà fournie traite du sujet (NEA, 2021). Typiquement, la puissance de ces machines se situe dans une fourchette entre quelques MW et 300MWe. Au niveau mondial, de nombreux pays ont déjà démontré leur intérêt pour les SMR, notamment les États-Unis, où le 'Department of Energy' (DOE) soutient de manière très active le développement et la certification du réacteur « NuScale ».

Le Canada a lancé en novembre 2018 une feuille de route pour mobiliser sa filière nucléaire. La France travaille à son propre réacteur depuis plusieurs années. Elle s'est organisée en consortium (« Nuward ») autour de Technicatome, Naval Group, le CEA et EDF et développe un concept de réacteur à eau pressurisée (REP) de 170 MWe avec échangeur à plaques. La Corée dispose de son propre projet appelé « SMART ». Elle l'élabore en coopération avec l'Arabie Saoudite. D'autres pays ont entrepris des démarches pour évaluer l'intérêt de la filière SMR ou se doter d'une filière, notamment le Royaume-Uni et l'Indonésie. Les premiers prototypes de SMR de cette « nouvelle vague » sont en construction en Russie et en Argentine (pour des puissances inférieures à 50 MWe). Les deux réacteurs de 35 MWe sur la barge russe Akademik Lomonossov de type RITM-200 ont été mis en service en 2020. La première centrale américaine (NuScale, d'une puissance de 720 MWe avec 12 unités de 60 MWe) est en cours de construction aux États-Unis.

La principale technologie, prête à être déployée, est de conception REP. Cette technologie de troisième génération dispose d'un degré de maturité issu des filières de réacteurs de puissance et spécialement de propulsion navale, les réacteurs de sous-marins ou de porte-avions étant typiquement des SMR, de cahier des charges toutefois très spécifique. De plus, cette technologie bénéficie d'un tissu industriel pour permettre la

fabrication en série. Plus largement, les concepts de SMR regroupent plus d'une cinquantaine de designs, présentant une grande variété dans les principes de conception et les degrés d'avancement : pratiquement tous les concepts historiques sont présents sur le papier, depuis les réacteurs au sel ou au plomb fondu aux réacteurs à gaz en passant par des unités à cœur unique (sans rechargement) sur la durée d'exploitation du réacteur.

L'intérêt des SMR réside notamment dans :

- leur niveau de puissance réduit qui permet d'élargir le marché des réacteurs nucléaires (soit en s'adaptant à des demandes modestes en puissance, soit en allant même jusqu'à proposer des réacteurs mobiles).
- leur conception modulaire qui permet une fabrication déportée en usine et un montage plus rapide.

L'effet de série joue donc potentiellement en faveur de l'économie de ces machines. Inversement, leur puissance réduite ne permet pas de disposer d'effet de taille, lequel joue de façon adverse en accroissant le coût au MW. Un autre inconvénient de ces réacteurs est le peu de maturité de la réglementation qui les encadre. Une partie des évolutions dans ce domaine reste à construire, par exemple en termes de certifications croisées. Enfin, la possible multiplication de ces machines dans des zones géographiques politiquement instables pourrait créer un risque qu'il

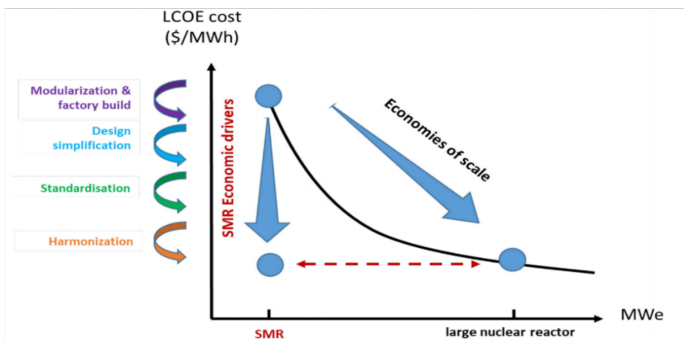
conviendra de prendre en compte très sérieusement.

L'économie des SMR est un sujet qui a donné lieu à de nombreuses publications, lesquelles restent pour la plupart spéculatives car les réalisations sont encore en devenir. La figure 23 explicite de façon générique leur équation économique.

**L'extrapolation vers les petites tailles d'un concept de gros réacteurs aboutirait, pour une diminution de la taille d'un facteur 10, à un renchérissement de l'ordre de 1,5 à 2,5 du coût au MW** pour les coefficients usuels du modèle de Chilton présenté précédemment. Une telle situation serait rédhibitoire pour l'essentiel du marché. Le nouvel intérêt dans les SMR réside dans la possibilité attendue de faire baisser les coûts via essentiellement deux approches. **La première est due au concept lui-même qui doit permettre de bénéficier des effets de série et de rythme dans des grandes usines capables de produire des quantités importantes**

**d'équipements préfabriqués, à assembler sur place.** Cette organisation serait aussi à même de réduire les temps de construction et donc de diminuer les intérêts intercalaires. **La seconde façon d'opérer est de simplifier les concepts, par rapport aux gros réacteurs.** Un exemple bien connu est celui des risques de fusion de la cuve des REP qui varient avec la puissance, rendant possible de se passer de récupérateur à corium pour les réacteurs de taille moyenne et faible. D'autres exemples ressortent des mécanismes de refroidissement par convection passive (sans pompe) de certains modèles. Une troisième voie souvent citée est la standardisation poussée des matériels, certains pouvant même être communs à plusieurs types de réacteurs ou équipements industriels. Enfin, l'harmonisation des cahiers des charges, normes, référentiels au sein de larges zones, voire sur le plan mondial, pourrait contribuer aux baisses de coûts souhaitées.

Figure 22 : Présentation qualitative des facteurs de baisse de coûts attendus pour les SMRs au



Il est extrêmement difficile de statuer à ce jour sur la pertinence économique de tel ou tel concept. Un des points difficiles est que le marché nécessite une certaine taille (un nombre d'unités d'au moins une dizaine) pour amorcer le développement de chaque concept, en garantissant un amortissement suffisant des études et des usines de préfabrication. A titre d'ordre de grandeur, on peut citer un objectif de coût de production actualisé d'une centaine d'euros/MWh<sup>67</sup>, pour de nombreux projets (avec un taux d'actualisation privé). Ce sujet sera plus clair dans une dizaine d'années.

Pour situer les SMR, il convient d'apprécier leur marché potentiel. Les études de l'OECD/NEA montrent que ces réacteurs devraient représenter, quelques dizaines de gigawatts d'ici le milieu de ce siècle, en restant dédiés à des « niches » spécifiques. Cela peut représenter plus de 100 réacteurs dans les prochaines décennies, et offre des belles opportunités à des concepts tels que le Nuward français.

#### 2.4.2. Réacteurs à neutrons rapides

Les RNR se déclinent en un assez grand nombre de technologies et de tailles : il existe par exemple plusieurs concepts SMR à neutrons rapides. Nous traitons ici des réacteurs de taille importante (supérieure à 600 MW). **L'avantage essentiel de ces technologies est qu'elles permettent, via le traitement et recyclage des combustibles et**

**l'extraction du plutonium formé en réacteur, de « brûler » près de 100 % de l'uranium naturel, alors que les réacteurs à neutrons lents (essentiellement réacteurs à eau, laquelle ralentit les neutrons pour faciliter la fission) n'en « brûlent » que de l'ordre du pourcent (David, 2005). Cette caractéristique permettrait d'exploiter à très grande échelle des réacteurs à fission pendant des centaines d'années sans risque d'épuisement des ressources.** En France, le CEA a beaucoup travaillé sur ces sujets et son institut d'économie, l'I-tésé a produit une importante littérature. Les principaux autres pays qui développent ces réacteurs sont le Japon, les Etats-Unis, la Chine, la Russie et l'Inde. La communauté mondiale qui travaille sur les concepts de 4ème génération, lesquels comprennent de nombreux RNR, est regroupée sous la bannière du 'Gen-IV International Forum' (GIF), lequel publie aussi des évaluations économiques de ces réacteurs. Par manque de place, nous nous restreindrons au cas français.

À ce stade, les réacteurs RNR industriels de 4ème génération n'existent pas encore, et il faudra au moins une vingtaine d'années pour que les premiers soient autorisés par les autorités de sûreté et construits. Les résultats des estimations actuelles du CEA et d'EDF sont que le coût de construction de ces réacteurs, pour une taille de 1000 à 1500 MW, pourrait être de 30% supérieur à celui des réacteurs à eau. Soit de l'ordre de 5000-6000

€/kW. Ces évaluations portent sur des réacteurs de série et devront être affinées au fur et à mesure de l'avancée des travaux de conception. Le cycle du combustible est toutefois moins onéreux, essentiellement car la consommation de matière fissile utilisera des stocks disponibles. Ainsi, comme le montrent (Devezeaux et al. 2012), il n'y a pas besoin de se fournir en uranium naturel pour alimenter ces réacteurs, les stocks actuels d'uranium appauvri issus de l'amont du cycle des réacteurs à eau étant suffisants pour des siècles. Au total, aux coûts actuels, le LCOE du MWh issu de RNR apparaît au moins 20% plus onéreux que celui des réacteurs de 3<sup>ème</sup> génération. Mais il ne faut pas en déduire que ces ordres de grandeur invalident définitivement cette famille de technologies par rapport à la troisième génération à eau. À long terme (de l'ordre de 50 ans et plus), il faut considérer les points suivants :

- la logique n'est pas obligatoirement de comparer un parc constitué en totalité de RNR à un parc de réacteurs à eau, mais aussi des parcs dits « symbiotiques » constitués de ces deux types de réacteurs permettant, pour un investissement en réacteurs minimal, de ne plus consommer d'uranium. Les RNR n'y sont par exemple qu'en minorité, de sorte que le coût total du parc (coût des seuls réacteurs) n'est pas beaucoup plus élevé, alors que le coût de cycle peut annuler la composante uranium.

- les RNR disposent d'avantages en termes de température de fluide et de flux neutronique qui peuvent leur permettre de rendre des services inaccessibles aux réacteurs à eau (fourniture de chaleur industrielle en particulier).
- la réoptimisation des RNR offre des potentiels plus larges que les réacteurs à eau, du fait de leur moindre avancement dans le cycle de l'innovation et le cycle de vie technique. Elle est en cours.

Il faut aussi considérer que des incertitudes importantes affectent les évaluations actuelles, ne serait-ce que parce que l'intérêt économique de ces machines ne se concrétisera pas, s'il se vérifie, avant la seconde moitié du siècle, comme le soulignent (Baschwitz et al. 2017). À un tel horizon, le paysage énergétique aura fortement évolué, tant en ce qui concerne les applications des réacteurs qu'en termes de performance de la concurrence, que relativement à des nouveaux optima à rechercher au sein des systèmes électriques et énergétiques ou enfin qu'en matière de technologies nucléaires elles-mêmes (nouveaux matériaux, modularité, calcul...). Pour simplifier, l'émergence de ces réacteurs dépendra au premier chef des coûts en capital et de la vitesse de renchérissement du poste combustible des réacteurs à eau, suite au renchérissement probable de l'uranium à l'horizon post 2050. En même temps, les autres déterminants du coût du nucléaire joueront leur

rôle, comme nous l'avons analysé pour le nucléaire « historique ». Le progrès technique, les évolutions des services rendus, les exigences de la sûreté, le coût de la main d'œuvre influenceront les coûts des parcs nucléaires et des autres composantes des parcs électriques. Toutes choses égales par ailleurs, si on retient que le prix de l'uranium devrait se monter à de l'ordre de 400 à 500\$/lb d'uranium pour déclencher un intérêt économique pour un parc mixte de réacteurs à eau et de RNR, le coût de production du parc nucléaire pourrait augmenter de l'ordre de 10% (CEA 2015). On conçoit qu'un tel écart, projeté dans la seconde moitié du siècle, ne représente pas grand-chose au regard de toutes les autres incertitudes sur les déterminants des coûts (et, a fortiori, des choix) à cet horizon. La compétitivité à long terme des RNR, au sein d'un parc mixte, est aujourd'hui impossible à anticiper avec pertinence. Il s'en suit que la recherche et le développement actuel dans ces technologies sont menés dans une logique assurantielle par des pays qui portent un intérêt affirmé au long terme, telle, nouvellement, la Chine qui a décidé de construire sa propre usine de recyclage du combustible et de développer une technologie chinoise de RNR.

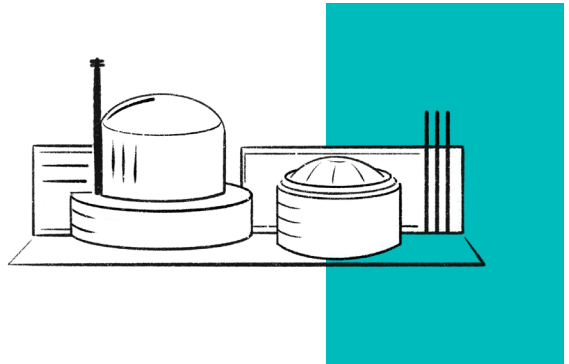
En résumé, les RNR de 4ème génération offrent des caractéristiques prometteuses à moyen et surtout long terme, mais leur développement restera minoritaire probablement jusqu'à la fin de ce siècle. Leur compétitivité

est encore mal connue du fait d'une maturité encore à construire dans le cadre de la génération à venir. De même, la physionomie des parcs électriques futurs qui accueilleront éventuellement ces machines, règles de marché comprises, est encore largement incertaine. Le CEA dans (CEA 2015) évalue leur marché potentiel à quelques dizaines d'unités au mitan du siècle, au sein de grands parcs ou d'éventuels « hubs » internationaux spécialisés dans les RNR et le cycle du plutonium afférent.

De nouveaux concepts de réacteurs fleurissent à la faveur notamment d'une nouvelle organisation industrielle et de l'arrivée de nombreuses start-up innovantes. Parmi ces concepts, les petits réacteurs modulaires (SMR) et les réacteurs à neutrons rapides (RNR) sont à des stades de maturité divers, certains étant déjà en construction, chacun ayant ses avantages compétitifs:

- Pour les SMR, leur taille permet d'élargir le marché en s'adressant à des demandes plus modestes en puissance ; leur conception modulaire doit permettre une fabrication en usine et un montage plus rapide, gisement d'économies potentielles malgré une perte de densité surfacique de puissance.
- Pour les RNR, leur capacité à consommer près de 100 % de l'uranium naturel via le traitement et recyclage des combustibles et l'extraction du plutonium ouvre la filière nucléaire à des perspectives de circularité et une grande pérennité (des centaines d'années de réserves) pour son approvisionnement en combustible.

Pour ce qui concerne le système électrique européen, la part de ces réacteurs devrait rester (très) modeste dans les prochaines décennies. Les principaux enjeux concernent ainsi les gros réacteurs de nouvelle génération (dont l'EPR2).





### 3. Les coûts systèmes et la compétitivité du nucléaire au sein d'un parc complet de production

Dans un premier temps, les limites intrinsèques d'évaluation par la (les) méthode(s) de coût de production (LCOE mais pas que) seront discutées. Ceci nous amènera à la présentation d'approches de chiffrage, dérivées du LCOE, plus complètes au sens où elles incluent les effets induits au niveau du système électrique<sup>68</sup>. Suivant cette perspective, où l'on reste aux bornes de la centrale mais où le point de vue est celui du gestionnaire de réseau, la compétitivité des EnRi par rapport au nucléaire à long terme est questionnée. Enfin nous verrons que pour comparer des scénarios d'ensemble, seule une approche holistique permettant d'établir un coût complet du système électrique (donc au périmètre du système électrique) autorise à tirer des conclusions pertinentes pour l'économie du futur mix électrique.

#### 3.1. Revue de deux méthodes pour tenir compte des coûts de systèmes aux bornes des centrales

L'intérêt de l'approche par le LCOE est de capturer les différentes composantes du coût de production d'une filière donnée, qui peuvent être de nature très différente (cf. encadré supra), et de les agréger dans un indicateur synthétique

largement éprouvé par la littérature. Toutefois, cet indicateur présente des inconvénients qui le rendent inutilisables lorsque le périmètre d'analyse est celui du système électrique.

**Du point de vue économique,** le LCOE est critiqué de certains spécialistes car il ne tient pas compte des spécificités de l'électricité comme d'un bien dont la demande et une partie de l'offre (celle relative à la production fatale des EnRi) varient. Confrontée à de telles variations sur l'offre et la demande, la valeur d'usage de l'électricité produite par une centrale pilotable moyennée sur une année et celle produite par une éolienne ou du solaire PV n'est pas la même. Il suit qu'il y a une dissymétrie de traitement dans l'approche par le LCOE, puisque que l'on calcule le coût des EnRi (qui participe à la variabilité côté offre) de façon homogène au coût des moyens conventionnels pilotables -nucléaire, fossiles, hydraulique- qui, au contraire participe à la pilotabilité de l'offre d'électricité. Dit autrement, la critique se développe autour de l'argument suivant : l'électricité pilotable a plus de valeur que de l'électricité « fatale » (ou « must run ») car les services qu'elle rend au système électrique ont une valeur économique. Cette valeur est d'ailleurs d'autant plus grande

que la part de production variable est importante.

**Du point de vue de la technique,** reprenons les arguments de RTE : « le LCOE ne prend pas en compte les conséquences de l'insertion de chaque filière sur le système électrique, en particulier s'agissant des besoins de flexibilité et de réseau. Or, en pratique, l'insertion d'un parc éolien, d'un parc solaire, d'une centrale hydraulique ou d'un réacteur nucléaire n'entraîne pas les mêmes conséquences sur le système et occasionne, à des degrés divers, des coûts spécifiques (besoins de flexibilité et de stockage pour assurer la sécurité d'approvisionnement, raccordement, renforcement du réseau) qu'il convient d'intégrer à l'analyse.<sup>69</sup> ».

Ces spécificités contraignent souvent à des commentaires à la marge sur la différence des services rendus au système : « tel moyen permet de faire du suivi de charge », « tel moyen induit un coût en batterie supplémentaire », « tel moyen est pourvoyeur de flexibilité sur différents horizons de temps » etc. Des décisions qui relèvent d'un choix technico-économique risquent alors d'apparaître tributaires d'une interprétation langagière et de devenir l'objet de débat politique sans fondement économique suffisant. C'est précisément à cet enjeu - apporter des éléments quantitatifs sur les coûts systèmes pour chaque technologie de production - que répondent les approches dérivées du LCOE, à savoir le VALCOE et le SLCOE.

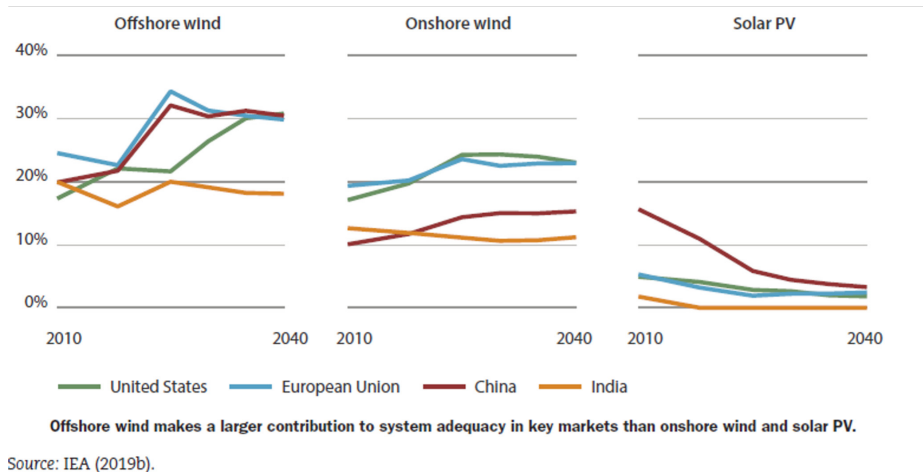
### 3.1.1. Reconstitution des coûts de systèmes par le calcul ex post

Le VALCOE, notion qui a notamment été popularisée par Jan Keppler à l'OECD/NEA, est l'acronyme de 'Value-Adjusted LCOE'. Elle consiste, comme son nom l'indique, à ajuster pour chaque technologie de production d'électricité la valeur du LCOE en fonction des services rendus par la technologie au système électrique durant une année de production dans un système électrique donné. Cette méthode se fonde donc sur un calcul réalisé ex post. La prise en compte de ces services au système dans un indicateur économique est rendu possible par un cadre théorique qui les décline suivant qu'ils portent sur l'énergie, la capacité ou la flexibilité en une certaine valeur. On parle alors de valeur de l'énergie (E), valeur de la capacité (C) et valeur de la flexibilité (F)<sup>70</sup>.

**La valeur d'énergie** d'une technologie de production est définie comme la moyenne du prix de marché pondérée par la production, lorsque la technologie produit de l'électricité auquel on ôte le prix de marché moyen du système électrique. Dans un système électrique libéralisé comme en Europe où le prix de marché est fixé par la centrale marginale, plus une technologie de production est disponible aux heures de plus forte demande, plus elle profitera de prix de marché élevé et verra sa valeur d'énergie augmenter. La valeur d'énergie peut être négative : par exemple en capturant l'effet de « cannibalisation<sup>71</sup> » produit par

une part croissante des EnRi dans les systèmes électriques libéralisés qui fait tendre les prix de marché vers zéro.

Figure 23 : Crédit de capacité pour les EnRi dans le monde (source : IEA-NEA, 2021)



**La valeur de capacité** d'une technologie de production est définie comme sa capacité à contribuer à l'adéquation de l'offre avec la demande d'électricité. Elle est calculée comme le produit du crédit de capacité avec la valeur de la capacité 'a priori'. Le crédit de capacité, donné en pourcentage, traduit le taux de disponibilité, statistiquement observé, d'un groupe technologique pour produire de l'électricité lors des périodes de tension d'équilibre offre-demande. En France par exemple, la méthodologie de calcul se base sur les jours PP1 et PP2<sup>72</sup>. Pour les centrales nucléaires, et les autres centrales pilotables, ce crédit est de 95 %. Il est de l'ordre de 10 % pour les EnRi (figure 24). La valeur de la capacité 'a priori'

dépend du système électrique et de l'année de production mais est indépendante de la technologie. Elle estime le prix de la capacité que les consommateurs sont prêts à payer pour éviter les délestages, qui en terme technique correspond à une situation où la demande totale d'électricité dépasse l'offre agrégée. Cet indicateur est évidemment fonction du profil de la demande dans l'année.

Plus fondamentalement on parle de 'Value of Lost Load' (VoLL) définie par le paquet sur les énergies propres de l'Union européenne (UE) comme le prix maximum en €/MWh qu'est prêt à payer le consommateur pour de calculer la valeur de capacité. Pratiquement, on pourra prendre la

valeur de la capacité comme égale au prix fixé sur le mécanisme de capacité.

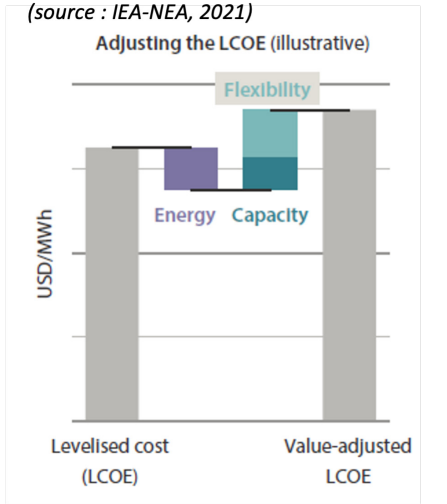
**La valeur de flexibilité** est définie comme la valorisation des services (hors énergie et puissance) rendus au système électrique comme les réglage de la tension et les réglages de fréquence (le mécanisme d'ajustement en France pour le réglage de la fréquence à 50 Hz en fait partie) ou, dans certains systèmes électriques des Etats-Unis, les volants d'inertie pour le lissage de la production intermittentes des énergies fatales. Avec une pénétration accrue des EnRi sur le long terme et des réseaux électriques dont la physique ne changera vraisemblablement pas, la valeur de tels services augmentera considérablement (IEA-NEA, 2021).

valeur d'énergie, de capacité et de flexibilité ; ces valeurs peuvent être positives comme négatives.

- *Limites de l'indicateur*

Il faut rappeler que le VALCOE a été développé par l'AIE pour ses besoins propres, c'est à savoir guider les décisions d'investissement dans le système énergétique. Aussi la valeur du VALCOE n'a aucune signification intrinsèque. Son usage doit rester cantonner à une approche comparative où l'on cherche à établir un interclassement économique des moyens de production. En outre, la formule du VALCOE suppose que le système électrique dans lequel on se place est libéralisé (c'est une hypothèse largement raisonnable), mais surtout qui dispose d'un mécanisme de capacité, ce qui contraint fortement son domaine de validité.

**Figure 24 : Construction du VALCOE**  
(source : IEA-NEA, 2021)



Le VALCOE s'obtient comme la somme algébrique du LCOE, de la

### 3.1.2. Reconstitution des coûts de systèmes par un modèle d'optimisation

Le SLCOE<sup>73</sup>, introduit conceptuellement dans (Ueckerdt et al., 2013), vise à fournir un coût complet des EnRi par empilement des coûts de production et des coûts d'intégration (dont on donne une définition précise infra). La méthode est très différente du calcul du VALCOE en ceci qu'elle repose sur une estimation des coûts d'intégration qui est endogène à un modèle d'optimisation global du système électrique (optimisation tant dans le dispatch que dans les

investissements liés au réseau et à la gestion de l'intermittence). Comme proposé par les auteurs, une façon de calculer ces coûts d'intégration est de faire varier la capacité installée d'une technologie par rapport à un scénario de référence (par exemple l'éolien), puis de faire tourner la routine d'optimisation. En comparant les coûts du scénario de référence avec ce nouveau système, on peut en déduire les coûts d'intégration de la technologie testée en faisant des simplifications. Par exemple on supposera ex ante que le coût de renforcement du réseau est linéaire en la capacité d'EnRi. Ou encore, pour les coûts liés à la surproduction, en assimilant la production réduite à une capacité installée équivalente (qui a un coût)<sup>74</sup>.

- *Décomposition des coûts d'intégration*

**Les coûts d'adaptation du réseau** (essentiellement la connexion). L'enjeu essentiel pour le réseau électrique historiquement centralisé, c'est-à-dire partant de grands hubs de production -les centrales conventionnels- vers les lieux de consommation -les villes-, est d'accueillir les EnRi qui se caractérisent notamment par leur aspect local ce qui implique de créer de nouvelles lignes pour pallier leur intermittence de bénéficier de complémentarité en les raccordant entre elles, tout en maintenant l'équilibre du réseau. Par ailleurs les réseaux devront également s'adapter à l'essor de flux non plus seulement descendants mais

également ascendants : du réseau de distribution vers le réseau de transport ; par exemple, pour évacuer la production de certaines unités renouvelables locales à des points de consommation inatteignables par le réseau de distribution dans lequel est injectée l'électricité initialement. Enfin la gestion des contraintes du réseau devient critique dans un mix avec beaucoup d'EnRi où le risque de congestion est accru, ce qui induit des coûts de 'redispatching'<sup>75</sup>.

### **Les coûts d'équilibrage du réseau.**

L'enjeu ici est de maintenir à court terme un équilibre entre l'offre et la demande. Dans les faits, le gestionnaire surveille et maintient à des niveaux standards de fonctionnement les caractéristiques physiques du réseau : la tension et la fréquence principalement. En France, RTE dispose de plusieurs outils : les réserves primaires et secondaires et le mécanisme d'ajustement. Les inévitables erreurs de prédiction en J-1 (la veille) de la production « fatale »<sup>76</sup> et les changements en temps réel de la puissance injectée par les EnRi dans le réseau appelle à de plus en plus de flexibilité capable d'opérer en quelques minutes voire en quelques secondes pour absorber l'excédent de production ou au contraire la compenser.

### **Les coûts d'adéquation.**

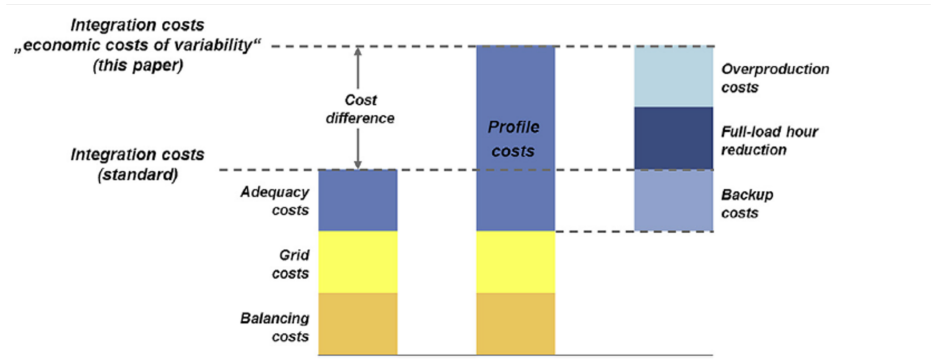
L'adéquation peut être définie comme l'équilibre à long terme entre la capacité de production installée et le profil de la demande d'électricité. En théorie, dans un système

conventionnel, le signal prix permet de décider s'il faut ou non investir dans de nouvelles capacités. Si la demande excède très souvent l'offre disponible, les prix seront en moyenne élevés, donc les rentes infra-marginales élevées, donc les profits élevés : ainsi, le marché appelle à investir dans de nouvelles capacités. Au contraire si l'offre excède la demande, certains centrales non rentables fermeront ou seront mises sous cocon dans l'attente de condition économique plus favorable. Or avec les EnRi, la situation se complique : **d'une part, les prix de marchés sont tirés vers le bas** (cf. supra) ce qui ne crée pas (ou moins) d'espace économique propice à l'investissement ; **d'autre**

**part, la valeur de capacité est très faible pour les EnRi** (cf. 3.1.1.), dit autrement elles contribuent peu à la réduction de la demande aux heures de consommation les plus élevées. Sans en être l'unique déterminant, le cumul de ces deux effets a poussé au développement des mécanismes de capacité qui sont un coût supplémentaire.

Dans la définition des coûts d'intégration, les coûts d'adaptation et d'équilibrage du réseau sont conservés, mais les coûts d'adéquation sont remplacés les coûts économiques de l'intermittence, les coûts « profil » (figure 25).

Figure 25 : Les coûts d'intégrations du SLCOE (source : Ueckerdt et al., 2013)



Pour expliquer ce que sont les coûts « profil », les auteurs de l'étude construisent la fiction d'un monde dans lequel la production des EnRi est déterministe. Même dans ce cas, la variabilité intrinsèque du vent (éolien) et du soleil, alors connue avec certitude, induirait des coûts de « profil », qui comprennent trois composantes.

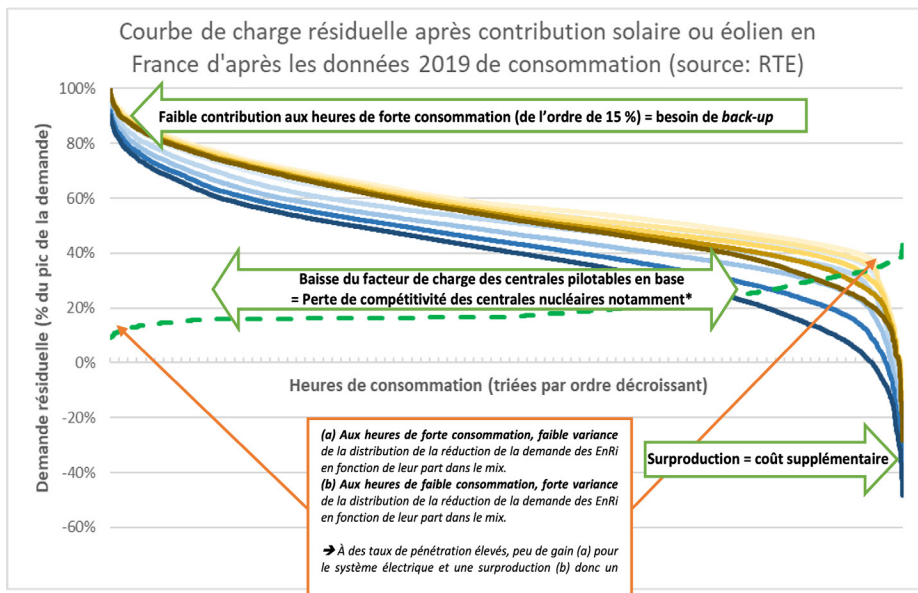
- i. **Les coûts liés à la surproduction**, qui induisent des coupures ou écrêtage ou des besoins de stockage supplémentaire. En effet la capacité EnRi installée, est largement surdimensionnée pour répondre aux heures de plus faible demande.
- ii. **Les coûts liés au faible « crédit de capacité »**, ce qui appelle à un

besoin de capacité de « back-up » (au travers du mécanisme de capacité par exemple).

iii. Les coûts liés à la **réduction de la production des centrales en base et en semi-base**. Or nous avons vu la compétitivité des centrales nucléaires est sensible au facteur de charge.

Nous illustrons ces trois effets sur un exemple réel dans la figure 26 qui reprend les données de la production solaire et éolienne et de la demande pour l'année 2019 (source : bases de données de RTE).

Figure 26 : Illustration des coûts « profil » sur les données en France en 2019



- Eolien x 1
- Eolien x 2
- Eolien x 3
- Eolien x 4
- Eolien x 5
- Solaire x 1
- Solaire x 2
- Solaire x 3
- Solaire x 4
- Solaire x 5
- Ecart max

\* = moindres performances économiques imposées aux autres moyens de production (et potentiellement au système électrique dans son ensemble) = coût supplémentaire

Indication de lecture : Éolien x 1 = 1 fois la production éolienne en 2019. Éolien x 2 = 2 fois la production éolienne en 2019, etc.

Écart max = « À une heure de consommation donnée, quel pourcentage supplémentaire de la demande est couvert par un parc éolien ou solaire avec 5 fois plus de capacité par rapport au parc éolien ou solaire de 2019 ? ». Par exemple, à l'heure de plus forte consommation en 2019, un parc éolien avec 5 fois plus de capacité aurait couvert 10 % de la demande relative en plus que le parc actuel. Au contraire, à l'heure de plus faible consommation, l'écart est de 45 %. Cette courbe permet d'apprécier la dispersion de la contribution des EnRI qui décroît en sigmoïde à mesure que la demande croît.

## SLCOE

Le SLCOE ( $SLCOE_{EnRi}$ ) se définit (en reprenant les notations de Ueckerdt *et al.*, 2013) comme la somme des coûts marginaux d'intégration que nous noterons  $\Delta$  et des coûts marginaux de génération des EnRi, notés  $\overline{LCOE}_{EnRi}$ . En notant  $p$ , la part de production des EnRi (en %), on a :

$$SLCOE_{EnRi}(p) \stackrel{\text{def}}{=} \Delta + \overline{LCOE}_{EnRi} \quad (1)$$

$$\text{où } \Delta \stackrel{\text{def}}{=} \left. \frac{dC_{int}}{dE_{EnRi}} \right|_{EnRi=p} \quad (2)$$

L'équation (2) s'interprète comme la variation du coût total d'intégration ( $C_{int}$ ) engendrée par une part de la production électrique des EnRi ( $E_{EnRi}$ ) passant de  $p$  à  $p+dp$ . Pour définir le SLCOE dans (1), il faut définir  $\Delta$ , c'est-à-dire d'après (2),  $C_{int}$ .

On peut décomposer le coût total ( $C_{total}$ ) et l'énergie totale produite ( $E_{total}$ ) comme suit :

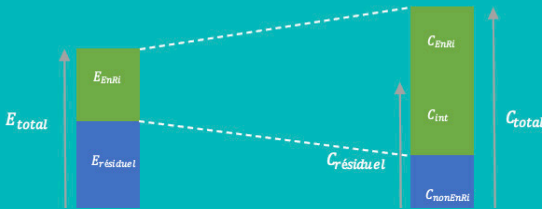
$$\begin{cases} C_{total} = C_{EnRi} + C_{résiduel} \\ E_{total} = E_{EnRi} + E_{résiduel} \end{cases} \quad (3)$$

Dans un système sans EnRi ( $p=0$ ), on aurait trivialement  $C_{total}(EnRi=0) = C_{résiduel}$  et  $E_{total}(EnRi=0) = E_{résiduel}$ .

Les coûts d'intégration doivent, puisqu'ils ne sont pas compris dans les coûts de génération d'EnRi ( $C_{EnRi}$ ), émerger dans les coûts résiduels ( $C_{résiduel}$ ).

$$C_{résiduel} = C_{nonEnRi} + C_{int}$$

Le schéma ci-dessous illustre la situation et reprend les éléments mentionnés. En bleu sont représentés l'énergie et les coûts associés aux moyens conventionnels et en vert ceux associés aux EnRi.



Par un argument géométrique, on obtient :

$$C_{nonEnRi}(p) = \left( \frac{E_{résiduel}(p)}{E_{total}(EnRi=0)} \right) \times C_{total}(0) \quad (4)$$

En reprenant (3) et (4) :

$$C_{total}(p) = C_{EnRi}(p) + C_{int}(p) + \left( \frac{E_{résiduel}(p)}{E_{total}(0)} \right) \times C_{total}(0)$$

$$\Leftrightarrow C_{int}(p) = C_{total}(p) - \frac{E_{résiduel}(p)}{E_{total}(0)} \times C_{total}(0) - C_{EnRi}(p)$$



$$\Leftrightarrow C_{int}(p) = C_{total}(p) + \left\{ \frac{E_{EnRi}(p)}{E_{total}(0)} - 1 \right\} \times C_{total}(0) - C_{EnRi}(p)^{77}$$

Puis avec (1) et (2) :

$$sLCOE_{EnRi} = \frac{d}{dE_{EnRi}} \left( C_{total}(p) - \frac{E_{résiduel}(p)}{E_{total}(0)} \times C_{total}(0) - C_{EnRi} \right) + \overline{LCOE_{EnRi}}$$

$$\Leftrightarrow sLCOE_{EnRi}(p) = \frac{dC_{total}}{dE_{EnRi}} \Big|_{EnRi=p} + \frac{C_{total}(0)}{E_{total}(0)} - \frac{dC_{EnRi}}{dE_{EnRi}} \Big|_{EnRi=p} + \overline{LCOE_{EnRi}}(p)$$

Puisque la quantité  $\frac{dC_{EnRi}}{dE_{EnRi}}$  n'est rien d'autre que  $\overline{LCOE_{EnRi}}$ , on obtient :

$$sLCOE_{EnRi}(p) = \frac{dC_{total}}{dE_{EnRi}} \Big|_{EnRi=p} + \frac{C_{total}(0)}{E_{total}(0)} \quad (5)$$

Il est très difficile de construire une forme analytique de la fonction  $C_{total}(EnRi)$  et de sa dérivée. L'optimum de pénétration des EnRi (noté  $p^*$ ) dans le système électrique, cette dérivée est nulle. Ainsi suivant ce modèle micro-économique, à l'optimum on a alors :

$$sLCOE_{EnRi}(p^*) = \frac{C_{total}(0)}{E_{total}(0)} = LCOE_{conventionnel} \quad (6)$$

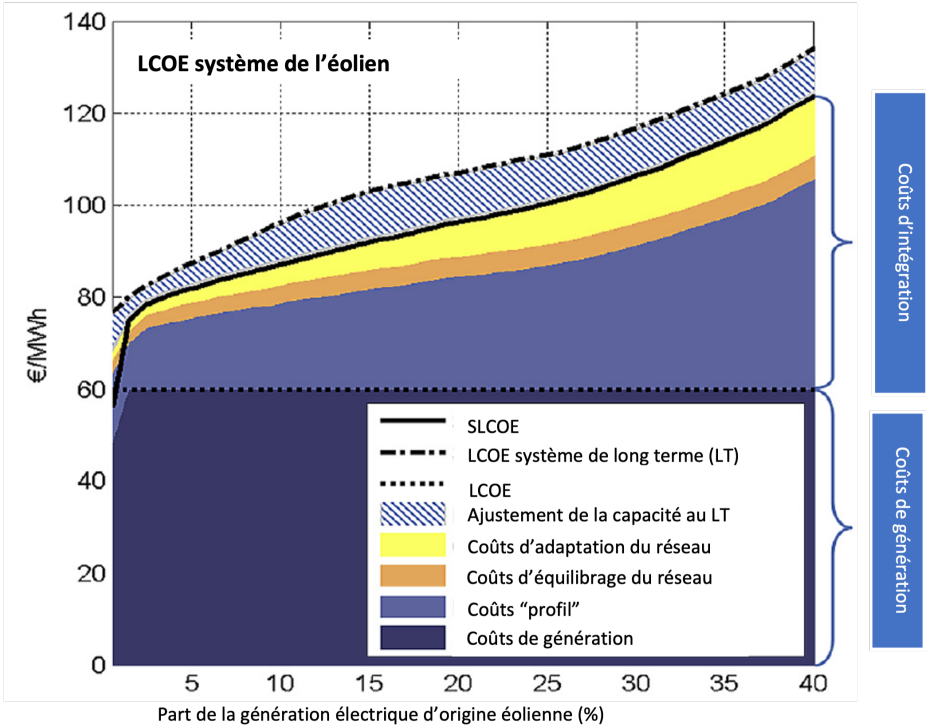
Dit autrement, à l'optimum de pénétration des EnRi dans un système électrique, le LCOE système de EnRi vaut le LCOE du système conventionnel, ce que schématise la figure 33, pour un mix français EnR nucléaire (la capacité hydraulique étant considérée comme constante).

- *Un exemple de calcul du SLCOE pour l'éolien terrestre*

Les auteurs de l'étude ont mis en œuvre leur modèle sur les données réelles des gestionnaires de réseau allemands pour la production solaire et éolienne de 2011 au pas de temps du quart d'heure, les résultats sont présentés dans la figure 27. **Il faut noter que les données sur les coûts de production de l'éolien sont obsolètes et ont connus des baisses significatives depuis (IEA-**

**NEA, 2021)**. En revanche ce que la figure 27 permet de saisir, au moins qualitativement, est que les coûts d'intégration unitaires augmentent avec la part de capacité éolienne. Plus précisément ce sont les coûts « profils » qui croissent, les coûts d'équilibrage et d'adaptation du réseau étant quasi constants.

Figure 27 : SLCOE de l'éolien terrestre en Allemagne en 2011 (source : Ueckerdt et al., 2013)



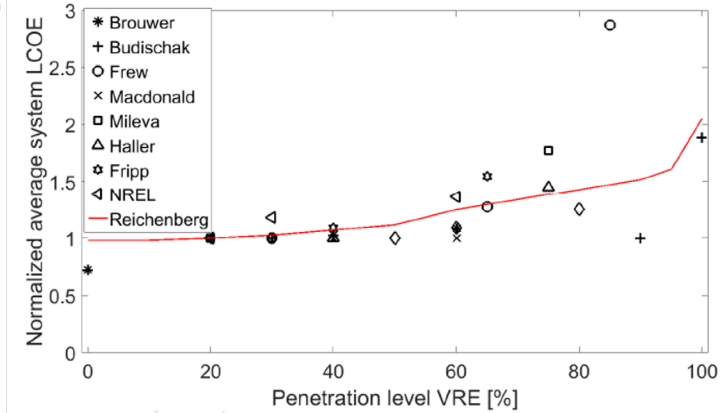
- *Métanalyse du SLCOE des EnRi à différents taux de pénétration*

(Reichenberg et al. 2018)

(Reichenberg et al. 2018) réalisent une comparaison de plusieurs études des SLCOE des EnRi<sup>78</sup> calculés à différents taux de pénétration pour différents systèmes électriques dans le monde. Les résultats sont normalisés de sorte que le coût normalisé à 25% de pénétration des EnRi<sup>79</sup> vaille 1 (figure 28). Notons que la NREL, le principal laboratoire national américain sur les énergies renouvelables, propose un coût -les triangles sur le graphique à 30, 60 et 75% de part d'EnRi- systématiquement supérieure à l'estimation continue en rouge

La littérature scientifique semble ainsi consensuelle sur un point : les coûts marginaux d'intégration<sup>80</sup> des EnRi augmentent graduellement jusqu'à des taux de pénétration autour de 50-60 % puis augmentent considérablement au-delà de 60 % ; à des taux élevés (> 80 %) de pénétration des EnRi, les coûts d'intégration peuvent doubler le coût de production des EnRi.

Figure 28 : Comparaison du SLCOE en fonction du taux de pénétration d'EnRi (source : Reichenberg et al. 2018)



Les symboles réfèrent aux études dont les résultats sont présentés : Brouwer et al. (2016), Budischak et al. (2013), Frew et al. (2016), Macdonald et al. (2016), Mileva et al. (2016), Haller et al. (2012), Plessman et Blechinger (2017), Fripp (2012) et NREL = Hand et al. (2012).

- Comparaison des coûts de systèmes EnRi-nucléaire

**En comparaison, les coûts de systèmes du nucléaire sont faibles, de l'ordre 0 à 2 €/MWh (Samadi, 2017).** Une première partie de ce bon résultat est due aux coûts de connexion qui sont généralement « concentrés » (du fait de la taille des installations) et bien maîtrisés via un positionnement historique des réacteurs à proximité des lignes à très haute tension dans un système électrique centralisé.

Dans le cas où ce n'est pas possible (par exemple à Flamanville), les coûts peuvent être plus importants. Une seconde partie de ce résultat est due à l'inertie mécanique des alternateurs des centrales nucléaire, laquelle contribue très fortement à stabiliser le réseau à très court terme. Une troisième partie est due à la

flexibilité des réacteurs nucléaires, laquelle est souvent ignorée. L'OECD-NEA lui a consacré un rapport entier (NEA, 2012b).

**Les performances du nucléaire de puissance sont comparables à celles de grosses centrales à énergie fossile, comme les centrales à cycle combiné gaz. Le gradient de puissance peut atteindre 5% par minute.** C'est ce qui contribue actuellement de façon très significative à l'accompagnement de la montée en puissance des énergies variables non pilotables et stabilise grandement, grâce au nucléaire français, la plaque électrique européenne.

Dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables variables (ou intermittentes, dites EnRi), la prise en compte des coûts de système qu'elles induisent est nécessaire. Ces coûts portent principalement sur les coûts d'adaptation du réseau, les coûts d'adéquation et les coûts d'équilibrage du réseau. Leur prise en compte (via des concepts comme le VALCOE ou le SLCOE) peut bouleverser la hiérarchie des choix obtenue par le seul coût actualisé (ou LCOE).

### 3.2. Contribution du nucléaire à la compétitivité du mix électrique à long terme

Les approches dérivées du LCOE (dont les stratégies d'implémentation sur ordinateur sont parfois très complexes, chemin d'intégration, relaxation de contraintes dans le plan d'optimisation etc.) présentés ci-dessus permettent effectivement de donner une valeur économique plus complète au développement des technologies de production en intégrant les effets de systèmes rendant ainsi la comparaison « par technologie » moins lacunaire de la politique énergétique. Elles permettent d'identifier les technologies les moins chères à développer à la marge d'un système électrique. A ce titre elles conviennent pour guider les politiques énergétiques sur le court ou le moyen terme, à supposer que les changements de production et de consommation restent marginaux. En revanche, pour comparer le coût complet de scénarios énergétiques sur « l'ensemble de la chaîne production-flexibilité-réseau à l'échelle de la collectivité » (RTE, 2021) sur des horizons de temps qui laissent à voir des perspectives de changement

majeur sur la consommation et la production d'énergie (électrification des usages, réindustrialisation etc.), un indicateur « par technologie » présente des limitations méthodologiques intrinsèques :

- **d'allocation des coûts** (IEA-NEA, 2021) : comment déterminer (ou justifier) quelle technologie porte tels coûts systèmes et à quelle hauteur ?
- **de normativité sur le facteur de charge** (RTE, 2021) : le facteur de charge des groupes de production doit être endogène à l'optimisation économique globale du système électrique<sup>81</sup>.
- **de lacune à l'évaluation des couplages sectoriels** (IEA-NEA, 2021) : par exemple les enjeux de 'Power-to gaz-to power'.

Pour ces raisons, seule une approche holistique du système électrique permet d'apporter des éléments de réponse à des questions comme « Combien coûte le système électrique français dans son ensemble ? » ou « Quel mix de production pour la France est pertinent économiquement ? » ; c'est le cas de la méthode des coûts complets du système électrique employée par RTE dans les « Futurs

énergétiques 2050 » (figure 29). Cet exercice de chiffrage économique nécessite un outil d'optimisation global ainsi d'un ensemble de données et d'hypothèses (pour le futur) assez nombreuses et complexes, comme l'état des systèmes connectés

en Europe ou les statistiques météorologiques et pluviométriques. Les logiciels ANTARES de RTE, CRYSTAL d'Artelys ou CONTINENTAL d'EDF sont parmi les outils les plus éprouvés et reconnus dans ce domaine.

Figure 29 : Les principales méthodes de chiffrage économiques (source : RTE, 2021)

	<b>LCOE</b> <i>Levelized cost of energy</i>	<b>VALCOE</b> <i>Value-adjusted LCOE</i>	<b>Coût complet du système électrique</b>
<b>Description</b>	Ensemble des coûts actualisés (CAPEX, OPEX...), rapportés à l'énergie produite actualisée sur la durée de vie de l'installation	Ensemble des coûts actualisés (CAPEX, OPEX...), rapportés à l'énergie produite actualisée sur la durée de vie de l'installation, ajustés selon le service rendu au système dans lequel elle est intégrée	Approche holistique du système électrique en comptabilisant les coûts complets annualisés de l'ensemble des filières de production mais également des besoins de flexibilité et de réseau
<b>Périmètre</b>	À l'échelle de l'installation de production	À l'échelle du système de production d'électricité (équilibre offre-demande)	À l'échelle du système électrique complet (équilibre offre-demande et réseau)
<b>Avantages</b>	Rend comparable des technologies de production ayant des caractéristiques variées (répartition CAPEX/OPEX, durées de vie, facteurs de charge)	Rend comparable des technologies de production rendant différents services au système électrique (flexibilité, capacité et réserves)	Rend comparable des mix de production selon leurs besoins de flexibilité et de réseau
<b>Inconvénients</b>	Ne prend pas en compte les conséquences de l'insertion de chaque filière sur le système électrique, en particulier s'agissant des besoins de flexibilité et de réseau  Déterminé à partir d'hypothèses normatives sur le facteur de charge	Ne prend pas en compte les conséquences de l'insertion de chaque filière sur le réseau  Déterminé à partir d'hypothèses normatives sur le facteur de charge	Complexe à restituer par rapport à des indicateurs par technologie

### 3.2.1. Aspects méthodologiques importants de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE

L'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE, publiée en Octobre 2021, analyse six scénarios de production capables de répondre à une hausse de la demande d'électricité de l'ordre de 35 % d'ici 2050 (passant de 480 à 645 TWh<sup>82</sup> d'électricité consommée), nécessaire pour atteindre la neutralité carbone. Trois mettent l'accent sur les renouvelables, trois conservent un nucléaire fort, avec, la construction de 8 à 14 EPR2 d'ici 2050 (le détail est donné en annexe 10). L'approche du chiffrage économique des scénarios de production de RTE annualise l'ensemble des coûts du système en tenant compte de la durée de vie des actifs de production via un amortissement économique sur leur phase d'exploitation. Cette approche, objet d'un consensus avéré lors de la phase de consultation publique de l'étude, aboutit à un coût complet annualisé du système électrique dans son ensemble pour les différents scénarios.

#### - Périmètre des coûts du nucléaire

Le périmètre des dépenses intégrées à l'analyse recouvre celles sur « l'ensemble du cycle de vie de l'installation: développement, construction, exploitation, maintenance, combustible, démantèlement et gestion des déchets à long terme ».

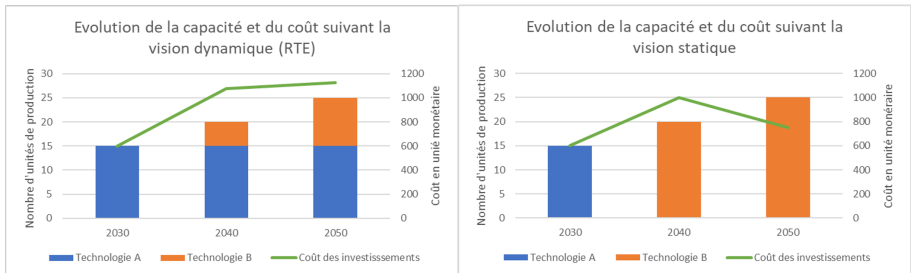
Pour le nucléaire, il n'y a aucun coût caché : l'analyse intègre les coûts de gestion du combustible utilisé, ceux

des déchets nucléaires et ceux liés à la déconstruction des installations (qui concernent les renouvelables également).

#### - Importance de la logique temporelle

La logique temporelle adoptée dans l'étude se veut dynamique (pluriannuelle<sup>83</sup>) et non pas statique. Cette logique comptabilise les coûts des capacités au moment de l'investissement et permet d'intégrer les évolutions de coûts des technologies dans l'analyse ainsi que les changements des autres variables macro. L'objet de l'analyse de RTE n'est donc pas de déterminer un mix optimal pour une année donnée (2050) mais plutôt, partant des trajectoires d'investissements des différents scénarios, de fournir un indicateur du « coût complet collectif d'utilisation du système électrique en 2050 [...] et non le coût des nouvelles installations à cette échéance. La figure 30 ci-après illustre les deux visions sur un cas d'école donné en annexe 9.

Figure 30 : Impact de la logique temporelle sur la composition et le coût d'un scénario de production à un horizon de temps donné (annexe 9)



Pour le nucléaire, les trajectoires de coût retenues par RTE (de 5400 €/kW pour les premiers EPR2 à 4500 €/kW pour les EPR2 de série, à partir de la troisième paire) prévoient un gain de 17 %. Pour les EnRi, la baisse des coûts CAPEX, qui fait globalement consensus, se poursuit jusqu'à horizon 2050. Suivant la trajectoire médiane, cela donne une réduction des CAPEX pour les différentes filières : entre 35 et 40 % pour le solaire, 30 % pour l'éolien terrestre, 45 % pour l'éolien en mer posé, 40 % pour l'éolien en mer flottant. **Compte tenu de cette forte diminution des coûts des renouvelables, la logique temporelle adoptée par RTE est particulièrement pertinente puisqu'elle intègre le fait que la capacité renouvelable se déploie incrémentalement et non pas instantanément lorsque les coûts (eux-mêmes tributaires du rythme de déploiement) seront plus faibles à l'horizon de 2050.**

des scénarios par l'approche des coûts complets du système électrique n'intègre pas les externalités positives ou négatives. Notons toutefois que RTE a mené, parallèlement à l'analyse économique, une analyse sociétale et une analyse environnementale de ses scénarios.

### 3.2.2. La compétitivité au sein du mix

Il aurait été difficile de placer cette partie 0 sans faire référence à un ensemble de scénario de production, c'est pourquoi nous faisons le choix de traiter de ce point méthodologique ici. Le point dont il est question dans la suite est le suivant : comment capturer la compétitivité du nucléaire au sein d'un parc complet de production électrique alors que le chiffrage porte sur le parc complet ? En s'appuyant sur les scénarios de production de RTE, la réponse se fait en deux temps.

- Les externalités ne sont pas intégrées à l'analyse économique

- Est-ce que construire de nouvelles capacités nucléaires permet de baisser les coûts du système électrique ?

L'approche de chiffrage économique

**Dans un premier temps**, il faut se demander si l'inclusion du nucléaire dans le mix de production du futur améliore les performances économiques du parc électrique, c'est-à-dire, diminue ou non les coûts complets annualisés. Concrètement, s'il existe un mix électrique, incluant du nucléaire, systématiquement moins cher que toutes les autres configurations de mix sans nucléaire, au sens des coûts complets, alors le nucléaire est une option compétitive pour le mix futur de production électrique.

Dit autrement, se passer de nucléaire serait sous-optimal du point de vue économique.

Evidemment il est impossible de traiter toutes les configurations possibles de mix électrique sans nouveau nucléaire. Dans son étude, RTE se concentre sur trois scénarios :

i. **Le M0**, scénario 100 % EnR à horizon 2050 avec une production à la fois centralisée et raccordée au réseau de transport et une production décentralisée (petites installations) raccordée au réseau de distribution. Le développement des EnRi est poussé à des niveaux très élevés.

ii. **Le M1**, scénario où la répartition des EnRi est diffuse sur l'ensemble du territoire. La production est portée par le solaire PV. A l'horizon 2050, 13 % de l'électricité est d'origine nucléaire (prolongation de l'existant).

iii. **Le M23**, scénario où la production renouvelable est concentrée dans des grands parcs suivant une logique d'optimisation. A l'horizon 2050, 13 % de l'électricité est d'origine nucléaire.

Ces trois scénarios offrent une partition relativement exhaustive des configurations de mix électrique envisageables sans construction de nouveaux réacteurs nucléaires dans le contexte français (avec les gisements particuliers d'éolien terrestre, en mer et de solaire) et l'opportunité de prolongation du parc actuel à des coûts extrêmement compétitifs (cf. §1.1.). L'analyse des résultats des coûts des différents scénarios permettra ou non de conclure à la compétitivité du nucléaire pour le futur mix de production.

- *Si oui, combien faut-il construire de réacteurs (et de quelle type/technologie) ?*

**Dans un deuxième temps**, pourvu que le nucléaire soit compétitif et, si tant est qu'un optimum économique existe, reste la question de savoir dans quelle proportion un scénario « nucléarisé » est compétitif : quelle est la part de nouveau nucléaire (NN) dans la production qui réalise ce minimum de coût ? L'existence d'une zone minimum de coût nous paraît pouvoir être ici justifiée en raisonnant sur les scénarios de production de RTE :

i. **Pour les EnRi**. L'analyse des coûts des scénarios sans NN permet de conclure sur la configuration optimale afférente aux renouvelables, le seul degré de liberté sur les EnR étant, en première approximation, le choix entre une répartition diffuse (M1) vs. des grands parcs (M23). M23 étant moins cher (cf. infra), c'est la



configuration des grands parcs qu'il faut examiner. Les parts relatives des différentes énergies étant constantes.

ii. **Pour le nucléaire**, les variables sont la prolongation au-delà de 60 ans des réacteurs existants, la construction de nouveaux réacteurs EPR2 et celle de SMR. Evidemment, le domaine de définition de ces variables est limité<sup>84</sup>. On peut alors supposer que pour un même niveau de production nucléaire dans une optique d'optimisation des coûts, il faut en gros prolonger le plus possible, puis construire le plus possible (dans la limite de ce qui est industriellement possible) d'EPR2 et enfin compléter par des réacteurs avancés types SMR suivant la faisabilité industrielle. Cette construction en couche de la capacité nucléaire se retrouve pour partie<sup>85</sup> dans les scénarios « N » de RTE. Ce schéma unidimensionnel d'intégration de la capacité nucléaire permet de conclure sinon à l'unicité mais à l'existence d'une plage de configurations de mix économiquement optimaux.

Comme précédemment, il est impossible de couvrir l'ensemble des configurations de mix incluant du NN. RTE a travaillé à l'élaboration de trois scénarios associant NN et EnRi de renouvelables.

i. **Le N1** qui est une trajectoire basse de construction de nouveaux EPR2 avec 8 réacteurs mis en service par paire et tous les 5 ans entre 2035 et 2050. Cette montée en charge permet d'atteindre 26% du mix de production en 2050.

ii. **Le N2**, scénario où 14 EPR2 sont mis en service entre 2035 et 2050 pour atteindre 36 % de la production d'origine nucléaire en 2050.

iii. **Le N03**, scénario où le parc actuel est exploité le plus longtemps possible et le développement de la filière nucléaire plus important. 14 EPR2 et quelques SMR sont construits. En 2050 le mix est 50 % nucléaire – 50 % EnR.

Ces trois scénarios correspondent grosso modo à des mix électriques dans lesquels la production d'origine nucléaire en 2050 (y.c. la prolongation des réacteurs existants) est respectivement de 1/4, 1/3 et la moitié de la production totale d'électricité. RTE n'explore pas de scénarios avec une production supérieure, par exemple 60 % ou 70 % comme aujourd'hui ; pour autant, son travail vise à fournir des trajectoires dont la mise en œuvre est, sur le plan industriel, réaliste. Le scénario N03 correspond déjà à un scénario de développement avancé du nucléaire compte tenu de l'état actuel de la filière (cf. supra). Dans ce cadre, l'interclassement des scénarios « nucléarisés » sur critère de coûts ne permettra pas de conclure quant à la quantité de production électronucléaire optimale dans le parc du futur.

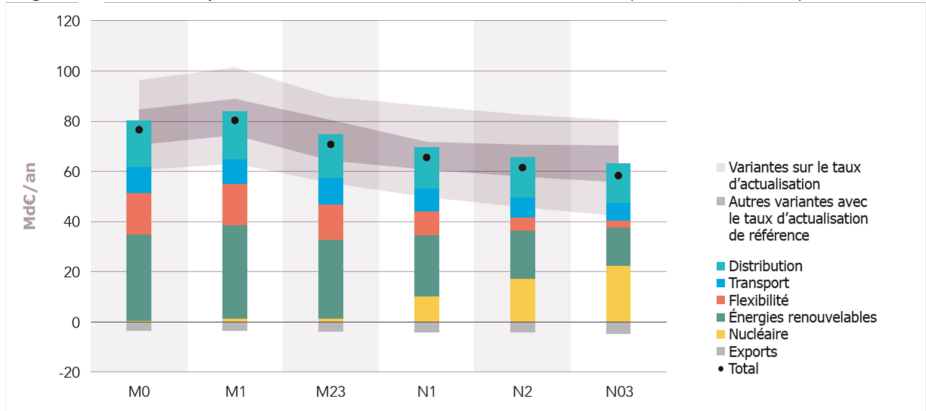
### 3.2.3. Résultats de l'étude « Futurs énergétiques 2050 »

Ce paragraphe reprend les principaux résultats de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE qui ont trait à la filière nucléaire, dans le but

de répondre à la question déployée précédemment en deux temps : un parc de production électrique futur avec du nouveau nucléaire est-il compétitif et, le cas échéant, dans quelle proportion ? Dit autrement, suivant une logique d'optimisation économique à l'échelle du parc, faut-il construire de nouveaux réacteurs et si oui combien ? Soucieuse de la scientificité de son analyse et attentif au biais de confirmation<sup>86</sup>, la Sfen conseille la lecture du chapitre 11 de RTE sur l'analyse économique pour compléter la lecture de l'analyse qui suit. En outre, nous faisons le choix de nous concentrer sur les scénarios de RTE et non pas ceux de l'ADEME pour une raison principale. Alors que les analyses de RTE repose sur le croisement de six mix de production avec trois scénarios de demande, ce qui revient à avoir une attitude agnostique (ou neutre). Dans le cas des scénarios de l'ADEME, les mix de production et les scénarios de demande sont coconstruits construits autour d'une philosophie d'ensemble « cohérente » (société plus ou moins sobre, gouvernance plus ou moins centralisée, « low tech » vs. pari technologique, etc.). Seul le scénario S3 permettrait de tirer des enseignements dans ses variantes « EnR offshore » et « nucléaire ». En l'occurrence, le scénario avec NN est moins cher de 9 milliards d'euros sur la trajectoire 2020-2060, alors même que l'actualisation est de 7,5 % pour le nucléaire contre 5,25 % pour l'offshore - ce qui pénalise fortement la compétitivité du nucléaire, cf. supra.

La figure 32 présente les coûts annualisés à l'horizon 2060 des six scénarios de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE suivant les hypothèses de références et suivant des variantes modulées par le taux d'actualisation retenu pour les moyens de production. Même à considérer les variantes (détails en figure 33, cf. infra), les scénarios NN sont plus compétitifs que les scénarios sans nouveaux réacteurs. En comparant le scénario M23 (le moins cher sans NN) avec le scénario N2 ou N03, nous pouvons estimer le gain de compétitivité obtenu de l'ordre de 10 Mds€/an. L'option de prolongation et de construction permet un gain de l'ordre de 20 Mds€/an (M1 vs. N03). Au sein des scénarios sans NN, M23 est le moins cher. Ainsi, même avec un rapprochement des lieux de production et des lieux de consommation qui permet des gains liés à l'usage du réseau de transport, la répartition diffuse des installations (scénario M1) ne compensent pas le coût des flexibilités et celui des coûts de production du solaire PV sur petites toitures plus élevés que les autres technologies d'EnRi.

Figure 31 : Coûts complets annualisés des scénarios à l'horizon 2060 (source : RTE, 2021)

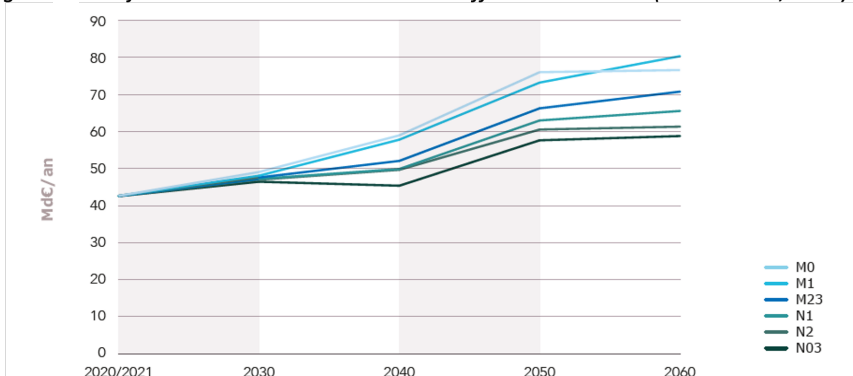


Par ailleurs, l'analyse des trajectoires d'évolution des coûts des scénarios (figure 32) permet de conclure que dès 2030, des divergences s'observent entre les scénarios « nucléarisés » et ceux sans NN ; ces divergences étant liés à l'échéancier de fermeture des réacteurs existants. **Ce résultat corrobore l'enseignement sur la très grande compétitivité de la prolongation des réacteurs à 60 ans et au-delà – dans le scénario N03, la prolongation au-delà de 60**

**ans permettrait même de réduire les coûts du système électrique entre 2030 et 2040.** Le déploiement des EPR2 en série à compter de 2040 explique la croissance des coûts. Puis, dès 2050, ces coûts sont stabilisés jusqu'en 2060, l'essentiel des dépenses du nucléaire intervenant à la construction (cf. supra). **En conclusion, puisque le nucléaire, prolongé et nouveau, réduit les coûts du système électrique à moyen et long terme, il est compétitif.**

NOTE SFEN - NOVEMBRE 2022

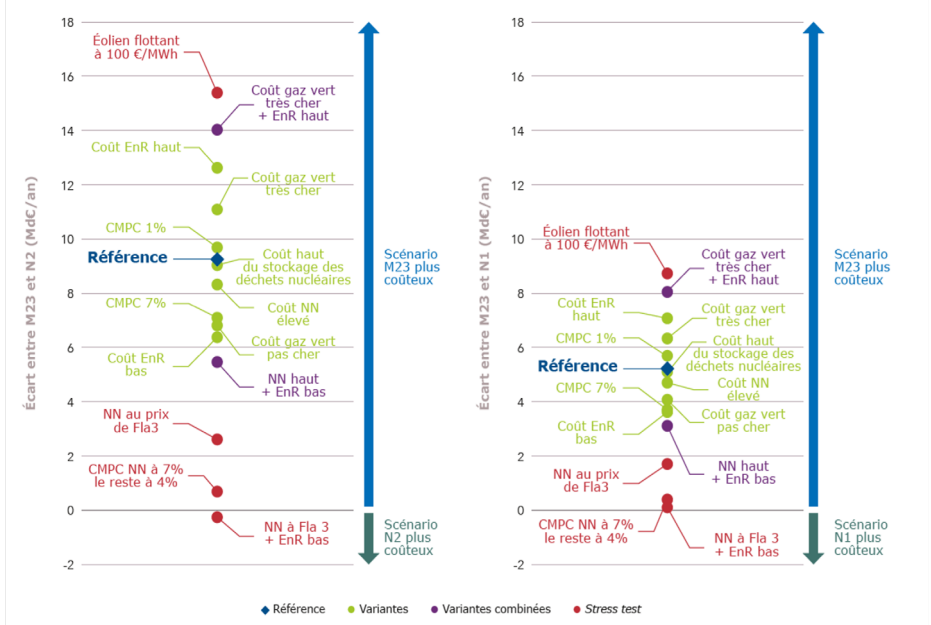
Figure 32 : Trajectoire des coûts annualisés des différents scénarios (source : RTE, 2021)



Enfin, un résultat supplémentaire que l'on tire de l'étude est celui de la robustesse de la compétitivité du nucléaire dans le mix de production futur vis-à-vis des hypothèses de la trajectoire de référence : la figure 33 présente la différence des coûts entre le scénario sans NN le moins cher -M23- et les scénarios N1 et N2. Il y apparaît que dans la très grande majorité

des variantes étudiées, le nucléaire reste une option compétitive. Sauf à considérer, dans le scénario N2, les configurations très spécifiques liées au coût de construction et au financement du nucléaire (NN à Fla 3) conjuguées à un coût des EnR bas (en particulier sur l'éolien où l'incertitude est grande comparée au solaire PV). Même dans ce cas, l'écart reste très faible et le scénario N1 compétitif.

Figure 33 : Différence des coûts complets annualisés du scénario M23 et des scénarios N1 et N2 suivant plusieurs variantes (source : RTE, 2021)



### 3.3. Synergies et complémentarités entre nucléaire et EnR

Au départ, l'association d'énergies bas-carbone nucléaire et renouvelables n'a pas été conçue comme telle. Les effets de systèmes au sein de parcs avec une part élevée d'EnR provoquent, nous l'avons vu, des coupes dans la production des réacteurs nucléaires (figure 26). Ceux-ci ne sont plus appelés une fraction du temps, dès lors que les éoliennes et les panneaux solaires fournissent la totalité de la demande à coût variable nul. Ces phénomènes, inhérents à la répartition temporelle de la production et à sa variabilité, provoquent une baisse du coefficient de production (taux d'utilisation) du nucléaire et une hausse de son coût de production (cf. §1.5.2.). Inversement, les services rendus par le nucléaire pendant les heures de forte demande résiduelle (demande totale défalquée de l'énergie des EnR) ont une valeur supérieure et le nucléaire devrait être rémunéré en conséquence. On observe que si la montée en régime des EnR est rapide, qui plus est en situation de faible croissance (ou de baisse) de la demande moyenne, le parc ne peut se réajuster et la perte en énergie du nucléaire devient une perte « sèche » pour l'exploitant.

Mais dans la dynamique de long terme, il apparaît une forme de convergence entre ces énergies, comme le montre la figure 34, qui représente des valeurs moyennes des coûts (production + système) du nucléaire et des EnR (éolien et

solaire à parité) pour un pays comme la France (avec 20% d'hydraulique), à l'horizon 2050. On constate que les courbes de coût se croisent dans une zone autour de 15 à 45% d'EnR, en énergie. **Cette figure montre à nouveau qu'on ne peut se contenter d'aborder les parcs futurs via les LCOE, mais aussi que les coûts de système sont contingents, et qu'ils varient fortement en fonction des taux de pénétration, notamment.**

La courbure de droite est en particulier sensible à des facteurs tels que la contrainte globale de décarbonation, le caractère ouvert ou non du réseau électrique étudié ou les limites des gisements hydrauliques ou EnR en fonction de l'énergie annuelle. Le résultat majeur de ces approches est que le minimum de coût est atteint pour un mix comprenant des EnR et du nucléaire.

**Il corrobore la mise en évidence de plusieurs formes de complémentarité entre le nucléaire et les EnR variables, les EnR (Devezeaux & Brière 2017).**

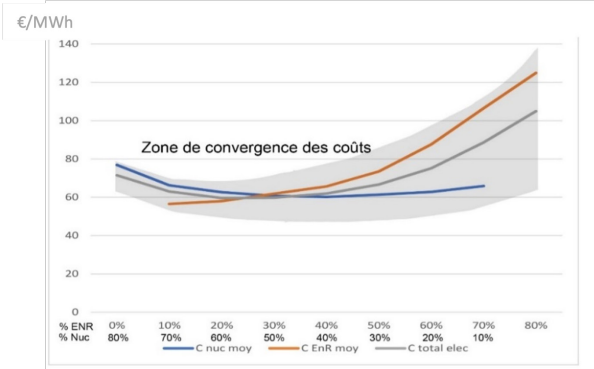


Figure 34 : Ordre de grandeur des coûts de production du système électrique dans une configuration EnR + nucléaire, en France, à horizon 2050

source : Devezeaux, 2022

NB : la capacité hydraulique est constante.

Sur la base d'une étude du MIT<sup>87</sup>, la NEA, dans une note de juin 2020<sup>88</sup>, a produit un graphique (figure 35) donnant une vision stylisée plus complète que la figure 34. D'une telle représentation, nous tirons deux conclusions qui corroborent largement ce qui a été dit précédemment (notons qu'il s'agit du prix de l'électricité et non du coût) :

- D'une part, à intensité carbone identique, un parc de production avec des réacteurs nucléaires produit

une électricité moins chère qu'un parc de production sans réacteurs nucléaires.

- D'autre part, le prix de l'électricité d'un système reposant uniquement sur du renouvelable pour décarboner sa production croît exponentiellement, là où la complémentarité EnR/nucléaire permet de stabiliser le prix.
- Enfin, s'il fallait encore le préciser, tous les scénarios de décarbonation incluent une part de renouvelables.

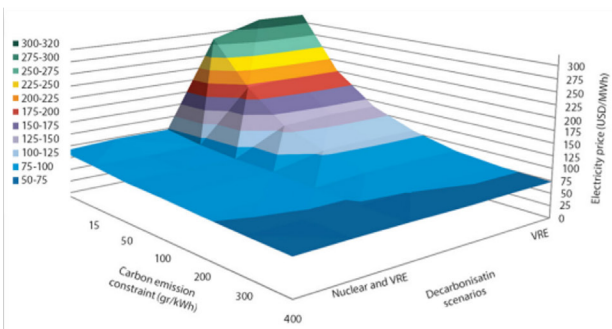


Figure 35 : Prix de l'électricité en fonction de l'intensité carbone de l'électricité et de la part entre renouvelables et nucléaire dans la production

Source : NEA, 2020 d'après Sepulveda et al. (2016)

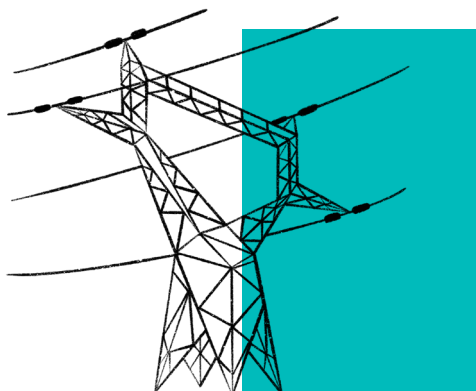
---

À l'horizon 2050, il est très probable que l'optimum économique du parc électrique français bas carbone soit un mix comportant des EnRi et du nucléaire, dans des proportions à définir, mais comportant au moins 30 à 40% de nucléaire (et probablement plus). A ce sujet, l'étude prospective « Futures énergétiques 2050 » de RTE atteste que :

- Quelle que soit les hypothèses, sauf cas très spécifique, les systèmes les moins chers comportent tous une part de nucléaire (avec une production de 50 % pour le moins cher des mix en hypothèses centrales). En particulier, la valeur des premiers pourcentages de nucléaires au sein de parcs essentiellement composés d'EnRi est très importante. Ceci est entre autres dû aux coûts des flexibilités qui diminuent significativement avec la prise en compte de quelques réacteurs (cf. études SLCOE).
- Construire un programme de nouveau nucléaire en France permet de limiter le risque de non-atteinte des objectifs climatiques dû aux incertitudes techniques et industriels.

Cette étude, ainsi que d'autres, fournit un rationnel solide militant pour la construction d'un programme de nouveau nucléaire en France disponible à la fin du parc actuel.

---



## 4. Élargir le périmètre d'analyse au-delà du système électrique

Les résultats présentés jusqu'ici se réfèrent au système marchand. Même si l'externalité « climat » est présente, elle l'est via un prix du carbone qui existe effectivement en Europe. De même, les coûts de systèmes électriques, s'ils ne pèsent pas par nature sur les agents qui les génèrent, existent bel et bien et occasionnent des destructions de valeur qui se traduisent sur les comptes d'agents du secteur électrique et entraînent des hausses de coûts et de prix (sauf à supposer que les agents sont durablement subventionnés).

Toutefois, il existe des coûts – essentiellement externes – qui ne jouent sur aucun marché et pénalisent des agents qui peuvent être totalement étrangers aux systèmes électriques. Citons les émissions de polluants et leurs impacts sur la santé, l'impact sur la biodiversité, les accidents, les distorsions de certains marchés (comme celui du travail local), les impacts d'image des sites producteurs d'électricité (sur la production agricole, le prix des maisons...), la consommation de biens publics comme l'eau... Il est possible – mais souvent très délicat – de tenter de quantifier ces coûts et de proposer d'évaluer un coût social complet (ou « full cost ») de l'électricité. (Devezeaux, 2022) en donne un bref aperçu (cf. Chapitre 3 Les coûts de production de l'électricité du nucléaire, J.-G. Devezeaux de

Lavergne pp 101-162, tiré de l'ouvrage mentionné en note 8.)

Dans cette partie, nous commencerons par établir l'empreinte environnemental du nucléaire sur quelques indicateurs clefs (empreinte énergétique, intensité carbone et empreinte matière) que l'on mettra en perspective avec l'empreinte des autres sources d'électricité. Enfin, nous fournirons quelques ordres de grandeur sur les coûts totaux du nucléaire, du gaz et des EnRi. **Ces travaux seront complétés dans une publication ultérieure par une analyse plus détaillée du coût environnemental du nucléaire existant en service.**

### 4.1. Comparaison de l'empreinte environnemental du nucléaire avec d'autres énergies sur différentes empreinte énergétique et matière des moyens de production d'électricité

Avant d'évoquer un tel exercice, nous proposons d'illustrer un sujet qui prend de plus en plus d'importance : celui de la consommation d'énergie en amont de la production : il s'agit essentiellement de l'énergie « grise » nécessaire à la construction des infrastructures. De même, la consommation de matières (notamment les métaux rares, mais pas seulement) est digne d'intérêt.



### 4.1.1. L’empreinte énergétique

Ainsi, réduire l’empreinte énergétique du secteur électrique (‘Energy Return On Investment’ ou EROI) suppose, à production électrique fixée, de réduire la quantité d’énergie nécessaire à la production d’une unité d’électricité. En substance, l’EROI d’une filière électrique désigne le ratio entre l’électricité produite par la filière durant toute sa durée d’exploitation et l’énergie requise durant les phases de construction-démantèlement, de maintenance et celles relatives

aux combustibles (extraction, préparation, retraitement). Un ratio inférieur à 1 serait un non-sens puisque la production ne payerait même pas sa « dette » en énergie « empruntée ». Le tableau 4 reprend les résultats d’une étude<sup>89</sup> de référence sur l’EROI publiée en 2013 (citée plus de 250 fois).

La filière nucléaire en France<sup>90</sup> présente l’EROI le plus élevé de l’ordre de 100 :1 ; puis vient l’hydraulique, les centrales fossiles avec **un EROI 4 fois plus faibles** et enfin les EnRi - solaire PV et éolien terrestre (onshore).

Tableau 4 : EROI de différents moyens de production d’électricité

Intensités partielles et totales (Energie amont / Electricité produite) et EROI									
source	centrale	CC gaz	nucléaire		éolien	hydro fil	solaire PV		
Weisbach & al.2013	charbon	fossile	biogaz	(1)	(2)	terrestre	de l’eau	ferme	
construction	0,30%	0,07%		0,22%		6,0%	1,91%	25%	
maintenance	1,06%	0,03%		0,30%		0,14%	0,08%	0,00%	
combustible	2,08%	3,45%	27%	0,81%	0,42%	0%	0%	0%	
intensité TOTALE	3,44%	3,55%	27%	1,33%	0,94%	6,1%	1,99%	25%	
<b>EROI (1/intensité)</b>	<b>29:1</b>	<b>28:1</b>	<b>3,7:1</b>	<b>75:1</b>	<b>106:1</b>	16:1	50:1	4,0:1	
avec back-up (stockage) pour l’intermittence							4:1	35:1	2,3:1

nucléaire, technique d’enrichissement : (1) en moy.dans le monde avant 2013, (2) 100% centrifugation gazeuse

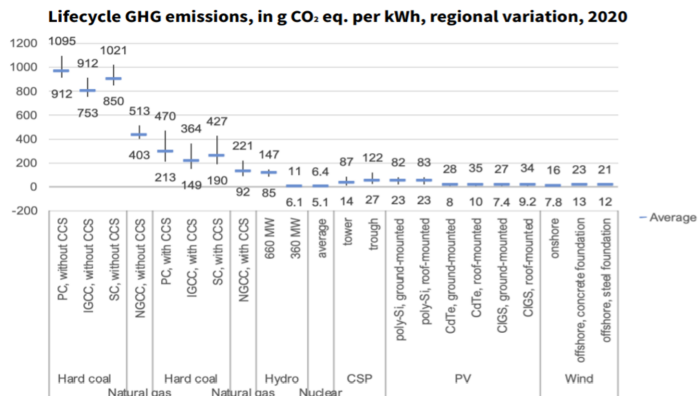
La filière nucléaire est ainsi extrêmement dense énergétiquement, ce qui constitue indéniablement un atout.

### 4.1.2. L’intensité carbone

Ainsi, réduire l’intensité carbone du secteur électrique (Energy Return on Investment ou EROI) suppose, à production électrique fixée, de réduire les émissions de GES, notamment celles qui sont liées à la construction des installations. Là encore la filière nucléaire est particulièrement compétitive à l’aune

de ce critère des émissions : le GIEC, en 2014, donne en analyse du cycle de vie complet (ACV) 12 gCO<sub>2</sub>eq./kWh. **En France, EDF a réalisé la plus récente étude d’ACV sur l’intensité carbone du parc nucléaire existant donnant un chiffre de 3,7 gCO<sub>2</sub>eq./kWh<sup>91</sup>.** Au niveau européen, une étude menée par la Commission Economique des Nations Unies pour l’Europe<sup>92</sup> arrive à la conclusion que le nucléaire est l’outil de production électrique le moins carboné : de 5,1 à 6,4 gCO<sub>2</sub>eq./kWh (figure 36). En prenant des valeurs médianes, le nucléaire émet de l’ordre de 30 fois

Figure 36 : Emissions de GES en ACV de différents moyens de production d'électricité



moins de GES qu'une centrale au gaz naturel avec un système de capture et de séquestration du carbone (CCS).

### 4.1.3. L'empreinte matière

On peut aussi considérer la consommation de matières dans la phase amont de la production d'électricité. Issu de l'analyse de diverses sources, le tableau 5 fournit l'intensité matière pour différentes filières de production (inverse de l'empreinte matière), c'est-à-dire la quantité de matière nécessaire à la production d'une unité d'énergie électrique. L'ampleur radicale des contrastes pose des questions qu'il est difficile d'aborder dans une analyse succincte. La référence est ici la filière à eau pressurisée pour le nucléaire et la filière silicium-cristallin pour le solaire PV au sol.

Concernant les matériaux structurels (plusieurs millions de tonnes utilisés dans le monde chaque année) tels

que le béton, l'acier, l'aluminium ou le cuivre, et au-delà de certains contrastes, le nucléaire apparaît deux à trois fois plus économe (ramené au kWh produit) que l'éolien ou le PV en fermes terrestre, et deux fois moins économe que le fossile sans CCS. Les compositions sont évidemment contrastées (verre et silicium spécifiques du PV, etc.). Sur les autres matériaux, au-delà des spécificités propres à chaque filière, le nucléaire apparaît 10 à 100 fois plus économe que l'éolien ou le solaire PV. Avec une pénétration accrue des EnRi dans les systèmes électriques (partant, le besoin croissant de flexibilité) et l'électrification des usages, l'enjeu sur les ressources portera vraisemblablement sur le cuivre, le lithium et le cobalt. Concernant le cuivre, le nucléaire apparaît respectivement 20, 2000 et 100 fois plus économe que **l'éolien terrestre, l'éolien maritime et le solaire PV.**

Tableau 5 : Intensité matière de différents moyens de production d'électricité

Intensité matérielle, en grammes par GWh électrique produit durant la vie de l'équipement											ratio extrac.*
matériaux structurels	nucléaire		éolien terrestre		éolien maritime		PV ferme au sol		fossile +CCS	hydro	
	min	max	min	max	min	max	min	max			
béton	1 583 200 w	1 583 200 w	7 412 700 j	8 197 400 i	11 500 i	2 777 100 j	1 705 600 i	2 202 800 j	834 200	28 990 200	3,8%
Acier	1 394 600 w	1 394 600 x	2 700 i	2 103 600 j	3 805 700 i	6 223 400 x	2 032 300 i	2 464 100 j	336 900 x	663 700	0,8%
verre			132 800 i	145 400 j	92 600 j	151 200 i	1 683 900 j	2 540 300 i			0,5%
plastique			82 600 j	244 500 i	52 600 j	1 701 900 i	312 100 j				
Aluminium	298 x	595 x	28 718 i	60 307 j	18 286 j	23 577 i	272 177 j	689 514 i	3 209 x	12 895 x	0,8%
Cuivre	179 x	2 381 x	31 230 i	53 845 j	34 286 j	4 357 851 i	166 935 j	254 031 i	578 x	+4 441 x	2,2%
Chrome	1 271 x	1 271 x	9 423 j	12 259 x	4 251 x	6 000 j	68 226 x	68 226 x	2 092 w	5 689 x	0,2%
Silicium							145 161 j	254 031 i			1,9%
Zinc			97 819 x	98 717 j	62 286 x	62 857 j	50 806 x	50 806 x		1 517 x	1,4%
<b>TOTAL (arrondi)</b>	<b>2 979 500</b>	<b>2 982 000</b>	<b>7 798 000</b>	<b>10 916 000</b>	<b>4 081 500</b>	<b>15 303 900</b>	<b>6 437 200</b>	<b>8 523 800</b>	<b>1 174 900</b>	<b>+ 6 500</b>	<b>29 678 000</b>
<b>Autres matériaux</b>											
Argent	24 x	24 x					726 j	1 089 w			2,5%
Etain	15 x	15 x	1 615 x	1 615 x	1 029 x	1 029 x	12 048 x	12 048 x			3,3%
Magnésium										379 x	0,0%
Manganèse			1 023 x	14 179 j	651 x	9 029 j			24 135 w	759 x	0,1%
Molybdène	211 x	211 x	1 956 j	6 013 x	1 246 j	3 829 x	7 258 x	7 258 x	51 w	948 x	5,2%
Nickel	762 x	762 x	7 664 x	7 897 j	4 880 x	5 029 j	65 322 x	65 322 x	7 348 w		2,1%
Niobium	6 x	6 x	682 x	682 x	434 x	434 x			642 w		1,3%
Plomb	12 x	12 x			3 408 343 i	3 408 343 i	1 415 x	1 415 x		1 138 x	7,6%
Tungstène	15 x	15 x									0,05%
Terres rares	3 x	3 x	72 x	790 j	2 331 x	2 731 j					0,4%
Vanadium	3 x	3 x	1 615 x	1 615 x	8 000 x	8 000 x	73 x	73 x	642 x		4,1%
Zircon.-Haffn.	95 x	95 x									0,02%
<b>TOTAL (arrondi)</b>	<b>1 150</b>	<b>1 150</b>	<b>14 630</b>	<b>32 790</b>	<b>3 426 910</b>	<b>3 438 420</b>	<b>86 840</b>	<b>87 210</b>	<b>+ 32 800</b>	<b>3 220</b>	

source : i = Irena 2019, j = JRC 2020, x = Watari et al 2019, Vidal 2019, w = WNA 2020.

\* ratio usage total / extraction mondiale

Cases vides : non mentionnées. Min = Maxi : une seule valeur fournie

## 4.2. Extrapolation pour un coût complet

Au-delà de ces considérations libellées en unités physiques (unités de masse essentiellement), la question se pose de généraliser ces approches, et de les rendre commensurables, via un système de prix. Ceci pour se rapprocher de la notion de full cost évoquée précédemment. En parallèle, se pose la question du périmètre du chiffrage socio-économique comme l'élément décisif qui permet de juger de la compétitivité des moyens de production, en particulier celle du nucléaire. Les trois externalités présentées ci-dessus, qui pour partie se recouvrent entre elles, constituent des coûts externes aujourd'hui non intégrés dans les marchés ou au mieux

pris en compte, mais de manière insuffisante – par exemple avec la mise en place d'un marché du carbone<sup>93</sup>. D'autres impacts aux coûts réels existent : ceux sur la biodiversité au travers de l'artificialisation, ceux sur les emplois. Le lecteur intéressé pour enrichir la notion de compétitivité du nucléaire de ces aspects environnementaux et sociaux, pourra se référer aux publications de la Sfen, afférente à ces thèmes<sup>94</sup>. Etablir un référentiel commun pour traduire ces externalités en coûts et pouvoir agréger ces coûts (alors homogènes) est un exercice difficile et constitue le plus grand obstacle à un chiffrage complet du coût social des différentes filières. À cause de ces points méthodologiques délicats, le coût social complet constitue un horizon

(ou une asymptote) auquel le coût économique (celui des marchés) doit tendre en s'enrichissant du travail des chercheurs en économie.

Le tableau 6, issu de (Devezeaux, 2022) propose de cumuler les coûts passés en revue dans cette note. Il s'agit d'en examiner les ordres de grandeur. L'auteur s'est placé à un horizon de type 2030 à 2040, et a utilisé des sources européennes<sup>95</sup>. Le taux d'actualisation retenu (4%) positionne cet exercice dans une logique de coût public. Il s'agit bien entendu de donner des ordres de grandeur. Les intervalles de confiance sont eux-aussi, par nature, indicatifs<sup>96</sup>.

Les résultats, qu'il faut prendre avec une certaine circonspection, montrent toutefois la bonne position du nucléaire. Ils illustrent que, même si les hypothèses de coût que nous avons retenues pour cette énergie sont plutôt prudentes, la prise en compte des coûts de systèmes (ici pour des niveaux de pénétration de l'ordre de 30%) et des coûts externes devrait situer durablement cette énergie au sein des composantes du mix bas carbone. C'est aussi le résultat obtenu par Samadi (2017), qui identifie le nucléaire comme l'une des sources de production les moins chères : pour lui, le nucléaire y est l'énergie de moindre coût en Europe et aux USA, avec 64 €/MWh dans les deux cas, dès lors qu'on actualise à un taux proche des taux publics (pour lui 3%) et que l'on ne décide pas d'imputer des coûts de profil aux productions en base (ce qui est l'option la plus

neutre économiquement, cf. supra). Pour Samadi encore, l'éolien onshore y arrive en seconde position<sup>97</sup>, ce qui est le résultat que nous obtenons ici<sup>98</sup>. Mais il faut examiner d'abord ces chiffres en prenant en compte leur ordre de grandeur et les incertitudes associées. D'ailleurs, les évolutions technologiques vont se poursuivre et les valeurs vont évoluer. Au premier ordre, il apparaît que nous sommes dans une perspective de convergence des principales énergies électriques bas carbone, dont les plages de coûts se recouvrent largement. Il faut aussi garder en tête que, si une famille de technologies devait être absente du mix, les coûts des technologies restantes augmenteraient à cause de coûts de systèmes croissants avec leur part croissante, et en fonction de la saturation des meilleurs sites.

Tableau 6 : Synthèse des coûts totaux (en euros/MWh) raisonnablement quantifiables de production d'électricité pour 4 technologies. Les ordres de grandeurs présentés s'appliquent à l'Europe à l'horizon post-2030 (pour une exploitation de plusieurs décennies) (nb : actualisation LCOE à 4%)

	Nucléaire	Fermes Solaires	EnRi on shore	Gaz (CCGT)
<b>LCOE</b>	50 (+/- 10)	45 (+/- 15)	45 (+/- 10)	50 (+/- 5)
<b>Coûts système</b>	2 (+/- 2)	25 (+/- 10)	20 (+/- 10)	2 (+/-2)
<b>Climat</b>	6 (+/-3)	24 (+/-20)	6 (+/-3)	245 (+/-150)
<b>Santé (hors accidents)</b>	<1	4 (+/- 3)	<1	3 (+/-2)
<b>Terrain et bruit</b>	<1	<1	5 (+/-3)	<1
<b>Accidents majeurs</b>	2 (+/-2)	<1	<1	<1
<b>Autres externalités</b>	8 (+/-5)	8 (+/-5)	5 (+/-3)	5 (+/-3)
<b>Total</b>	68 (+/-12)	106 (+/-28)	81 (+/-15)	305(+/-150)

Qu'il s'agisse d'empreinte énergétique ou d'empreinte matière, le nucléaire présente un bilan nettement avantageux par rapport aux EnRi. Relativement aux fossiles, l'avantage compétitif se situe au niveau de l'intensité carbone de l'électricité produite, largement à l'avantage du nucléaire, même à le comparer avec une centrale au gaz avec CCS.

La prise en compte d'autres coûts externes dans un indicateur monétaire, au-delà de l'impact climatique et des coûts de systèmes, est un art délicat. Néanmoins, certaines études ont tenté une telle évaluation. En règle générale, le nucléaire est l'un des moins impactés, de sorte que sa compétitivité totale (telle qu'établie via un concept de coût social complet ou « full cost ») se situe au meilleur niveau, par rapport au coût des EnRi. Son coût social complet se situe significativement en dessous de 100 €/MWh. Ce constat accredité aussi l'existence d'un parc proche de l'optimum de coût composé de nucléaire et d'EnRi au milieu du siècle en Europe et en France.



## 5. Annexes

### ANNEXE 1 : Méthodologie pour le calcul des coûts du nucléaire Capture d'écran tirée de la partie annexe du rapport de la Cour des Comptes, 2021

Méthodologie	Comptable	Économique	Cour 2012	Hybride
<i>Charges rattachables à une année de production donnée</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Dotations aux provisions</li> <li>-Charges de désactualisation</li> <li>-Charges financières correspondant à un changement de taux d'actualisation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Dotations aux provisions-</li> <li>-Charges financières correspondant à un changement de taux d'actualisation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Dotations aux provisions</li> <li>-Charges de désactualisation</li> <li>-Charges financières correspondant à un changement de taux d'actualisation ?</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Dotations aux provisions</li> <li>-Charges financières correspondant à un changement de taux d'actualisation</li> </ul>
<i>Charges non rattachables à une année de production donnée</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Dotations aux amortissements des actifs de contrepartie</li> <li>-Charges de désactualisation correspondant à la VNC des actifs de contrepartie</li> <li>-Compensation écart de rémunération actifs dédiés entre CMPC/taux actualisation sur la base de la VNC des actifs de contrepartie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Loyer économique calculé pour la valeur actuelle de la provision ou pour la constitution des actifs dédiés, sur la durée de vie complète</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Dotations aux amortissements des actifs de contrepartie</li> <li>-Charges annuelles de désactualisation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Dotations aux amortissements des actifs de contrepartie</li> <li>-Charges de désactualisation correspondant à la VNC des actifs de contrepartie</li> <li>-Compensation écart de rémunération actifs dédiés entre CMPC/taux actualisation sur la base de la VNC des actifs de contrepartie</li> </ul>
<i>Charges de post exploitation</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-En l'absence de provision effective : pas de prise en compte</li> <li>-Si constitution d'une provision l'année considérée : amortissement et charge de désactualisation de celle-ci</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Loyer économique de la provision correspondante, sur la durée de vie complète</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pas de pris en compte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Loyer économique de la provision correspondante sur la durée de vie restante</li> </ul>

Source : Cour des comptes ; note de lecture : \* les évolutions concernées sont celles relatives aux devis, calendriers, taux d'actualisation.

## ANNEXE 2 : Hypothèses de calcul pour le LCOE du nucléaire de long terme

Captures d'écran tirées du rapport de l'IEA-NEA, 2021 :

Country	Technology	Net capacity (MWe)	Overnight costs (USD/kWe)	Investment costs (USD/kWe)		
				3%	7%	10%
Switzerland	LTO	1 000	550	567	589	606
France	LTO	1 000	629	648	673	693
Sweden	LTO	1 000	444	457	475	489
United States	LTO	1 000	391	403	419	431

Country	Technology	Net capacity (MWe)	Electrical conversion efficiency (%)	Investment (USD/MWh)		
				3%	7%	10%
Switzerland	LTO	1 000	33%	8.79	10.88	12.62
France	LTO	1 000	33%	10.05	12.45	14.44
Sweden	LTO	1 000	33%	7.10	8.79	10.19
United States	LTO	1 000	33%	6.25	7.74	8.97

Decommissioning* (USD/MWh)			Fuel (USD/MWh)	O&M (USD/MWh)	LCOE (USD/MWh)			Country
3%	7%	10%			3%	7%	10%	
0.71	0.40	0.27	9.33	12.92	31.74	33.53	35.13	Switzerland
0.81	0.46	0.30	9.33	12.92	33.11	35.15	36.98	France
0.57	0.32	0.21	9.33	12.92	29.91	31.35	32.65	Sweden
0.51	0.28	0.19	9.33	18.69	34.78	36.04	37.18	United States

## ANNEXE 3 : Hypothèses de calcul pour le LCOE du nucléaire prolongé de 40 à 50 ans

Capture d'écran tirée du rapport la Cour des comptes, 2021 :

Source	« Restes à engager »	LCOE de prolongation de 40 à 50 ans
EDF (2017)	~30 €/2015/MWh	
ADEME		42 €/MWh
Calcul Cour selon hypothèses initiales du groupe de travail de RTE		45 / 40 €/MWh *
Calcul Cour selon données d'EDF		> 35 €/2015/MWh **

\* selon la période (Voir hypothèses précises supra)

\*\* compte tenu de la réévaluation du coût du Grand carénage et net de l'effet sur les charges de post-exploitation et de démantèlement

Source : Cour des comptes



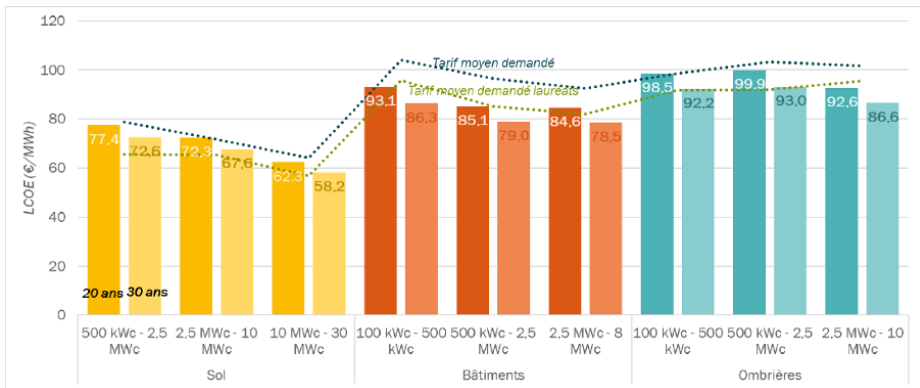
## ANNEXE 4 : Hypothèses de calcul pour le LCOE des autres filières de production en France

### Captures d'écran tirées du rapport de la Cour des comptes, 2021 (et du rapport de la CRE mentionné) :

	Éolien terrestre
Puissance (MW)	1 – 3,6
Facteur de charge (%)	25-30
Durée de fonctionnement (années)	25
Investissement initial (€ <sub>2019</sub> /kW)	1400 – 1620
Exploitation (€ <sub>2019</sub> /kW/an)	45-50
LCOE avec taux d'actualisation réel de 4% (€ <sub>2019</sub> /MWh)	50-70

**Note :** Les données présentées sont issues des plans d'affaires de projets dont les dates de mise en service s'étalent entre 2018 et 2020.

**Source :** ADEME



NOTE SFEN - NOVEMBRE 2022

Hypothèses	CCGT		TAG		CCGT		TAG	
	45%	80%	10%	25%	45%	80%	10%	25%
taux actualisation	7%				4%			
durée (années)	30				30			
facteur de charge	45%	80%	10%	25%	45%	80%	10%	25%
rendement (pourcentage)	58%		42%		58%		42%	
puissance en MW	1				1			
investissement initial /kW	830		450		830		450	
OPEX fixes en €/kW/an	36		26		36		26	
OPEX variables hors combustible €/MWh	1,6		1,6		1,6		1,6	
coût de démarrage (combustible) GJ/MW	7,6		0,2		7,6		0,2	
coût de démarrage (coûts fixes) €/MW	25		20		25		20	
<b>LCOE en €/MWh</b>	<b>73</b>	<b>60,3</b>	<b>141,7</b>	<b>94,9</b>	<b>68,6</b>	<b>57,8</b>	<b>131</b>	<b>90,5</b>

Source : Cour des comptes à partir des données RTE

Puissance min (MW)	Puissance max (MW)	Filière F = fil de l'eau E = éclusée L = lac P = pompage	Hauteur chute min (m)	Hauteur chute max (m)	Charges d'exploitation (norme RAEC) (k€/an)	CAPEX (k€/an)	dont CAPEX de développement nt (k€/an)	Production réalisée (MWh)	Coût du soutirage lié au pompage (k€/an)	Coût de production (€/MWh) sur production réalisée
1	4,5	F	0	30	19 624	4 178	432	132 708	-	179
1	4,5	F	30		30 211	9 061	760	246 910	-	159
4,5	12	F	0	30	29 836	6 512	3	340 353	-	107
4,5	12	F	30		61 746	9 859	132	945 162	-	76
12		F	0	30	248 777	53 161	4 571	8 818 322	-	34
12		F	30		117 466	27 042	3	3 328 187	-	43
1	4,5	E	0	30	12 813	5 190	-	60 575	-	297
1	4,5	E	30		6 684	451	-	36 627	-	195
4,5	12	E	0	30	17 555	1 770	16	155 605	-	124
4,5	12	E	30		28 753	4 433	25	364 765	-	91
12		E	0	30	35 807	3 919	-	684 224	-	58
12		E	30		222 386	42 347	3 108	5 674 536	-	47
1	4,5	L	30		7 722	1 798	291	39 293	-	242
4,5	12	L	0	30	1 938	229	-	18 238	-	119
4,5	12	L	30		11 485	824	-	132 511	-	93
12		L	0	30	18 229	1 780	-	385 637	-	52
12		L	30		457 297	90 143	6 840	12 742 816	-	43
12		P	30		171 581	72 770	29 625	5 804 965	202 329	77

Source : EDF

	Éolien off-shore
Puissance (MW)	450-496
Facteur de charge (%)	39 – 45 %
Durée de fonctionnement (années)	25
Investissement initial (M€ <sub>2020</sub> /MW)	2,9 – 3,7
Raccordement (M€ <sub>2020</sub> )	80 - 110
Exploitation (M€ <sub>2020</sub> /MW/an) incluant les impôts et taxes	0,16 – 0,19
LCOE avec taux d'actualisation réel de 4% (€ <sub>2020</sub> /MWh)	98-117

**Note :** Ces LCOE<sup>48</sup> sont calculés en supposant que tous les investissements sont réalisés en 2020 (bien que les parcs seront mis en service entre 2022 et 2026).

**Source :** Cour des comptes

## ANNEXE 5 : Pays considérés pour l'évaluation des coûts de production des différentes technologies

Capture d'écran tirée du rapport de l'IEA-NEA, 2021 :

Country	Natural gas	Coal	Nuclear	LTO	Solar PV	Solar thermal	Onshore wind	Offshore wind	Hydro	CHP	Storage	Other	TOTAL
Australia	3	4			1	1	1	1			1		12
Austria					1		1		1				3
Belgium	6				4		4	2					16
Canada	3				2		1				1		7
Denmark					4		1	2		7	2		16
Finland							1				1		2
France			1	1	3		1	1				3	10
Germany									1				1
Hungary					4								4
Italy	2				7		14		15	1	1	6	46
Japan	1	1	1		2		1	1	1				8
Korea	2	1	1		2		1	1					8
Mexico	3												3
Netherlands					3		1						4
Norway					1		1		2			1	5
Romania	1									2			3
Russia			1				2						3
Slovak Republic			1							2			3
Sweden				1			1						2
Switzerland				1									1
United States	2	8	1	1	15	3	10	14	8			2	64
<b>Non-OECD countries</b>													
Brazil	2	1			1		1		1			1	7
China	1	1	1		1		1	1					6
India		2	1		1		1		1		2	1	9
<b>TOTAL</b>	<b>26</b>	<b>18</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>52</b>	<b>4</b>	<b>44</b>	<b>23</b>	<b>30</b>	<b>12</b>	<b>8</b>	<b>14</b>	<b>243</b>

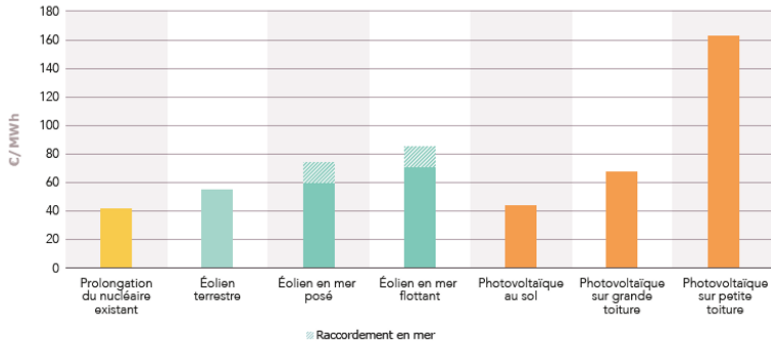
\* Data for China and India was drawn from various publicly available sources. Romania and Russia are members of the OECD Nuclear Energy Agency only.

## ANNEXE 6 : Hypothèses de calcul pour le LCOE du nouveau nucléaire Captures d'écran tirées du rapport de l'IEA-NEA, 2021 :

Country	Technology	Net capacity (MWe)	Overnight costs (USD/kWe)	Investment costs (USD/kWe)		
				3%	7%	10%
France	EPR	1 650	4 013	4 459	5 132	5 705
Japan	ALWR	1 152	3 963	4 402	5 068	5 633
Korea	ALWR	1 377	2 157	2 396	2 759	3 066
Russia	VVER	1 122	2 271	2 523	2 904	3 228
Slovak Republic	Other nuclear	1 004	6 920	7 688	8 850	9 837
United States	LWR	1 100	4 250	4 721	5 435	6 041
<b>Non-OECD countries</b>						
China	LWR	950	2 500	2 777	3 197	3 554
India	LWR	950	2 778	3 086	3 552	3 949

Decommissioning (USD/MWh)			Fuel (USD/MWh)	O&M (USD/MWh)	LCOE (USD/MWh)			Country
3%	7%	10%			3%	7%	10%	
0.36	0.05	0.01	9.33	14.26	45.27	71.10	96.89	France
0.36	0.05	0.01	13.92	25.84	61.16	86.67	112.13	Japan
0.20	0.03	0.01	9.33	18.44	39.42	53.30	67.16	Korea
0.21	0.03	0.01	4.99	10.15	27.41	42.02	56.61	Russia
1.80	0.96	0.64	9.33	9.72	57.61	101.84	146.06	Slovak Republic
0.39	0.05	0.01	9.33	11.60	43.90	71.25	98.56	United States
<b>Non-OECD countries</b>								
0.22	0.03	0.01	10.00	26.42	49.92	66.01	82.08	China
0.25	0.03	0.01	9.33	23.84	48.17	66.06	83.91	India

## ANNEXE 7 : Comparaison des coûts de production d'électricité en 2030 Capture d'écran tirée du rapport de RTE, 2021 :



\* Selon une hypothèse d'évolution du prix du gaz fossile à l'horizon considéré, fondée sur le scénario « sustainable development » de l'AIE, World energy outlook 2020 (qui ne reflète pas l'envolée des prix de 2021)

**ANNEXE 8 : Données de coût du nouveau nucléaire et analyse statistique. Tableau de recensement des évaluations de LCOE du nouveau nucléaire dans différentes études. Conversion 1 USD = 0,824 € ; NB : Coût variable nucléaire RTE estimée**

Etude	Facteur de charge (%)	Coût de construction (€/kW)	Coût variable (€/MWh)	Actualisation (%)	LCOE (€/MWh)	Pays
IEA, 2021	90	4120	24,72	8	86,52	USA
IEA, 2021	90	3955,2	24,72	8	90,64	USA
IEA, 2021	75	3708	24,72	8	90,64	USA
IEA, 2021	75	5438,4	28,84	8	123,6	Europe
IEA, 2021	75	4202,4	28,84	8	98,88	Europe
IEA, 2021	70	3708	28,84	8	94,76	Europe
IEA, 2021	80	2307,2	20,6	7	53,56	Chine
IEA, 2021	80	2307,2	20,6	7	53,56	Chine
IEA, 2021	80	2060	20,6	7	49,44	Chine
IEA, 2021	70	2307,2	24,72	7	61,8	Inde
IEA, 2021	70	2307,2	24,72	7	61,8	Inde
IEA, 2021	70	2307,2	24,72	7	61,8	Inde
RTE, 2021	75	4500	22	4	70	France
RTE, 2021	75	5100	22	4	74	France
RTE, 2021	70	4500	22	4	66	France
RTE, 2021	80	4500	22	4	74	France
RTE, 2021	75	4500	22	1	42	France
RTE, 2021	75	4500	22	7	108	France
IEA-NEA, 2021	50	3306,71	19,44	3	50,52	France
IEA-NEA, 2021	50	2060	30,01	3	55,5	Chine
IEA-NEA, 2021	50	2289,07	27,33	3	54,94	Inde
IEA-NEA, 2021	50	3502	17,25	3	55,07	USA
IEA-NEA, 2021	85	3306,71	19,44	3	37,3	France
IEA-NEA, 2021	85	2060	30,01	3	41,13	Chine
IEA-NEA, 2021	85	2289,07	27,33	3	39,69	Inde
IEA-NEA, 2021	85	3502	17,25	3	36,17	USA
IEA-NEA, 2021	50	3306,71	19,44	7	86,7	France
IEA-NEA, 2021	50	2060	30,01	7	78,05	Chine
IEA-NEA, 2021	50	2289,07	27,33	7	80,01	Inde
IEA-NEA, 2021	50	3502	17,25	7	93,38	USA
IEA-NEA, 2021	85	3306,71	19,44	7	58,59	France
IEA-NEA, 2021	85	2060	30,01	7	54,39	Chine
IEA-NEA, 2021	85	2289,07	27,33	7	54,43	Inde
IEA-NEA, 2021	85	3502	17,25	7	58,71	USA
IEA-NEA, 2021	50	3306,71	19,44	10	122,83	France
IEA-NEA, 2021	50	2060	30,01	10	100,55	Chine
IEA-NEA, 2021	50	2289,07	27,33	10	104,98	Inde
IEA-NEA, 2021	50	3502	17,25	10	131,64	USA
IEA-NEA, 2021	85	3306,71	19,44	10	79,84	France
IEA-NEA, 2021	85	2060	30,01	10	67,63	Chine
IEA-NEA, 2021	85	2289,07	27,33	10	69,14	Inde
IEA-NEA, 2021	85	3502	17,25	10	79,57	USA

Statistiques descriptives du tableau  
de recensement précédent  
(Données quantitatives) :

Variable	Observations	Obs. avec données manquantes	Obs. sans données manquantes	Minimum	Maximum	Moyenne	Écart- type
<b>LCOE (€/MWh) – variable supplémentaire</b>	<b>42</b>	<b>0</b>	<b>42</b>	<b>36,174</b>	<b>131,642</b>	<b>72,661</b>	<b>24,330</b>
Facteur de charge (%)	42	0	42	50,000	90,000	71,310	14,653
Coût de construction (€/kW)	42	0	42	2 060,000	5 438,400	3 173,207	970,980
Coût variable (€/MWh)	42	0	42	17,246	30,010	23,638	4,441
Actualisation (%)	42	0	42	1,000	10,000	6,524	2,559

Statistiques descriptives du tableau  
de recensement précédent  
(Données qualitatives) :

Variable	Modalités	Comptages	Effectifs	%
Pays	Chine	9	9	21,429
	Europe	3	3	7,143
	France	12	12	28,571
	Inde	9	9	21,429
	USA	9	9	21,429

## ANNEXE 9 : Cas d'école de l'évolution d'un mix selon une vision statique et une vision dynamique

Remarque : on fait l'hypothèse que la demande est entièrement couverte par la production.

		2030	2040	2050
Prix unitaire technologie A		40	55	55
Prix unitaire technologie B		60	50	30
<b>Demande</b>		<b>15</b>	<b>20</b>	<b>25</b>
Vision statique		15 unités A	20 unités B	25 unités B
Vision dynamique (RTE)	Stock (N-1)	0	15 A	15 A + 5 B
	Flux (N)	+15 unités A	+5 unités B	+5 unités B



# ANNEXE 10 : Les scénarios de mix de production à l'horizon 2050

## Capture d'écran tirée du rapport « Futurs énergétiques 2050 » de RTE (2021) :

### LES SCÉNARIOS DE MIX DE PRODUCTION À L'HORIZON 2050

Flexibilité de la demande (hors V2G) Nouveau thermique décarboné  
Véhicule-to-grid Batteries

Filtres :

	NARRATIF	RÉPARTITION DE LA PRODUCTION EN 2050	CAPACITÉS INSTALLÉES EN 2050 (EN GW)*					BOUQUET DE FLEXIBILITÉS EN 2050
			Solaire	Éolien terrestre	Éolien en mer	Nucléaire historique	Nouveau nucléaire	
<b>M0</b> 100% EnR en 2050	Sortie du nucléaire en 2050 : le déclassement des réacteurs nucléaires existants est accéléré, tandis que les rythmes de développement du photovoltaïque, de l'éolien et des énergies marines sont poussés à leur maximum.		~208 GW (soit x21)	~74 GW (soit x4)	~62 GW	/	/	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 29 GW 26 GW
<b>M1</b> Répartition diffuse	Développement très important des énergies renouvelables réparties de manière diffuse sur le territoire national et en grande partie porté par la filière photovoltaïque. Cet essor sous-tend une mobilisation forte des acteurs locaux participatifs et des collectivités locales.		~214 GW (soit x22)	~59 GW (soit x3,5)	~45 GW	16 GW	/	17 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 20 GW 21 GW
<b>M23</b> EnR grands parcs	Développement très important de toutes les filières renouvelables, porté notamment par l'installation de grands parcs éoliens sur terre et en mer. Logique d'optimisation économique et ciblage sur les technologies et les zones bénéficiant des meilleurs rendements et permettant des économies d'échelle.		~125 GW (soit x12)	~72 GW (soit x4)	~60 GW	16 GW	/	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 20 GW 13 GW
<b>N1</b> EnR + nouveau nucléaire 1	Lancement d'un programme de construction de nouveaux réacteurs, développés par paire sur des sites existants tous les 5 ans à partir de 2035. Développement des énergies renouvelables à un rythme soutenu afin de compenser le déclassement des réacteurs de deuxième génération.		~118 GW (soit x11)	~58 GW (soit x3,3)	~45 GW	16 GW	13 GW (soit 8 EPR)	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 11 GW 9 GW
<b>N2</b> EnR + nouveau nucléaire 2	Lancement d'un programme plus rapide de construction de nouveaux réacteurs (une paire tous les 3 ans) à partir de 2035 avec montée en charge progressive. Le développement des énergies renouvelables se poursuit mais moins rapidement que dans les scénarios N1 et M.		~90 GW (soit x8,5)	~52 GW (soit x2,9)	~36 GW	16 GW	23 GW (soit 14 EPR)	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 5 GW 2 GW
<b>N03</b> EnR + nouveau nucléaire 3	Le mix de production repose à parts égales sur les énergies renouvelables et sur le nucléaire à l'horizon 2050. Cela implique d'exploiter le plus longtemps possible le parc nucléaire existant, et de développer de manière volontariste et diversifiée le nouveau nucléaire (EPR 2 + SMR)		~70 GW (soit x7)	~43 GW (soit x2,5)	~22 GW	2,4 GW	~27 GW (soit ~14 EPR + quelques SMR)	13 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 1 GW

Hypothèses communes

Hydraulique ~22 GW	Énergies marines Entre 0 et 3 GW	Bioénergies ~2 GW	Imports 39 GW	STEP 8 GW
-----------------------	-------------------------------------	----------------------	------------------	--------------

\*Les quantités et parts d'énergie sont exprimées par rapport au scénario de consommation de référence.

# Notes

1. Suivant la perspective que l'on se donne. (p. 20)
2. C'est du reste l'approche utilisée par RTE dans son rapport « Futurs énergétiques 2050 ». (p. 20)
3. Une autre façon, plus sophistiquée que le LCOE mais d'esprit analogue, consiste à construire des comptes futurs (business plan), pour déterminer quelle est la décision qui maximise le cash-flow du décideur. Ce cash-flow prend la forme d'une Valeur actuelle nette (VAN). (p. 21)
4. C'est l'appellation standard. Mais il faut plutôt lire « les coûts pour le système » ou « coûts systèmes ». (p. 22)
5. Nucléaire, gaz, charbon, fioul etc. (p. 23)
6. Pour approfondir, voir l'avis Sfen : « Comment financer le renouvellement du parc nucléaire ? ». (p. 27)
7. « Complément opérationnel I. Révision du taux d'actualisation », France Stratégie (2021). (p. 28)
8. Voir avis Sfen « Comment financer le renouvellement du parc nucléaire ? ». (p. 28)
9. Voir Chapitre 2 Les coûts du nucléaire : aspects méthodologiques, Jean-Guy Devezeaux de Lavergne et Nicolas Thiollière pp 59-97 tiré de « Économie du nucléaire, tome 1 ». Le lecteur pourra utilement se référer à l'ensemble de cet ouvrage, qui approfondit de nombreux sujets traités dans cette note. (p. 29)
10. Récemment (octobre 2021), les industriels électro-intensifs lancent un appel aux politiques pour lutter contre les prix prohibitifs d'électricité en Europe. Ces prix sont le reflet d'une architecture de marché particulière et, en dernier ressort, d'un mix de production électrique particulier, résultat d'un choix économique. (p. 30)
11. Organisation for Economic Co-operation and Development – Nuclear Energy Agency. L'étude en question est à périmètre international et les prix sont données en USD2020. (p. 31)

12. OECD-NEA, "Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear", 2021. (p. 31)
13. Le papier fondateur est notamment : Ueckerdt (F.) et al., "System LCOE: What are the costs of variable renewables?", 2013. (p. 32)
14. RTE, « Futurs énergétiques 2050 », 2021 – Chapitre 11 : Analyse économique. (p. 32)
15. Duquesnoy (T.), « Le "vrai coût de production" du parc électronucléaire actuel existe-t-il ? », 2012. (p. 33)
16. Accès régulé à l'électricité nucléaire historique. Dont la tarification a été réalisée avec la méthode « Champsaur ». (p. 33)
17. Note technique Sfen, « Les coûts de production du parc nucléaire français », 2017. (p. 33)
18. La distinction coûts « cash », coûts « non-cash », s'applique aux méthodologies comptables et économiques. (p. 33)
19. Document paru le 13 décembre 2021. (p. 33)
20. Au contraire des approches comptables où les coûts sont annualisés. L'actualisation retenue est en général le coût moyen pondéré du capital. (p. 34)
21. En clair, faire dire n'importe quoi aux données et potentiellement servir une position a priori en faveur ou défaveur de tels moyens de production. (p. 34)
22. Cour des comptes, « Analyse des coûts du système de production électrique en France », 2021. (p. 36)
23. En prenant un coût à 50 €/lb ; des importations de l'ordre de 8 000 tonnes/an et une production d'électricité autour de 370 TWh, on aboutit à un prix de l'uranium au MWh de l'ordre de 2,4 €, moins de 5 % du coût complet. (p. 36)
24. EDF, « Document d'enregistrement universel », 2021. (p. 36)
25. EDF, communiqué de presse du 29 octobre 2020. (p. 36)

26. Cour des comptes, « L'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires », 2020. (p. 37)
27. EDF, « Document d'enregistrement universel », 2021. (p. 37)
28. Par exemple dans "OECD-NEA : Cost of Decommissioning Nuclear Power Plants", (2016), on trouve des variations de coût allant de 1 à 3. (p. 37)
29. Pour s'en convaincre, il suffit de mener un rapide calcul en prenant les données suivantes : durée d'exploitation : 50 ans ; facteur de charge : 80 % ; puissance : 1 000 MW ; coût de démantèlement : 480 millions d'euros. (p. 38)
30. Dans le cas d'EDF, les piscines d'entreposage servant aussi au stockage et aux opérations de chargement/déchargement des combustibles, ne sont pas comptabilisées dans les charges relatives aux combustibles usés. En outre, la Cour des comptes (2012) ajoute que « les charges d'exploitation des piscines sont faibles et peu dépendantes de leur contenu ». (p. 38)
31. [www.andra.fr/les-dechets-radioactifs/les-solutions-de-gestion/](http://www.andra.fr/les-dechets-radioactifs/les-solutions-de-gestion/) (p. 39)
32. [https://www.ecologie.gouv.fr/demantelement-et-gestion-des-dechets-radioactifs#scroll-nav\\_\\_3](https://www.ecologie.gouv.fr/demantelement-et-gestion-des-dechets-radioactifs#scroll-nav__3) (p. 39)
33. ASN : Contrôle no 198 sur la poursuite du fonctionnement des centrales nucléaires au-delà de 40 ans. (p. 40)
34. <https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/investors-shareholders/the-edf-share/capital-structure> (p. 40)
35. Avec une production électronucléaire de 379,5 TWh en 2019. (p. 41)
36. Dans un scénario où toutes les centrales fonctionnent jusqu'à 50 ans. (p. 41)
37. <https://www.insee.fr/fr/statistiques/2122401#tableau-figure1> (p. 41)
38. Commission de régulation de l'énergie, « Rapport de surveillance des marchés de gros », 2019. (p. 41)

39. Notons que cette méthode répond au cahier des charges pour établir un niveau de prix de l'ARENH (cf. supra), et pourrait donc être qualifiée d'évaluation juste de la rente nucléaire. (p. 42)
40. RTE, « Bilan électrique », 2020. (p. 42)
41. Avec une durée de vie moyenne de 45,5 ans et un taux réel d'actualisation  $t$ , le calcul est le suivant : [Equation] (p. 42)
42. Le débat est porté en général sur un taux d'actualisation différent pour ces investissements futurs et les charges post-exploitation (cf. Grandjean (A.), « Les "vrais" coûts de l'énergie », 2017). (p. 44)
43. Données en  $\text{€}_{2019}$  ; taux d'actualisation pour les filières autour de 4 % ; données solaires tirées de : CRE, « Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale », 2019 ; CCGT = Cycle combiné gaz ; TAG = Turbine à gaz. (p. 45)
44. En clair : nucléaire existant en service = nucléaire historique en service (avant prolongation) + nucléaire prolongé (après prolongation). (p. 45)
45. Rappelons qu'une telle comparaison n'est pas homogène du point de vue méthodologique. (p. 46)
46. On peut bien sûr donner un sens mathématique (stochastique) très précis à cette notion, mais ces développements ne sont pas nécessaires dans la suite. (p. 46)
47. On peut se convaincre que le risque politique des fermetures de centrales, hors de tout critère technique, est devenu très faible depuis la constatation des impacts de la fermeture de Fessenheim, tant du point de vue économique que du point de vue de la sécurité d'approvisionnement. (p. 46)
48. [https://www.irsn.fr/FR/connaissances/Installations\\_nucleaires/Les-accidents-nucleaires/cout-economique-accident/Pages/2-cout-economique-pour-2-scenarios.aspx#.YbtZ72hKg2w](https://www.irsn.fr/FR/connaissances/Installations_nucleaires/Les-accidents-nucleaires/cout-economique-accident/Pages/2-cout-economique-pour-2-scenarios.aspx#.YbtZ72hKg2w) (p. 47)
49. RTE, « Futurs énergétiques 2050 », 2021 – Chapitre 11 : Analyse économique, p. 40 (p. 47)

50. IEA-NEA, "Projected Costs of Generating Electricity", 2020 (Édition, 2021). (p. 49)
51. Le nucléaire LTO est la taxonomie donnée aux réacteurs nucléaires dont les licences d'exploitation sont prolongées au-delà de la durée initialement prévue - en France cette durée est de 40 ans. Pour les Etats-Unis, voir par exemple : <https://new.sfen.org/rgn/exploitation-long-terme-centrales-nucleaires-etats-unis/> (p. 49)
52. Traduit de: "technology costs are subject to region-specific influences and individual plant characteristics, a single LCOE value would oversimplify the results". (p. 49)
53. Le taux retenu dans le rapport de la Cour est le coût moyen pondéré du capital. (p. 50)
54. Traduit de : "Nuclear plants are, from an economical point of view, less suited to be operated at lower capacity factors". (p. 52)
55. Cité dans « Décision de la Commission du 12 juin 2012 [...] », Commission européenne. Voir aussi <https://new.sfen.org/rgn/prix-electricite-payeur-marche/> (p. 55)
56. Malgré un récent effondrement sur fond de guerre en Ukraine. Le prix reste significativement au-dessus des 50 euros la tonne de carbone. (p. 55)
57. Et des leviers sur le financement (Sfen, 2021). (p. 64)
58. <https://www.framatome.com/medias/framatome-recrute-a-nouveau-pres-de-1000-personnes-en-2021/?lang=fr> (p. 66)
59. Ursat (X.), « Les leviers industriels de la compétitivité du nucléaire », 2020. (p. 67)
60. <https://new.sfen.org/rgn/emmanuel-macron-annonce-la-construction-dau-moins-six-epr2-en-france/> (p. 68)
61. Rapport du Gouvernement, « Travaux relatifs au nouveau nucléaire », février 2022. (p. 69)
62. Ibid (p. 69)

63. <https://new.sfen.org/rgn/emmanuel-macron-annonce-la-construction-dau-moins-six-epr2-en-france/> (p. 69)
64. Par rapport à l'hypothèse centrale qui fixe les coûts de construction à 4700 €/kWe. (p. 70)
65. Il s'agit ici d'une analyse en composante principale (ACP) avec le LCOE comme variable complémentaire. (p. 72)
66. Plus le facteur de charge est faible, moins la centrale produit d'électricité et plus son LCOE baisse. Il y a donc une relation de corrélation inverse. (p. 72)
67. La cible du projet « Nuward » se situe entre 50 et 80 euros/MWh. (p. 77)
68. Comprendre « au périmètre d'étude des coûts », plus étendu que celui du LCOE. (p. 81)
69. RTE, « Futurs énergétiques 2050 », 2021 – Chapitre 11 : Analyse économique, p. 3. (p. 82)
70. On pourra trouver le détail des calculs ici par exemple : Graham (P.), Review of alternative methods for extending LCOE to include balancing costs, CSIRO, Australia, 2018. (p. 82)
71. Plus la part d'EnRi, qui sont des capacités fatales au coût marginal de production nul, est élevée, plus le prix de marché tend vers 0 ; ce qui réduit de facto la valeur de marché des EnRi. (p. 82)
72. <https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/ME-CAPA/2021-12%20M%C3%A9thode%20de%20choix%20des%20jours%20PP1%20et%20PP2.pdf> (p. 83)
73. Coût système actualisé de l'électricité. Tiré pour la première fois de l'article de Ueckerdt. (p. 84)
74. Un exemple de modélisation est donné ici : Limpens (G.) et Jeanmart (H.), System LCOE: applying a whole-energy system model to estimate the integration costs of photovoltaic , 2021. (p. 85)

75. En gros, il s'agit des coûts associés à la modification des plans de production ou de charge de manière à modifier les flux d'électricité dans le réseau et à éviter toute congestion liée à une production élevée et « inattendue » de renouvelables intermittentes. (p. 85)
76. C'est entre autres le rôle des centres de planification de RTE. (p. 85)
77. On suppose  $E_{\text{total}}$  constant i.e.  $E_{\text{total}}(EnRi=0) = E_{\text{total}}(EnRi=t)$ . *A priori* plus le mix est pilotable plus  $E_{\text{total}}$  est faible. (p. 89)
78. Il est question ici d'une moyenne (Average system LCOE) car les simulations sont menées avec une méthode de Monte-Carlo. (p. 90)
79. En général, dans les modélisations, le facteur de charge étant constant, il existe une relation de proportionnalité linéaire entre le taux de pénétration des EnRi en termes de capacité et la part d'électricité générée par les EnRi. (p. 90)
80. Ce qui signifie en langage usuel : les coûts unitaires d'intégration sont de plus en plus élevés pour chaque unité EnRi supplémentaire connectée au réseau. (p. 90)
81. Ici le SLCOE permet en partie de surmonter cette difficulté. (p. 92)
82. Pour une trajectoire de consommation de référence issue de la concertation. (p. 94)
83. Pour des questions de ressources informatiques évidentes, les simulations ne sont pas menées année par année mais plutôt sur des horizons plus longs de l'ordre de 5 ans, ce qui permet déjà de capturer une bonne partie des évolutions de coûts notamment. (p. 94)
84. Prolonger tous les réacteurs au-delà de 80 ans semble aujourd'hui en France, du point de vue politique, peu probable. (p. 97)
85. Pour partie, car la prolongation est plus importante dans le scénario N03 que dans le scénario N2, alors même que le nombre d'EPR construits est le même. (p. 97)
86. Cherry picking. Le biais de confirmation décrit la tendance à rechercher en priorité les informations qui confirment la posture a priori d'une personne. (p. 98)



87. Sepulveda (N.A.) et al., "Decarbonization of Power Systems: Analyzing Different Technological Pathways", 2016. (p. 102)
88. NEA, "Nuclear power and the cost-effective decarbonization of electricity systems", 2020. (p. 102)
89. Weißbach (D.) et al., "Energy intensities, EROIs (energy returned on invested), and energy payback times of electricity generating power plants", 2013. (p. 105)
90. Dont l'enrichissement de l'uranium consommé est réalisé par un procédé d'ultracentrifugation à l'usine de Georges Besse II, beaucoup moins gourmand en énergie que celui de diffusion gazeuse. (p. 103)
91. Cette étude a fait l'objet d'une revue critique par un panel d'experts indépendants, dont la complémentarité répondait aux exigences d'ISO 14044 et ISO/TS14071. En ligne : <https://www.edf.fr/groupe-edf/produire-une-energie-respectueuse-du-climat/lenergie-nucleaire/notre-vision/analyse-cycle-de-vie-du-kwh-nucleaire-dedf> (p. 105)
92. United Nations Economic Commission for Europe, "Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options", 2021. (p. 105)
93. Blanchard (O.), Tirole (J.) et al., « Les grands défis économiques », 2021. (p. 107)
94. L'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE produit également une analyse environnementale quantitative ; que ce soit sur les métaux ou en termes d'empreinte carbone, les scénarios avec NN sont plus avantageux. (p. 107)
95. Les données compilées sont essentiellement établies pour l'Europe. Les LCOE sont calculés avec un taux réel de 4 %. Pour les LCOE hors nucléaire, il s'agit des chiffres de l'OCDE, qui ont été corrigés à la baisse d'un facteur de 7 % (éolien) à 15 % (solaire) sur la médiane des coûts Europe pour 2025, pour tenir compte du progrès technique de façon volontariste à l'horizon concerné. Ainsi, le coût LCOE du nucléaire n'est pas favorisé : il est dans le haut de la fourchette. Les coûts de systèmes sont établis pour des taux de pénétration de 30 %. Les externalités climat sont celles calculées avec la Valeur de l'action pour le climat (VAC) française de 2040. Les impacts sur la santé sont issus du projet européen NEEDS. Les autres valeurs viennent de (Samadi, 2017) et (Ecofys, 2014). L'impact sur les ressources du nucléaire du rapport Ecofys a été réduit d'un tiers pour tenir compte du recyclage et des surgénérateurs en fin de siècle. Notons aussi que le prix du gaz ici retenu est

antérieur à l'augmentation impressionnante des années 2021-2022. (p. 107)

96. Les sources sont en effets inhomogènes et les lois sont plus log-normales que normales. (p. 107)

97. Avec néanmoins une valeur moyenne de 93 €/MWh, dont l'écart est essentiellement au niveau du LCOE, nos hypothèses étant plus volontaristes. Il ne faudra pas oublier non plus l'offshore, dont les progrès récents ont été très rapides et qui devrait continuer dans cette voie avec les concepts flottants. (p. 108)

98. Plus exactement, nos résultats ne discriminent pas le nucléaire et l'éolien onshore qui, avec l'hydraulique en place, devraient constituer l'essentiel du parc à terme. Toutefois, les travaux de l'ADEME (2018) montrent que l'éolien sera limité par les surfaces disponibles, d'où les programmes d'éolien offshore qui démarrent, et le développement du solaire (qui produit statistiquement à d'autres moments et dont les coûts baissent plus vite). (p. 108)



**sfen.org**



**103 rue Réaumur  
75002 Paris**

NOTE TECHNIQUE  
NOVEMBRE 2022