

11

L'ANALYSE ÉCONOMIQUE

L'ANALYSE ÉCONOMIQUE : UN CHIFFRAGE DES COÛTS DES SCÉNARIOS POUR COMPARER LES DIFFÉRENTES OPTIONS DE TRANSITION

11.1 Pour dépasser les controverses sur le coût de chaque filière, la méthode d'analyse économique vise à appréhender tous les coûts de chaque option de transition

11.1.1 Les méthodes d'évaluation du coût par filière présentent des limites intrinsèques

Afin d'éclairer le débat et les décisions publiques à venir, l'étude des options de transition du système énergétique comprend nécessairement une analyse de l'économie des scénarios. C'est ce à quoi s'attache l'étude «Futurs énergétiques 2050», dont le volet économique ressort comme l'une des priorités.

Les attentes autour de l'analyse économique des scénarios de mix électrique apparaissent d'autant plus fortes que la controverse sur les «vrais coûts» du nucléaire et des énergies renouvelables agite régulièrement le débat public sur l'énergie en France, tout en étant accompagné de beaucoup d'imprécisions. Celles-ci n'ont pas été dissipées par la parution récente de plusieurs études visant à chiffrer le coût comparé des options «100 % renouvelables» et «renouvelables + nouveau nucléaire», aboutissant à des conclusions très différentes du fait de méthodes et périmètres hétérogènes.

Pour fournir un éclairage pertinent, l'analyse économique pose en premier lieu une question de méthode. Plusieurs types d'indicateurs économiques sont régulièrement comparés dans le cadre du débat public (dépenses d'investissement, prix de l'électricité pour les consommateurs, coût

du mégawattheure par technologie, coût complet actualisé, besoin de soutien public...), avec des conclusions pouvant être variables selon la méthode employée.

L'approche la plus répandue dans la littérature économique consiste à évaluer le «coût actualisé de l'énergie produite» par chaque technologie (*Levelized Cost of Energy* en anglais, abrégé en LCOE). Celle-ci consiste à évaluer l'ensemble des coûts actualisés (CAPEX, OPEX...) des installations de production considérées et à les rapporter à l'énergie produite actualisée sur leur durée de vie. Elle fournit ainsi un indicateur économique visant à comparer le coût de production de technologies variées possédant des structures de coût (répartition CAPEX/OPEX), des durées de vie ou encore des facteurs de charge différents.

En d'autres termes, le LCOE correspond au prix de vente moyen auquel une installation doit valoriser sa production d'électricité pour rentabiliser l'investissement. Pour cette raison, il est souvent rapproché des résultats des appels d'offres spécifiques à chaque technologie menés par les pouvoirs publics dans différents pays à travers le monde.

Toutefois, ce type d'indicateur présente de réels inconvénients qui le rendent inapproprié à la comparaison économique des scénarios de mix électrique, notamment :

- 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 ;
- il est calculé en retenant des hypothèses normatives sur le facteur de charge¹, alors que cette valeur devrait être endogène à chaque scénario. Par exemple, pour un profil de consommation donné, la production d'un réacteur nucléaire peut être contrainte dans un scénario de fort développement de l'éolien et du solaire et résulter en un facteur de charge effectif plus faible que le facteur de charge théorique, de la même façon que de grandes centrales photovoltaïques peuvent voir leur production régulièrement écrêtée durant la période méridienne dans ce même type de scénario.

Par conséquent, une comparaison des indicateurs de LCOE par technologie de production ne suffit pas à déterminer les options d'évolution du mix électrique qui seraient les moins coûteuses. Il est donc nécessaire d'intégrer l'ensemble des « coûts système » dans l'évaluation économique, en se basant sur une modélisation complète du système.

Des approches dérivées du LCOE ont été proposées au cours des dernières années pour dépasser ces limites. En particulier, l'indicateur de VALCOE (« *value-adjusted LCOE* »), élaboré et utilisé par l'Agence internationale de l'énergie dans le cadre de plusieurs publications récentes², en constitue un exemple : celui-ci vise à compléter l'indicateur de LCOE en ajoutant des composantes supplémentaires reflétant la différence de valeur pour le système associée à chaque technologie (valeur capacitaire et valeur de la flexibilité concernant l'équilibrage). Si une telle approche permet effectivement de déterminer un indicateur économique intégrant de manière plus complète les différents postes de coût associés au développement de chaque technologie, elle reste déterminée par le contexte spécifique de chaque système énergétique (notamment, les coûts relatifs aux réseaux ne sont pas représentés). Dès lors, cette approche permet de comparer l'intérêt économique de projets à la marge d'un scénario donné mais demeure insuffisante pour comparer des scénarios d'ensemble.

1. Rapport entre l'énergie produite effectivement par une installation de production sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produite si elle avait fonctionné tout le temps à la puissance nominale.

2. Cet indicateur a été introduit dans le « *World Energy Outlook 2018* », AIE (2018). Celui-ci a ensuite été repris dans le rapport « *Projected costs of generating electricity* », AIE-AEN (2020)

11.1.2 La méthode d'analyse des coûts complets à l'échelle du système dans les « Futurs énergétiques 2050 »

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 2021³.

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), 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.

Figure 11.1 Les principales méthodes de chiffrage économique

	LCOE <i>Levelized cost of energy</i>	VALCOE <i>Value-adjusted LCOE</i>	Coût complet du système électrique
Description	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
Périmètre	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)
Avantages	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
Inconvénients	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. « Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050 », RTE et AIE (janvier 2021)

Cette approche permet d'apporter des éléments de réponse à la question « Combien coûte le système électrique français dans son ensemble ? », qui intéresse le décideur public dans le cadre des décisions de planification du mix.

Plus précisément, l'approche conduit à calculer deux indicateurs principaux : (i) les dépenses d'investissement dans le système électrique sur la période considérée et (ii) le coût complet annualisé du système électrique dans les différents scénarios. C'est bien ce dernier qui constitue l'indicateur le plus pertinent pour la prise de décision publique, dans la mesure où il comptabilise l'ensemble des coûts du système (pas uniquement les investissements mais également les coûts d'exploitation et de maintenance) et les rapporte à une année en tenant compte de la durée de vie des actifs (via un amortissement économique).

Le coût complet annualisé intègre les implications de la trajectoire d'investissement en tenant compte de l'évolution au cours du temps du coût des technologies. Les coûts sont en effet comptabilisés en tenant compte des dates auxquelles les investissements seront réalisés dans chaque scénario de mix. L'approche se différencie ainsi d'une analyse consistant à déterminer un mix optimal à une année donnée en se fondant uniquement sur le coût des technologies à l'horizon considéré. Par exemple, le coût complet annualisé du système en 2050 intègre le fait qu'une partie des moyens de production auront été construits plusieurs années avant, à un coût plus élevé que celui qui correspondrait aux nouvelles installations de 2050. Cet indicateur traduit ainsi le coût complet collectif d'utilisation du système électrique en 2050 ou en 2060, et non le coût des nouvelles installations à cette échéance.

Pour toutes les infrastructures, le périmètre des dépenses prises en compte recouvre l'ensemble du cycle de vie : développement, construction, exploitation, maintenance, combustible, démantèlement et gestion des déchets à long terme. Les coûts de déconstruction sont en particulier bien intégrés à l'analyse sous forme de provisions à constituer, à la fois pour les énergies renouvelables et pour le nucléaire, de même que les coûts de gestion du combustible usé et des déchets nucléaires.

Cette approche se différencie d'une évaluation socio-économique à la fois par le périmètre d'analyse et par l'objectif. Le périmètre considéré comprend l'ensemble des coûts portés par les acteurs du système électrique, qui n'inclut pas la valorisation des externalités positives ou négatives des différentes options comme il y serait procédé dans une pure analyse socio-économique. L'analyse socio-économique répond à la question « Faut-il réaliser l'investissement ? » et permet un interclassement de plusieurs options sur la base d'un critère unique. L'objectif de l'évaluation du coût du système est en revanche celui de restituer un indicateur de coût complet qui puisse alimenter le débat, accompagné d'indicateurs sur les aspects techniques, environnementaux et sociétaux.

Cette méthode est utilisée par RTE depuis plusieurs années pour chiffrer le coût des scénarios de transformation du système électrique et a été documentée dans plusieurs rapports⁴ et documents de travail. La consultation publique a par ailleurs fait émerger un fort degré de consensus sur cette méthode.

4. Rapports RTE : « Bilan prévisionnel 2017 » (2017), « Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique » (2019), « Schéma décennal de développement du réseau » (2019), « La transition vers un hydrogène bas-carbone » (2020), « Réduction des émissions de CO₂, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ? » (2020), « Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050 » (avec AIE, 2021).

Voir également chapitre 9, « Projected costs of generating electricity », AIE (2020)

11.2 Le taux de rémunération du capital : un paramètre déterminant pour l'analyse économique

Au-delà de la méthode, plusieurs paramètres apparaissent déterminants dans la comparaison économique des scénarios. Il en va ainsi des hypothèses de coûts unitaires des différentes technologies (détaillées et discutées dans la suite) mais également du taux d'actualisation utilisé pour évaluer les coûts complets annualisés du système électrique. **Dans le cas d'infrastructures intensives en capital et à durées de vie longues (comme les centrales nucléaires, les barrages hydrauliques, les parcs éoliens et photovoltaïques ou encore les lignes et postes électriques), le coût du capital joue un rôle structurant dans l'annualisation des coûts d'investissement.**

Ce paramètre a fait l'objet de débats dans le cadre des groupes de travail de concertation et a donné lieu à de nombreuses propositions dans les réponses à la consultation publique menée par RTE. La discussion de cette hypothèse s'est plus spécifiquement articulée autour de deux questions : il s'agit d'une part de définir si les taux de rémunération du capital utilisés doivent être identiques pour l'ensemble des technologies considérées et, d'autre part, de préciser les valeurs des taux à retenir pour le chiffrage (qu'elles soient différenciées entre technologies ou non).

Au regard des éléments disponibles dans la littérature économique, plusieurs approches apparaissent possibles.

11.2.1 L'approche socio-économique consiste à retenir un taux d'actualisation reflétant le niveau de risque intrinsèque à chaque technologie

Une première approche consiste à utiliser le taux d'actualisation recommandé pour l'évaluation socio-économique des investissements publics.

Plusieurs rapports publiés depuis 2005 (rapports des missions présidées par Daniel Lebègue en 2005, Christian Gollier en 2011 et Émile Quinet en 2013) ont en effet progressivement précisé le cadre méthodologique applicable pour ce type d'investissements, le rôle du taux d'actualisation au sein de l'évaluation et les modalités de prise en compte du risque. L'approche préconisée consiste ainsi à évaluer une valeur actualisée nette (VAN) socio-économique pour chaque projet (intégrant les coûts et bénéfices économiques mais également la valorisation des externalités), en reflétant le risque associé à chaque type de projet, par exemple en utilisant un taux d'actualisation spécifique. Dans ce cas, la formule indiquée pour le taux d'actualisation consiste en la somme de deux termes : un taux sans risque (proposé à 2,5% dans le dernier rapport de la Commission Quinet) et une prime de risque (proposée à 2%) pondérée par un coefficient « bêta »

reflétant la sensibilité des coûts et des bénéfices associés au projet aux risques systémiques, notamment au contexte macroéconomique.

Le cadre d'application de cette approche présente toutefois deux difficultés par rapport au cadrage de l'évaluation économique des scénarios des « Futurs énergétiques 2050 ».

D'une part, si le risque systémique (ou en d'autres termes le « bêta ») doit en théorie être différencié entre les technologies, il n'existe pas aujourd'hui de valeur de référence applicable aux énergies renouvelables ou au nouveau nucléaire. Le calibrage de valeurs de référence de « bêta » pour ce type d'évaluation socio-économique constitue une étude en soi, dont la réalisation n'était pas envisageable dans les délais de la présente étude, mais pourra faire l'objet de prolongements.

D'autre part, le taux d'actualisation socio-économique s'applique en théorie uniquement à l'évaluation socio-économique des investissements

publics. Or, dans la mesure où l'approche de chiffrage économique proposée par RTE consiste à évaluer l'ensemble des coûts portés par les acteurs du système électrique – et non la valeur des investissements portés par

la puissance publique –, le choix du taux d'actualisation utilisé dans l'étude doit refléter le coût du capital supporté par les différentes technologies plutôt que le taux d'actualisation socio-économique.

11.2.2 L'évaluation du coût porté par les acteurs du système consiste à intégrer le coût du capital

La méthode utilisée par RTE dans l'analyse économique, présentée et discutée en concertation, consiste à évaluer le coût des scénarios du point de vue des acteurs du système électrique, en intégrant la composante de financement portée par les acteurs privés qui développent et exploitent les infrastructures. Ceci implique de préciser le coût du capital associé à chaque technologie.

Même si les méthodes d'évaluation du coût du capital partagent, sur le plan théorique, certaines caractéristiques avec la définition du taux d'actualisation socio-économique⁵, le coût du capital auquel ont accès les investisseurs privés s'écarte ainsi significativement des valeurs recommandées pour le taux d'actualisation socio-économique.

En théorie, les hypothèses sur le coût du capital peuvent être différenciées afin de refléter le coût du capital observé pour chaque technologie spécifique. Or l'établissement de telles hypothèses comporte à nouveau plusieurs difficultés méthodologiques : en particulier, le coût du capital dépend fortement de la structure de financement et du cadre de régulation (mécanisme de sécurisation des revenus, voire financement public), qui peuvent largement évoluer à long terme. À titre d'exemple, le cadre actuel prévoit des mécanismes de soutien (tarifs d'achat ou compléments de rémunération) pour les énergies renouvelables et l'État a d'ores et déjà annoncé que, dans le cas d'une relance du nucléaire en France, les nouveaux réacteurs bénéficieraient également d'un soutien public. Ce type

de régulation pourrait même se voir renforcé, voire étendu à d'autres filières. **Dans ce contexte évolutif, les projections de coût du capital pour les investissements futurs ne peuvent donc que difficilement se fonder sur des références passées.**

Finalement, en l'absence de consensus sur l'évolution du coût du capital des différentes technologies et au vu des incertitudes sur l'évolution du cadre de régulation et de financement des actifs de production d'électricité, RTE propose de considérer différentes variantes sur le coût du capital des différents actifs dans la fourchette [1%-7%] avec, dans le cas de référence, une hypothèse de coût du capital de 4 % uniforme pour toutes les technologies⁶.

L'indifférenciation des valeurs de coût du capital pour les différentes technologies bas-carbone a pour sous-jacent le fait que tous les investissements concourant à atteindre la neutralité carbone puissent être engagés dans un cadre de financement propice, ce qui conduit à lisser les différences théoriques en matière de risque (de manière à réduire le coût du capital de technologies présentant un risque systémique plus élevé). Elle est accompagnée, dans les « Futurs énergétiques 2050 », de multiples variantes portant sur le niveau du coût du capital afin d'éclairer les enjeux économiques associés à une situation dans laquelle les conditions de financement des

5. Dans la théorie économique, pour des « marchés parfaits » dans lesquels la valeur collective est alignée avec la valeur privée et où les capitaux sont alloués de manière optimale, le taux d'actualisation socio-économique peut être considéré comme égal au coût du capital. Toutefois, les marchés financiers peuvent en pratique être considérés comme des marchés imparfaits (myopie des investissements, sous-estimation des risques extrêmes, frictions...), intrinsèquement inefficaces, et dans lesquels les coûts du capital associés aux investissements privés s'écartent de l'optimum social (voir C. Gollier, « Taux d'actualisation et rémunération du capital », Revue française d'économie 2015/4, vol. XXX, pages 3-15).

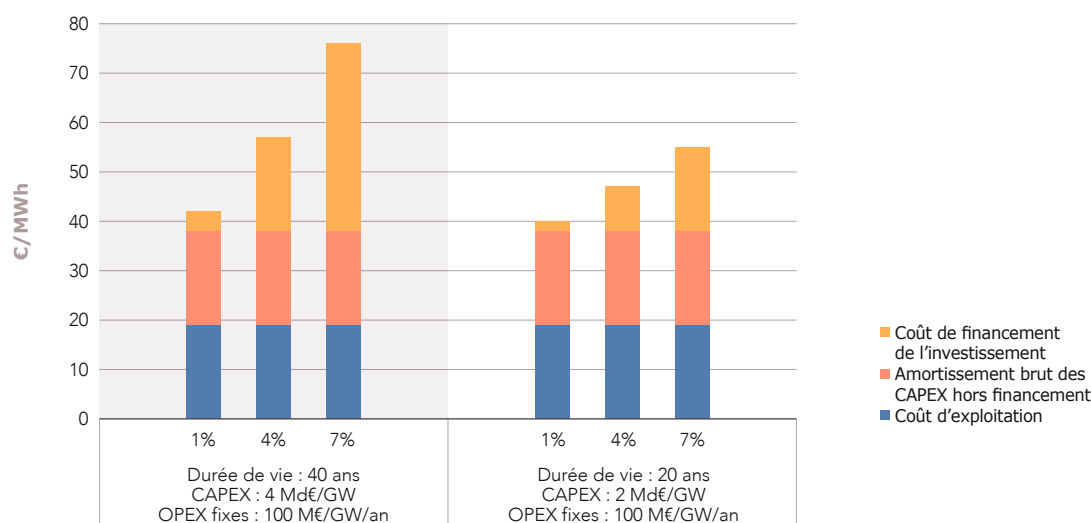
6. Les taux sont exprimés ici en valeur réelle (hors inflation) et hors impôts sur les sociétés, en cohérence avec un chiffrage économique des scénarios réalisé en euros constants et ne prenant pas en compte les taxes et impôts (qui constituent des effets redistributifs entre l'État et les acteurs du système électrique).

différentes technologies resteraient durablement différenciées (par exemple dans le cas où le nouveau nucléaire ou les énergies renouvelables ne bénéficieraient pas ou plus d'un cadre de régulation conduisant à sécuriser une partie des revenus et de l'investissement).

Au-delà du recours à un coût du capital uniforme dans le cas de référence, la plage de valeurs considérées pour l'hypothèse de coût du capital a également fait l'objet de discussions. Le consensus actuel exprimé dans la littérature scientifique, ainsi que dans les réponses à la consultation publique, se projette sur des valeurs faibles. Retenir une valeur modérée pour le coût du capital reflète en premier lieu les conditions de financement actuelles, dans lesquelles les taux sans risque (pouvant par exemple être approchés par les rendements des obligations d'État à 30 ans) sont bas. Ce choix fait également écho à la proposition de nouveaux acteurs appelant à une forte régulation des investissements dans la transition énergétique afin de favoriser l'atteinte des objectifs de décarbonation, conduisant à réduire les coûts du capital pour les porteurs de projet.

Les choix retenus par RTE pour l'hypothèse de coût du capital répondent donc également aux attentes formulées dans les réponses à la consultation publique, dans lesquelles la grande majorité des répondants se sont exprimés pour une hypothèse de taux d'actualisation uniforme entre les technologies et fixée à une valeur relativement faible (entre 2 et 5%). Certains ont suggéré de réaliser une analyse économique fondée sur des valeurs nulles du coût du capital, avec plusieurs justifications : soit en considérant que la situation actuelle avec des taux d'intérêt de long terme nuls voire négatifs est amenée à se pérenniser et que l'essentiel des investissements pour la décarbonation se fera via un soutien public permettant d'accéder à de tels taux, soit afin de pousser au maximum la logique consistant à préserver les générations futures en annulant toute préférence pour le présent. Toutefois, cette hypothèse ne fait pas consensus et s'oppose à une vision de l'économie tenant compte du caractère fini des financements disponibles sur les marchés financiers et des arbitrages temporels réalisés par les acteurs économiques. RTE n'a donc pas retenu l'hypothèse d'un coût de financement nul, même dans la variante basse.

Figure 11.2 Illustration de l'effet du taux de rémunération du capital pour deux technologies fictives ayant des durées de vie différentes et une même répartition CAPEX/OPEX par MWh produit (exemple fictif avec durées de construction nulles)



11.3 L'évolution des coûts unitaires des composants du système électrique : des déterminants très différents selon les filières

11.3.1 Les coûts du nucléaire : un important travail de consolidation et de prise en compte de l'incertitude

11.3.1.1 Le coût du nucléaire historique : des coûts de prolongation très compétitifs, même en retenant des hypothèses prudentes sur les investissements de prolongation et les coûts de gestion des déchets

Les coûts de production d'électricité d'origine nucléaire ont fait l'objet de nombreuses évaluations et publications au cours des dernières années, dans le cadre du débat sur la comparaison des différentes filières ou encore dans le cadre d'analyses sur les coûts du système électrique et sur la fixation des prix et tarifs de l'électricité. Dans ce débat, le cas des réacteurs existants doit être distingué de celui des futurs réacteurs, les problématiques en jeu étant très différentes.

Pour le nucléaire historique, l'évaluation et la comparaison des coûts posent des questions de périmètre et de méthode sur la comptabilisation des coûts passés.

Ainsi, **la méthodologie appliquée peut différer selon qu'il s'agisse d'évaluer le coût complet du nucléaire sur l'ensemble de son cycle de vie ou les seules dépenses à venir pour la prolongation de l'exploitation des réacteurs. Dans le premier cas, l'ensemble des coûts doit être intégré au calcul, y compris l'amortissement des investissements passés et leur rémunération tandis que, dans le second cas, seules les dépenses liées à la production future sont comptabilisées (coûts restant à engager).** Par ailleurs, les paramètres du calcul peuvent varier selon la méthode d'annualisation des coûts d'investissement utilisée : méthode comptable (reposant sur un amortissement de l'actif selon des règles

comptables) ou méthode économique (reposant sur le principe de l'actualisation et sur le calcul d'une annuité fixe sur la durée d'amortissement), qui est celle retenue dans le cadre de la présente étude.

Coûts d'investissement de prolongation en deçà de 60 ans

Si les coûts d'investissement passés dans les réacteurs existants⁷ sont relativement bien documentés⁸ et peu débattus, l'évaluation des investissements à engager pour la prolongation des réacteurs est plus souvent discutée dans le cadre du débat public.

En France, la prolongation des réacteurs nucléaires existants est conditionnée à une autorisation de l'ASN qui doit être renouvelée tous les dix ans. Celle-ci est délivrée à l'issue des visites décennales (VD) menées par l'exploitant sur chaque réacteur et qui visent à assurer un niveau de sûreté conforme aux exigences les plus récentes. À l'occasion de ces visites décennales, des investissements importants sont ainsi engagés par EDF pour prolonger la durée d'exploitation de dix ans.

Au cours des dernières années, ces investissements de prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires existants ont été regroupés, avec les investissements dédiés à l'amélioration des normes de sûreté suite à l'accident de Fukushima, dans un vaste programme industriel conduit par EDF et appelé «grand carénage». Les coûts de ce programme ont

7. Y compris l'EPR de Flamanville, dont l'essentiel des coûts liés à la construction ont déjà été dépensés et sont donc comptabilisés dans les amortissements de coûts passés. Les dernières estimations communiquées par EDF ont été ainsi reprises dans le calcul.

8. Notamment dans les rapports de la Cour des comptes : «*Les coûts de la filière électronucléaire*» (2012) ou «*Le coût de production de l'électricité nucléaire, actualisation 2014*» (2014), «*La maintenance des centrales nucléaires : une politique remise à niveau, des incertitudes à lever – Tome I du rapport public annuel*» (2016)

fait l'objet de différentes communications par le passé, notamment par la Cour des comptes ou par EDF, avec néanmoins des périmètres et des périodes différentes : 49,4 Md€₂₀₂₀ sur la période 2014-2025 pour l'évaluation communiquée par EDF⁹, et 100 Md€₂₀₁₃ – soit 106 Md€₂₀₂₀ – sur une période plus large (2014-2030) dans l'estimation mentionnée par la Cour des comptes en 2016, qui tenait compte des dépenses de maintenance mais également des dépenses d'exploitation. **Rapportées au nombre de visites décennales projetées (ou plus précisément à la puissance totale des réacteurs concernés par des visites décennales), les références de coûts conduisent dans tous les cas à un ordre de grandeur similaire d'investissements d'environ 600 à 650 k€/MW pour prolonger l'exploitation des réacteurs de dix ans.**

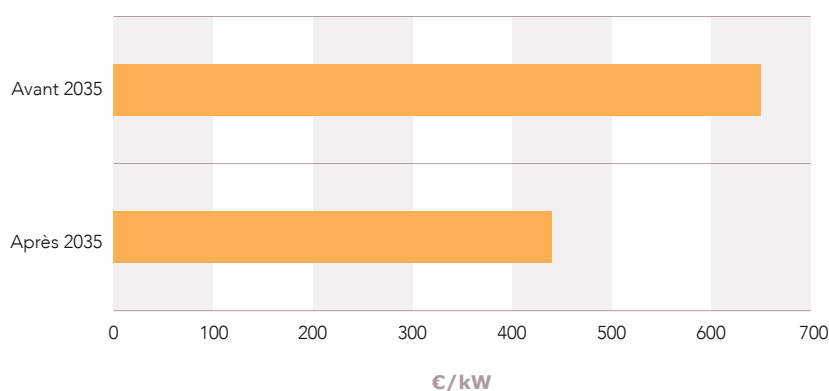
Ces coûts sont représentatifs du flux actuel de visites décennales, correspondant pour l'essentiel à des troisièmes ou quatrièmes visites décennales, caractérisées par des améliorations concernant la sûreté et/ou le remplacement de composants importants (générateurs de vapeur...). Les visites décennales qui interviendront à l'horizon 2030-2040 pourraient être moins coûteuses en moyenne, puisque les investissements majeurs permettant de prendre en compte le REX post-Fukushima auront

été consentis, que ces visites comprennent *a priori* moins de changements de gros composants et que la puissance moyenne des réacteurs concernés à cet horizon est plus importante.

Les hypothèses retenues dans l'analyse ont été réévaluées sur la base des éléments financiers communiqués par EDF, en lien avec le travail sur le coût du mix électrique engagé par la Cour des comptes au cours de l'année 2021. Le coût moyen des investissements de prolongation estimé est de l'ordre de 650 €/kW sur la période 2020-2035.

Des hypothèses supplémentaires sont également nécessaires pour évaluer au-delà de 2035 les dépenses associées à la poursuite d'exploitation des réacteurs nucléaires existants. Ces coûts sont réputés être inférieurs à ceux à encourir durant la période 2020-2035, qui comprend des dépenses très concentrées au cours des prochaines années pour le changement des gros composants et les améliorations de sûreté requises lors des quatrièmes visites décennales pour les réacteurs de 900 MW ou des troisièmes visites décennales pour ceux de 1 300 MW. Sur la base des éléments disponibles, RTE estime les coûts associés à 440 €/kW sur la période 2035-2050, pour toutes les prolongations ne dépassant pas 60 ans d'exploitation.

Figure 11.3 Hypothèses de coût de prolongation des réacteurs existants



9. Communication d'EDF du 20 octobre 2020, « EDF réajuste le coût du programme Grand Carénage »

L'évaluation du coût de la poursuite d'exploitation des réacteurs actuels se fonde sur cette hypothèse, ainsi que sur plusieurs variantes. **Hors prise en compte de la problématique de rémunération des investissements passés (qui n'est pas abordée dans le présent rapport), le coût restant à engager se trouve ainsi compris entre 30 et 40 €/MWh dans les différentes variantes considérées.** Ce coût intègre l'amortissement des investissements de prolongation par tranche de dix ans à hauteur d'environ 10 €/MWh, ainsi que les charges d'exploitation fixes et variables des usines de production¹⁰.

Le Bilan prévisionnel 2017 avait déjà établi que la prolongation de la durée de vie des réacteurs était une option compétitive. Cette conclusion est largement confortée par les nouvelles évaluations réalisées dans le cadre des «Futurs énergétiques 2050» : même en considérant une hypothèse de doublement des coûts d'investissement de prolongation (déjà considérée comme peu réaliste dans la mesure où les dépenses engagées pour le grand carénage respectent la trajectoire prévisionnelle à date), le coût complet du nucléaire prolongé augmenterait d'environ 10 €/MWh et resterait compétitif par rapport à celui d'autres moyens de production à moyen terme.

Coûts d'investissements pour la prolongation au-delà de 60 ans

La prolongation de certains réacteurs de deuxième génération au-delà de 60 ans de durée d'exploitation n'est considérée que pour quelques réacteurs, dans le cadre du seul scénario N03. Les investissements nécessaires ne sont toutefois pas connus à date, et il n'existe pas de référence permettant d'en déterminer un ordre de grandeur. Ces perspectives de prolongation requièrent encore des travaux de recherche approfondis sur le vieillissement des matériaux avant de pouvoir identifier les coûts d'adaptation des équipements nécessaires ; elles seraient par ailleurs sujettes au respect de préalables de sûreté qui n'ont pas été établis et

ne le seront pas avant de nombreuses années. Dans ce contexte, plusieurs variantes sur les coûts de prolongation au-delà de 60 ans peuvent être considérées. À défaut de données consolidées à l'heure actuelle, l'hypothèse retenue consiste à considérer que ces prolongations conduisent à un coût du nucléaire prolongé équivalent à celui des nouveaux EPR2. Il s'agit d'une hypothèse largement conservatrice (l'exploitation plus longue des réacteurs existant consistant à éviter ou retarder la construction de nouveaux réacteurs, elle n'est intéressante que si elle est moins coûteuse) mais dont le principe a été fixé lors de la concertation, en reprenant la proposition formulée par EDF dans le cadre de sa réponse à la consultation publique.

Autres postes de coûts

Le reste du coût à engager pour poursuivre l'exploitation est constitué des coûts d'exploitation (fixes et variables). Ces coûts intègrent les provisions pour les coûts de gestion du combustible usé et des déchets, qui font l'objet d'une analyse spécifique présentée dans ce chapitre. En tenant compte du principe de prudence retenu par RTE pour évaluer les coûts de l'aval du cycle dans l'analyse prospective des «Futurs énergétiques 2050», l'ensemble des coûts d'exploitation (fixes et variables) est estimé à environ 23 €/MWh, ce chiffre étant susceptible de varier en fonction du facteur de charge retenu (ces coûts s'ajoutent aux coûts d'investissements pour donner le coût de poursuite d'exploitation de 30 à 40 €/MWh mentionné plus haut).

Enfin, plusieurs répondants à la consultation publique ont soulevé la question de la prise en compte des coûts d'un accident nucléaire dans l'analyse économique. La loi prévoit un montant maximum de responsabilité de l'exploitant en cas d'accident nucléaire, fixé à 700 millions d'euros par accident nucléaire¹¹, le reste étant supposé couvert par l'État¹². En conséquence, dans l'analyse économique, seule la cotisation d'assurance de responsabilité civile¹³ permettant de couvrir les

10. La rémunération des CAPEX du nucléaire existant n'est pas comptabilisée dans les coûts de prolongation, en considérant que ces coûts ont été amortis sur la durée de vie initiale des réacteurs. Ainsi, les coûts de poursuite d'exploitation présentés ne sont pas comparables au niveau de prix qui pourrait être considéré pour établir le prix d'un accès au nucléaire historique à cet horizon.

11. Article L597-4 du code de l'environnement, créé par l'ordonnance n°2012-6 du 5 janvier 2012 modifiant les livres I^{er} et V du Code de l'environnement.

12. Ce qui reste un coût pour la collectivité mais n'est pas couvert par le périmètre considéré pour l'évaluation du coût complet des scénarios, au même titre que d'autres externalités.

13. La loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit que l'exploitant puisse justifier d'une couverture de sa responsabilité selon les montants prévus.

montants dus par l'exploitant en cas d'accident est intégrée dans les coûts fixes du nucléaire. La garantie assurée par l'État en cas de conséquences dépassant les sommes indiquées n'est pas intégrée à l'évaluation économique du coût de la production nucléaire. Dans son rapport de 2014 sur les coûts de production d'électricité nucléaire, la Cour des comptes avait indiqué qu'en intégrant le coût d'un « accident grave médian », estimé à environ 120 Md€ par l'IRSN¹⁴, sur la durée de vie des réacteurs existants, le coût rapporté au

mégawattheure produit sur l'ensemble de la période serait de l'ordre de 1 à 2 €/MWh. Le débat complexe sur l'évaluation socio-économique du nucléaire en intégrant les différentes externalités et risques associés dépasse le champ du présent rapport. Pour être mené, il devrait être réalisé pour toutes les technologies en intégrant à chaque fois le risque associé (accidents, dommages pour la santé liés aux pollutions atmosphériques ou à l'extraction des matières nécessaires, contribution au réchauffement climatique, etc.).

11.3.1.2 Le nucléaire de troisième génération : des projections de coûts des EPR2 fondées sur les évaluations menées par les pouvoirs publics

S'agissant de la construction de nouveaux réacteurs nucléaires dont aucun coût n'a encore été engagé, l'évaluation économique des scénarios passe par la prise en compte de l'ensemble des composantes sur le cycle de vie des réacteurs considérés : coûts de construction, d'exploitation et de maintenance, provisions pour démantèlement et gestion à long terme du combustible usé et des déchets.

Nouveaux réacteurs de type EPR2

Les caractéristiques de coûts des nouveaux réacteurs font l'objet de nombreuses analyses et discussions dans le cadre du débat public, s'appuyant en particulier sur les montants d'investissement ou les références de coûts pour les réacteurs en cours de construction.

Pour l'EPR de Flamanville, les dernières estimations communiquées par EDF prévoient un coût total de construction¹⁵ de l'ordre de 12,4 Md€₂₀₁₅ (environ 13 Md€₂₀₂₀), soit 7 900 €/kW₂₀₂₀. Début 2021, EDF a par ailleurs revu le coût du projet Hinkley Point C en Grande Bretagne à 25-26 Md€₂₀₂₀, soit 7 800 à 8 100 €/kW₂₀₂₀.

Ces évaluations sont régulièrement citées dans le débat pour souligner que le coût de nouveaux

réacteurs nucléaires serait particulièrement élevé au regard des coûts des autres filières. S'il est vrai que ces niveaux de coûts sont significativement plus élevés que pour les énergies renouvelables (*voir ci-après*), ces références doivent être considérées avec précaution dans la mesure où elles correspondent à des têtes de série. Or des expériences similaires ont pu être observées dans d'autres filières comme le photovoltaïque ou l'éolien en mer, pour lesquelles les coûts ont nettement baissé ces dernières années malgré des niveaux de départ très élevés (premiers parcs éoliens en mer attribués en France autour de 200 €/MWh avant renégociation¹⁶). S'agissant du nucléaire historique, pour les paliers P4 et N4, des gains de 25 à 30 % avaient été constatés entre les têtes de série industrielles et les réacteurs construits ultérieurement.

À long terme, dans le cadre d'un programme de nouveaux réacteurs intégrant le retour d'expérience des premiers chantiers, les projections de coûts articulées par les industriels de la filière nucléaire se situent à un niveau inférieur. Pour intégrer les hypothèses de coûts les plus récentes et les plus robustes sur l'EPR2 (qui constitue le modèle de réacteur privilégié dans les scénarios avec renouvellement du nucléaire), RTE s'est

14. Les études de l'IRSN considèrent deux types d'accidents nucléaires impliquant la fusion du cœur d'un réacteur : « l'accident dit "grave" comporte des rejets radioactifs importants, mais différés et partiellement filtrés, alors que l'accident dit "majeur" provoque des rejets massifs non filtrés ». Le coût d'un accident "majeur" pourrait être bien supérieur à celui d'un accident « grave » et se situer autour de 430 Md€ (source : IRSN).

15. À ces coûts de construction s'ajoutent des coûts complémentaires de 6,7 Md€₂₀₁₅ correspondant principalement aux intérêts intercalaires permettant de financer le chantier. Ces intérêts dépendent de la durée de construction et du taux de financement, considéré par ailleurs dans l'analyse économique de RTE.

16. <https://www.connaissancedesenergies.org/eolien-offshore-les-jeux-sont-faits-120406>

appuyé sur les évaluations communiquées par les pouvoirs publics dans le cadre de la concertation et utilisées dans les travaux d'analyse des conditions de faisabilité d'un éventuel programme de construction de nouveaux réacteurs, dit « Nouveau nucléaire France » (NNF), conduits par l'administration. **Ces projections sont élaborées à partir d'audits successifs réalisés, sous l'égide des pouvoirs publics, par des auditeurs différents sur les projections de coûts estimées par EDF.** Ce travail, qui s'inscrit dans le programme de travail prévu par la PPE, fera l'objet d'une publication spécifique par le gouvernement.

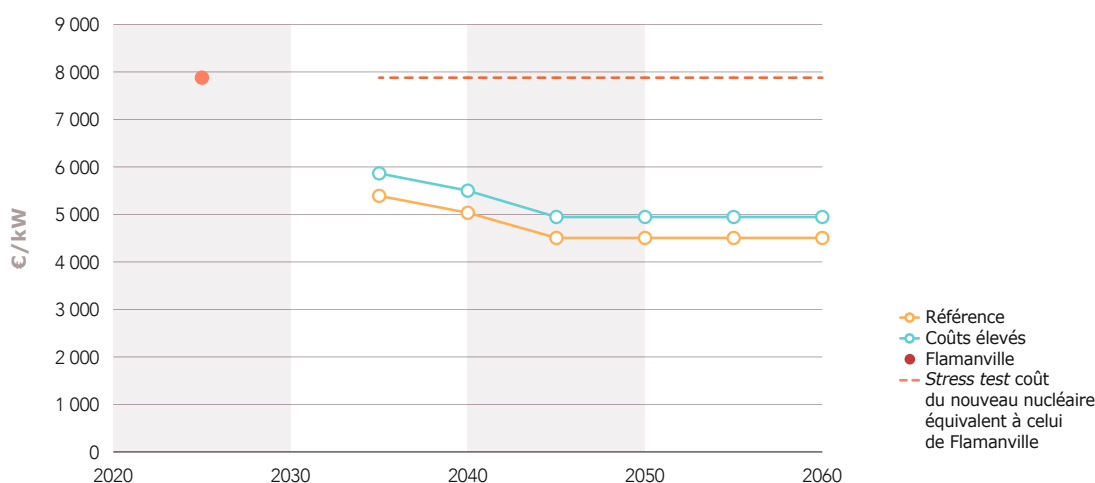
Ces projections conduisent à retenir, dans la trajectoire de référence (coût médian intégrant déjà des provisions pour risque), des coûts de construction de l'ordre de 5 500 €/kW pour les premiers réacteurs¹⁷ (soit environ 9 Md€ par tranche EPR en comparaison des 12,4 Md€₂₀₁₅ correspondant à la dernière estimation pour l'EPR de Flamanville), avec une perspective de baisse à 4 700 €/kW pour

des EPR2 de série. Ces références de coûts comprennent les coûts de développement d'un programme de nouveaux réacteurs (étalés sur les premières paires) ainsi que les provisions pour démantèlement constituées au moment de la construction (*voir ci-après*).

La variante haute est également issue des audits indépendants réalisés sur le programme NNF dans le cadre de son instruction par l'État. Elle analyse le cas d'un surcoût pouvant être important sur les deux premières tranches, puis plus modéré à terme.

Dans le cadre de la consultation, de nombreux répondants ont souhaité que les analyses puissent intégrer des cas de figure susceptibles de s'écarter des évaluations commanditées par l'État, arguant de l'impossibilité de déployer pour le nouveau nucléaire une démarche de standardisation et de construction en série similaire à celle du programme électro-nucléaire français des années 1970 et 1980 ou du déploiement actuel des énergies renouvelables.

Figure 11.4 Évolution du coût d'investissement (dont coût de développement et démantèlement) des EPR2 en fonction de la date de mise en service



17. Hors coût de financement.

Que cette thèse soit justifiée ou non, il demeure indéniable que la dynamique de diminution des coûts du nouveau nucléaire ne peut pas être observée, trop peu de réacteurs étant en construction. RTE a donc introduit dans l'analyse un stress test conduisant à retenir, pour le coût de construction du nouveau nucléaire, celui de Flamanville 3, à savoir 12,4 Md€₂₀₁₅. Ce stress test est utilisé pour examiner la robustesse de l'analyse à des cas extrêmes et ne remplace pas les analyses de sensibilité standards examinées en retenant les hypothèses haute et basse pour chaque technologie.

Petits réacteurs modulaires (SMR)

Le scénario N03 des «Futurs énergétiques 2050» intègre le développement de petits réacteurs modulaires (SMR). Cette technologie fait l'objet de programmes de R&D, qui ont vocation à s'accélérer en France dans le cadre du programme France 2030 suite aux annonces du président de la République le 12 octobre 2021.

Les SMR ne sont pas une technologie mature et leurs coûts demeurent aujourd'hui très incertains. Le modèle de réacteur envisagé en France (projet Nuward) est encore à l'état de conception. À défaut d'informations plus précises, les hypothèses de coût retenues pour les SMR sont fondées sur les références de coût de l'EPR2, en retenant les hypothèses de coûts des premiers réacteurs de série, soit 5 500 €/kW.

Coût du capital

Au-delà des hypothèses sur les coûts de construction, le coût du capital du nouveau nucléaire apparaît comme l'un des paramètres clés pour la compétitivité de la filière. Du fait d'une durée de construction longue (qui engendre d'importants intérêts intercalaires), d'une durée d'exploitation longue et de coûts d'investissement importants, le coût associé au financement de l'investissement initial constitue la principale composante de coût du nouveau nucléaire et peut faire varier fortement le coût complet de l'électricité produite par de nouvelles centrales (d'un facteur deux à trois).

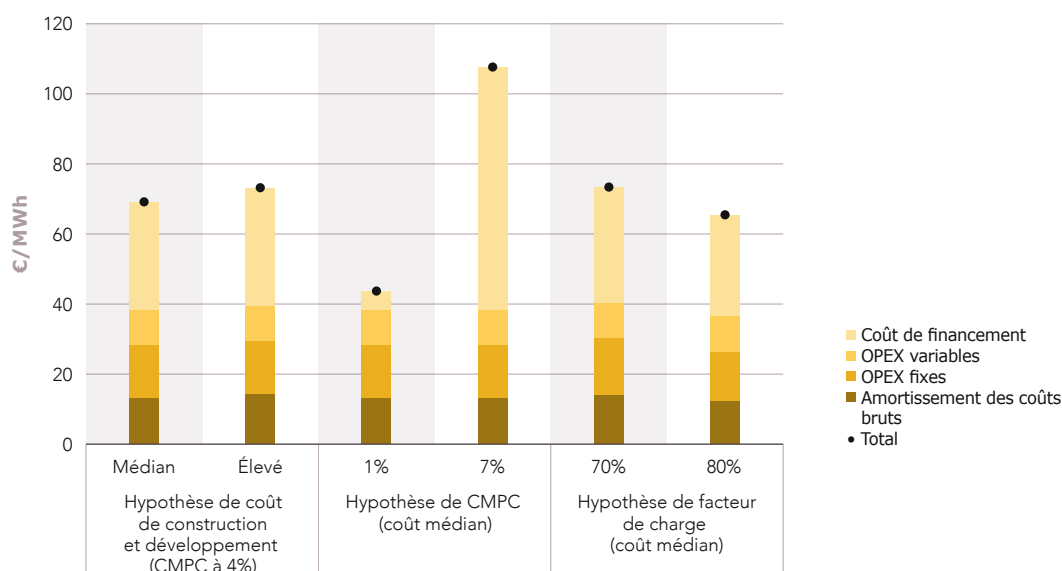
Les discussions autour du coût du projet Hinkley Point au Royaume-Uni avaient déjà mis en évidence la forte dépendance du niveau de prix garanti au coût du capital appliqué au projet. Dans ce contexte, le modèle de financement des nouveaux réacteurs joue un rôle important dans le coût complet de la filière. Dans l'éventualité de la réalisation du programme «Nouveau nucléaire France» porté par EDF, l'État étudie le financement direct d'une partie du programme, ce qui pourrait favoriser l'accès à des coûts du capital plus faibles que s'il était porté entièrement par un investissement privé¹⁸.

Par ailleurs, les possibilités de financement du nouveau nucléaire pourront également dépendre des orientations européennes sur les technologies éligibles à une finance durable et les obligations vertes. Le nucléaire ne figure pas dans la première liste contenue dans l'acte délégué sur la taxonomie adopté par la Commission européenne au printemps 2021. Cette situation est susceptible d'évoluer à brève échéance : à l'issue des conclusions remises en mars 2020 par un premier groupe d'experts techniques sur la finance durable, appelant à la réalisation de travaux d'expertise plus poussés sur le principe du «non-préjudice significatif à l'environnement» (*Do not Significant Harm*, ou DNSH), le Centre commun de recherche de la Commission européenne a conclu qu'il n'existait pas d'obstacle scientifique à l'inclusion du nucléaire dans la taxonomie. Depuis, deux groupes d'experts européens (groupe d'experts de l'article 31 du traité Euratom et Comité scientifique sur la santé, l'environnement et les risques émergents – ou SHEER) ont globalement confirmé ces conclusions. L'inclusion du nucléaire dans la taxonomie européenne favoriserait la recherche de financement et l'obtention de conditions compétitives, susceptibles de diminuer le coût moyen pondéré du capital.

Enfin, le facteur de charge des nouveaux réacteurs jouera également un rôle important dans le coût complet du mégawattheure produit par le nucléaire. Or ce facteur dépend des scénarios de mix : dans une configuration où les nouveaux

¹⁸. Voir section la partie 11.2 pour une discussion sur la prise en compte du taux de rémunération du capital dans l'analyse économique des scénarios. Des analyses de sensibilité des résultats économiques à cette hypothèse sont présentées dans la partie 11.6.

Figure 11.5 Coût complet de production du nouveau nucléaire selon l'hypothèse de coût d'investissement, de coût moyen pondéré du capital ou de facteur de charge



réacteurs nucléaires ne fonctionneraient qu'une partie de l'année, en complément des énergies renouvelables, le coût complet rapporté au mégawattheure augmenterait alors substantiellement. La figure ci-dessus présente le coût complet rapporté à l'énergie produite selon différentes hypothèses sur le coût de construction, le coût de rémunération du capital et le facteur de charge.

Ces valeurs doivent être prises avec précaution. Même si les hypothèses utilisées pour le calcul correspondent à celles définies par l'administration

dans les études sur le financement d'un éventuel programme NNF, les estimations de coût rapporté à l'énergie produite peuvent différer. En effet, les estimations réalisées par RTE n'incluent pas les taxes ni les marges sur la construction et l'exploitation des réacteurs, conformément à la méthodologie présentée au début de ce chapitre (et de manière à ne pas biaiser l'analyse avec des différences de fiscalité entre les filières). Pour la même raison, elles sont fondées sur des coûts de rémunération du capital normatifs.

11.3.1.3 Les charges pour démantèlement : des coûts prévisionnels intégrés dans les provisions à constituer à la construction des réacteurs

Au-delà des projections de coûts d'investissement pour la construction ou la prolongation des réacteurs, d'autres composantes de coût sont également souvent discutées. Il s'agit en particulier des coûts prévisionnels du démantèlement des centrales ou de ceux associés à la gestion à long terme du combustible usé et des déchets. La prise en compte

de ces différentes composantes a fait l'objet d'une attention particulière dans le cadre de l'étude.

Pour les réacteurs de deuxième génération en exploitation, les coûts bruts de démantèlement étaient évalués à 19,6 Md€₂₀₁₃ (soit 360 M€₂₀₂₀ par réacteur) par la Cour des comptes dans son rapport

sur les coûts de production nucléaire de 2014¹⁹. Ils ont été réévalués à 20,8 Md€₂₀₁₈ (370 M€₂₀₂₀ par réacteur) par la Cour des comptes dans son rapport de 2020 sur l'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires. **La loi française prévoit que ces coûts soient provisionnés par l'opérateur pour la gestion des charges futures²⁰ : ils sont donc bien pris en compte dans l'estimation des coûts complets annualisés au titre de l'amortissement des coûts passés.**

En s'appuyant sur les données communiquées par les pouvoirs publics, l'hypothèse retenue pour les coûts liés au démantèlement pour les futurs réacteurs s'établit à environ 290 M€ de provisions à constituer à la mise en service de chaque réacteur de type EPR2, soit environ 180 €/kW de CAPEX initiaux. Dans l'analyse de RTE, ce montant est ajouté au coût des investissements à amortir à la mise en service des réacteurs.

11.3.1.4 L'aval du cycle nucléaire : une prise en compte du traitement-recyclage du combustible usé et du stockage des déchets dans l'analyse économique, en intégrant un principe de prudence

Au-delà des coûts associés à la construction, à l'exploitation et à la fin de vie des réacteurs, le nucléaire est caractérisé par une composante de coût spécifique, correspondant à l'aval du cycle du combustible. Cette composante porte précisément sur le traitement et le recyclage des combustibles usés d'une part, et sur la gestion des déchets radioactifs (y compris le stockage final sur le long terme) d'autre part. **Un soin particulier a été consacré à intégrer ces composantes de coût à l'analyse économique des « Futurs énergétiques 2050 »,** en se fondant sur des données recueillies auprès des opérateurs concernés (EDF, Orano, ANDRA) mais également d'analyses propres à RTE.

Les résultats de la consultation publique témoignent d'un souhait général de porter une attention particulière à la prise en compte de cette composante de coût, dont plusieurs ONG estiment qu'elle présente le risque d'être sous-estimée dans l'évaluation du coût de l'option nucléaire. Au cours des réunions de concertation, certains acteurs se sont interrogés sur le niveau de coûts à considérer pour l'aval du cycle nucléaire, et sur la cohérence avec les montants d'investissement de plusieurs milliards voire plusieurs dizaines de milliards d'euros envisagés dans les infrastructures de traitement-recyclage du

combustible (éventuel renouvellement des usines de retraitement de La Hague, ajout d'une piscine d'entreposage supplémentaire...) et de stockage des déchets (projet Cigéo...). Enfin, les nombreux travaux de la Cour des comptes sur le coût de la production d'électricité en général, et du nucléaire en particulier, soulignent l'importance d'une bonne intégration de ces postes de coûts, tout en restituant le degré d'incertitude qui peut caractériser ceux qui s'inscrivent dans des perspectives à très long terme.

Dans ce contexte et vu le caractère sensible des évaluations économiques des « Futurs énergétiques 2050 », RTE revendique avoir adopté une approche prudente pour évaluer les composantes de coût correspondant à l'aval du cycle du combustible nucléaire : dans le cas où plusieurs hypothèses étaient envisageables, RTE a systématiquement retenu la plus haute, et a également intégré à dessein des majorants pour les composantes de coût les plus incertaines. Ces évaluations constituent donc des majorants en l'état des connaissances à date : elles pourront être approfondies dans le cadre d'un travail ultérieur sur les conséquences des scénarios « N » pour l'aval du cycle nucléaire dans le cas où

19. « Le coût de production de l'électricité nucléaire. Actualisation 2014 », Cour des comptes (mai 2014)

« L'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires. Communication à la commission des Finances du Sénat », Cour des comptes (février 2020)

20. La loi prévoit que ces provisions sont placées sur des actifs dédiés ; elles sont calculées en plafonnant le taux de rémunération attendu en fonction d'un indice reposant sur celui des obligations d'État. Le taux utilisé par EDF fin 2020 est de 2,1%/an hors inflation (rapport financier annuel 2020 EDF, annexe aux comptes consolidés).

de nouveaux réacteurs seraient décidés, et elles n'ont pas vocation à se substituer aux évaluations réalisées par les organismes en charge de la gestion du cycle dans le cadre

de leur communication financière (pour les entreprises) ou des procédures prévues par le droit (Andra).

11.3.1.5 Les coûts de traitement-recyclage du combustible utilisé : un renouvellement des infrastructures nécessaires dans les scénarios avec du nouveau nucléaire

Les étapes du retraitement

Les étapes d'enrichissement de l'uranium naturel pour la fabrication de combustibles UOX (uranium naturel enrichi) et de traitement de ces combustibles après leur utilisation dans les réacteurs génèrent différentes substances radioactives : uranium appauvri (Uapp), plutonium, uranium de retraitement (URT), actinides mineurs et produits de fission. Une partie de ces substances (actinides mineurs et produits de fission) ne peut être réutilisée dans les réacteurs en service, ni dans les EPR : celle-ci est donc considérée comme un déchet ultime devant être conditionné de manière stable et stocké (*voir section dédiée ci-après*).

Les autres substances issues du cycle ont un potentiel énergétique conséquent et sont, en France, considérées comme des matières valorisables. La stratégie française vise à maximiser le recyclage des combustibles usés (stratégie dite de «cycle fermé») afin de produire de nouveaux combustibles utilisables dans les centrales nucléaires, de réduire en conséquence la consommation de ressources naturelles (uranium) et d'optimiser la gestion des déchets. Le recyclage du plutonium et de l'uranium extraits des combustibles usés permet de produire respectivement les combustibles MOX (mélange d'uranium appauvri et de plutonium) et les combustibles URE (uranium de retraitement enrichi). Ces combustibles ne sont pas retraités après leur utilisation en réacteur (mono-recyclage)²¹. L'uranium appauvri non utilisé pour la fabrication de combustibles MOX est, pour sa part, destiné à être réenrichi ou valorisé dans de futures générations de réacteurs. Cette stratégie de retraitement

du combustible utilisé se retrouve dans plusieurs pays utilisant l'énergie nucléaire (comme la Suisse ou le Japon), tandis que d'autres considèrent les combustibles usés comme des déchets, sans étape de retraitement-recyclage (comme les États-Unis).

Pour mener à bien les différentes étapes de retraitement-recyclage du combustible, plusieurs types d'infrastructures sont essentiels :

- ▶ les piscines d'entreposage des combustibles usés, situées près des réacteurs et sur le site de La Hague ;
- ▶ les usines de retraitement du combustible de la Hague (UP2-800 et UP3), qui constituent le plus grand site industriel de retraitement des combustibles usés dans le monde ;
- ▶ l'usine de fabrication du combustible MOX (Melox) située à Marcoule ;
- ▶ l'usine de conversion de l'uranium de retraitement (TU5) située au Tricastin ;
- ▶ des réacteurs nucléaires aptes à utiliser du combustible MOX.

Aujourd'hui, 24 réacteurs de 900 MW parmi les 56 réacteurs français sont autorisés à utiliser du combustible MOX. La production d'un combustible MOX nécessite le traitement de huit combustibles UOX usés, ce qui permet de réduire leur volume : le cycle français repose donc sur des capacités limitées d'entreposage pour ces matières. Cette situation implique de maintenir un nombre suffisant de réacteurs capables d'accueillir du combustible MOX afin d'éviter la saturation des entreposages. Le «moxage» de nouveaux réacteurs nucléaires à mesure que les premiers réacteurs moxés seront fermés apparaît

21. Conformément aux orientations de la PPE, des études menées par les industriels de la filière sont en cours en vue du déploiement du multi-recyclage de l'uranium et du plutonium dans les réacteurs du parc actuel. Grâce à ce multi-recyclage, il serait possible de réutiliser intégralement l'uranium et le plutonium issus du traitement des combustibles UOX et MOX.

donc nécessaire. La PPE prévoit ainsi de mettre en œuvre le moxage des réacteurs de 1300 MW afin de pérenniser la gestion du cycle. Le coût du moxage des centrales nucléaires existantes n'a pas été pris en compte dans la présente étude mais, au regard des ordres de grandeur disponibles pour des tranches qui ont déjà réalisé cette opération, celui-ci n'est pas discriminant entre les scénarios.

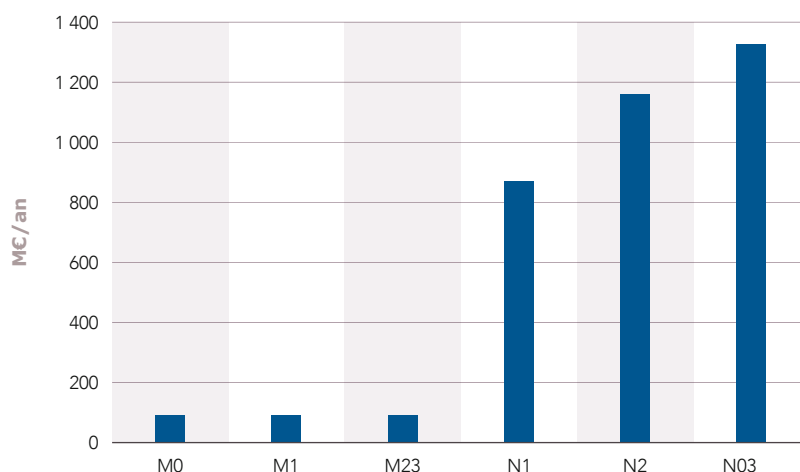
Les investissements de renouvellement des infrastructures

Plusieurs infrastructures susmentionnées (usines de traitement-recyclage en particulier) devront être renouvelées au cours des prochaines décennies en fonction des scénarios d'évolution du parc nucléaire en France.

S'agissant des piscines d'entreposage, celles-ci se remplissent progressivement dans la mesure où les combustibles usés issus du recyclage (MOX et URE) ne sont actuellement pas recyclés. Ceux-ci sont entreposés dans l'attente de possibilités de valorisation (par multi-recyclage

dans les réacteurs existants ou dans d'éventuels réacteurs de quatrième génération). **À l'horizon 2030, des mesures sont nécessaires pour éviter la saturation des piscines existantes, qui limiterait la faculté à entreposer les combustibles usés et pourrait contraindre le fonctionnement de certaines centrales du parc nucléaire^{22,23,24}.** À brève échéance, la densification des piscines de La Hague permettra d'en augmenter la capacité d'entreposage de 30%. Malgré cela, **une piscine additionnelle sera nécessaire, pour un montant évalué entre un et deux milliards d'euros. Cet investissement est intégré à l'évaluation économique des scénarios.** Du fait de son retard dans l'exécution de ce projet, EDF est contraint de mener plusieurs projets additionnels pour entreposer rapidement son combustible usé (densification des piscines de La Hague, entreposage à sec, consommation de 16 assemblages MOX par recharge de réacteur). En l'absence d'information sur leur coût, ceux-ci n'ont pas été pris en compte.

Figure 11.6 Coût complet des charges de traitement-recyclage dans les différents scénarios en 2060



22. « Plan national de gestion des matières et déchets radioactifs 2016-2018 », ASN et ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer (2017)

23. Article 10 de l'arrêté du 23 février 2017 (...) établissant les prescriptions du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs.

24. Avis n° 2018-AV-0316 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 18 octobre 2018 relatif à la cohérence du cycle du combustible nucléaire en France.

S'agissant de la stratégie de traitement-recyclage des combustibles usés, cette dernière est préservée par la Programmation pluriannuelle de l'énergie sur la période de la PPE et au-delà, au moins à horizon 2040. Les démarches de pérennité mises en œuvre dans les usines de traitement de La Hague et de fabrication de combustible MOX de Melox permettent d'assurer leur fonctionnement jusqu'à cet horizon. Au-delà, des investissements devront être réalisés pour assurer leur renouvellement et pérenniser leur fonctionnement à long terme dans les scénarios «N», dans l'hypothèse d'une poursuite de la stratégie française de recyclage du combustible²⁵.

Dans le cadre d'une contribution aux travaux des «Futurs énergétiques 2050», Orano a communiqué à RTE les données de coûts d'investissements et de coûts d'exploitation nécessaires dans les deux usines de la Hague et de Melox, correspondant aux scénarios avec renouvellement du parc électronucléaire. Les investissements envisagés dans ces usines se chiffrent ainsi à plusieurs milliards d'euros. Dans son analyse, RTE considère également

une hypothèse d'investissement de 2 Md€ pour la densification et la création de nouvelles piscines de stockage.

Compte tenu de ces hypothèses, les coûts complets des infrastructures de traitement-recyclage se montent à plusieurs centaines de millions d'euros par an dans les différents scénarios. Rapportés à la production nucléaire, ces montants conduisent à des coûts d'environ 3 à 4 €/MWh dans le scénario N03, environ 4 à 5 €/MWh dans le scénario N2 et entre 6 et 7 €/MWh dans le scénario N1.

Ces politiques d'investissement doivent s'inscrire dans le temps industriel long, avec un lancement à opérer plus de 15 ans avant échéance, soit dès 2025 en cas de décision de renouvellement du parc nucléaire. Comme le relève l'ASN²⁶ et le prévoit la PPE, indépendamment d'une décision éventuelle de relance, les stratégies de traitement-recyclage au-delà de 2040 devront être précisées à court terme pour permettre à la filière d'anticiper ses besoins en capacité de traitement-recyclage ou d'entreposage et de stockage de combustible usé.

11.3.1.6 Les coûts de gestion des déchets (entreposage et stockage à long terme) : de fortes incertitudes sur les coûts de stockage en couche géologique profonde des déchets radioactifs

Le stockage des déchets nucléaires et les incertitudes associées

Les déchets radioactifs regroupent l'ensemble des matières contenant de la radioactivité et pour lesquelles il n'existe pas de valorisation ou de recyclage possible. Ceux-ci sont issus de l'irradiation du combustible nucléaire en réacteur ou encore de la déconstruction des installations nucléaires.

En France, les déchets sont classés en différentes catégories selon leur durée de vie et leur activité : déchets à vie très courte (VTC), très faible activité (TFA), faible et moyenne activité – vie courte (FMA-VC), faible activité – vie longue (FA-VL),

moyenne activité – vie longue (MA-VL) et haute activité (HA). Les déchets MA-VL et HA, qui sont essentiellement issus du passage du combustible nucléaire en réacteur, sont ceux pour lesquels la gestion à long terme requiert les infrastructures les plus coûteuses, avec en particulier la construction prévue d'un centre de stockage en couche géologique profonde (Cigéo) pour les stocker de manière pérenne. D'après la Cour des comptes²⁷, 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.

25. Certains pays ne recyclent pas les combustibles usés et prévoient de les stocker définitivement tels quels. Cette alternative n'est toutefois pas envisagée en France et n'a pas été considérée dans l'étude.

26. <https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/avis-sur-la-gestion-des-matieres-radioactives-et-l-evaluation-de-leur-caractere-valorisable>

27. «Les coûts de la filière électronucléaire», Cour des comptes (2012)

À l'heure actuelle, seule une faible partie des substances radioactives issues du traitement des combustibles usés est qualifiée de déchet en France (actinides mineurs et produits de fission, représentant 4 % du contenu des combustibles usés après irradiation en réacteur). Toutefois, les perspectives d'utilisation de certaines matières aujourd'hui considérées comme valorisables (combustibles MOX et URE usés) sont incertaines en l'absence de mise en œuvre industrielle de multi-recyclage du combustible et de réacteur de génération IV (« sur-générateur ») et pourraient à terme conduire à une requalification de ces matières en déchets. Dans ses comptes, EDF constitue ainsi des provisions pour couvrir les éventuels coûts d'entreposage et de stockage direct de ces combustibles usés, s'alignant ainsi sur les recommandations de l'ASN²⁸.

Pour les déchets radioactifs et à la durée de vie la plus longue (HA et MA-VL), le projet de stockage en couche géologique profonde Cigéo vise à apporter une solution de stockage durable et à faire en sorte que ces déchets ne représentent pas un fardeau pour les générations futures. Du fait de l'ampleur du projet et des incertitudes sur l'évolution du cycle du combustible nucléaire en France, les coûts d'investissement de Cigéo présentent des incertitudes significatives. À titre d'illustration, les exploitants nucléaires (principalement EDF) évaluaient en 2014 le coût de cette installation à 19,2 Md€₂₀₁₂ tandis que l'évaluation initiale de l'ANDRA s'élevait à 34,5 Md€₂₀₁₂. Toutefois, le périmètre des déchets à stocker pris en compte dans ces évaluations n'est pas toujours précisé : il inclut systématiquement un inventaire de référence et un inventaire de réserve mais le périmètre de ce dernier est flexible²⁹. Un arrêté du ministre de l'Énergie a finalement fixé en 2016 le coût-objectif du projet Cigéo à 25 Md€₂₀₁₂, tout en demandant la révision régulière de ce chiffrage. La prochaine réévaluation du coût de Cigéo est prévue dans le cadre du dépôt de la demande d'autorisation de création qui interviendra vers 2022.

La Cour des comptes relève dans son rapport sur les coûts de l'aval du cycle nucléaire³⁰ que le principal risque financier identifié par l'ANDRA s'agissant du projet Cigéo concerne l'inscription des combustibles usés à terminaison du parc actuel dans le périmètre de l'inventaire des déchets à stocker. Elle mentionne notamment que l'ANDRA a évalué à 5,2 Md€ le coût supplémentaire pour l'adaptation de Cigéo au stockage des combustibles usés (MOX et URE usés). De façon générale, le coût de l'aval du cycle est dépendant de la stratégie de requalification et de gestion du combustible usé non retraité, des modes de gestion et des moyens associés à ces nouvelles matières, potentiellement à haute activité et dont le volume pourrait être significatif au regard des hypothèses de dimensionnement de Cigéo.

Dans l'ensemble, le coût de stockage des déchets présente une incertitude forte dans l'attente des prochaines réévaluations et des choix publics sur le traitement des combustibles MOX usés et URE usés.

La méthode d'évaluation économique et les principes de prudence

Compte tenu de ces incertitudes, **l'hypothèse retenue pour les « Futurs énergétiques 2050 » se fonde sur une évaluation volontairement conservatrice intégrant un principe de prudence, de sorte que la comparaison entre les scénarios M et N ne puisse souffrir d'un risque de sous-estimation des charges futures liées au stockage des déchets nucléaires.** Ce principe de prudence est propre à la présente analyse économique dans le cadre des travaux des « Futurs énergétiques 2050 » et n'a pas vocation à se substituer aux analyses plus approfondies menées par l'ANDRA.

Ainsi, le cas de référence est fondé sur les principes suivants :

► **une évaluation haute des coûts du projet Cigéo, supérieure aux dernières**

28. <https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/avis-sur-la-gestion-des-matieres-radioactives-et-l-evaluation-de-leur-caractere-valorisable>

29. Les chiffrages sont généralement exprimés pour le stockage de l'inventaire de référence (déchets ultimes des actinides mineurs extraits du combustible usé et déchets de démantèlement des réacteurs existants et passés) mais Cigéo doit être conçu afin de lui permettre de s'adapter pour accueillir les substances figurant dans un inventaire de réserve, comprenant notamment les colis HA et MA-VL correspondant à un allongement de la durée de fonctionnement des réacteurs au-delà de 50 ans en moyenne.

30. « L'aval du cycle du combustible nucléaire », Cour des comptes (2019), page 74.

estimations publiques : les coûts considérés sont de 31 Md€₂₀₂₀³¹ au périmètre de l'inventaire de référence ;

- une majoration supplémentaire de 10 Md€ pour prendre en compte la possibilité d'accueillir environ 20 000 tonnes de déchets supplémentaires. Cette évaluation repose sur l'extrapolation du chiffre de 5,2 Md€, mentionné dans le rapport de la Cour des comptes comme représentant le coût supplémentaire du stockage de 6 300 tonnes de combustibles usés, à la quantité de 20 000 tonnes correspondant par exemple aux combustibles MOX et URE usés (dont les perspectives de recyclage sont incertaines) et des UOX usés dans la perspective d'un arrêt ultime de la production électronucléaire. Les proportions respectives de ces éventuels déchets dépendent des scénarios : dans les scénarios M, un arrêt de la production nucléaire se traduit par un volume conséquent de combustible UOX en fin d'exploitation. Dans les scénarios N, ces combustibles sont recyclés mais les quantités de MOX et URE usés augmentent.

Les coûts d'investissement et d'exploitation dans le projet Cigéo interviendront en moyenne bien après le passage du combustible en réacteur (notamment pour tous les déchets déjà produits) et rapporter ces coûts à la production électrique nécessiterait de tenir compte de l'effet de l'actualisation. Cependant, faute d'hypothèses détaillées sur l'échéancier d'investissement, l'effet

d'actualisation des coûts de stockage utilisé pour évaluer une provision et les effets sur le compte de résultat l'actualisation n'ont pas été pris en compte dans le cadre de ce rapport. Cette méthode de calcul simplifiée conduit à surestimer³² notablement le coût de gestion des déchets en €/MWh

Ainsi, rapportés à la production des réacteurs de seconde génération supposés exploités de manière normative jusqu'à 50 ans, ces 41 Md€ conduisent à une estimation de l'ordre de 2,1 €/MWh pour les coûts liés au stockage en couche géologique profonde. À ceux-ci s'ajoutent les coûts de gestion des autres types de déchets, qui représentent des coûts bien plus faibles³³.

Dans la perspective de construction de nouveaux réacteurs, de nouvelles capacités de stockage des déchets ultimes pourraient s'avérer nécessaires une fois celles de Cigéo tel que dimensionné actuellement seraient remplies (tant par les déchets ultimes du parc actuel que par ceux des nouveaux réacteurs). Les coûts associés sont supposés du même ordre que ceux du projet Cigéo actuel : de ce fait, l'estimation de 2,1 €/MWh peut être maintenue pour les réacteurs de troisième génération en conservant le principe de prudence exposé ci-dessus. Le caractère majorant de cette estimation est conforté par les conclusions de la Cour des comptes, qui estimait dans son rapport de 2012 qu'un doublement du devis de Cigéo conduirait à une augmentation de 1% du coût de production de l'électricité (~0,50€/MWh).

11.3.1.7 Bilan des coûts associés à l'aval du cycle en intégrant les principes de prudence

Au total, le coût du combustible rapporté à la production d'électricité nucléaire se situe autour de 10 €/MWh en fonction des scénarios. Alors que les composantes « amont » et « stockage des déchets » sont proportionnelles au volume de production d'électricité, la composante correspondant au traitement et recyclage est constituée en majorité de coûts indépendants des volumes produits. Ainsi, les

coûts rapportés au mégawattheure produit pourraient être plus faibles en cas de relance importante du nucléaire, ou plus élevés dans le cas d'un nombre limité de nouveaux réacteurs sur lesquelles répartir les coûts fixes. Les parts correspondant à l'amortissement des investissements sont par ailleurs sensibles au taux de financement du capital, comme pour les autres technologies du système électrique.

31. Évaluation haute de l'ANDRA en 2012 (31,8 Md€2012) hors taxes (-4,1 Md€) et rapporté en €2020.

32. À titre d'illustration, la prise en compte d'un taux d'actualisation de 2%/an sur 15 ans réduirait le montant de 2,1 €/MWh à 1,5 €/MWh.

33. Dans son rapport d'analyse des coûts du cycle aval du combustible, la Cour des Comptes notait toutefois que, même si les coûts liés à la gestion des déchets hors Cigéo restent faibles, il était nécessaire de trouver une solution à mettre en œuvre, notamment pour l'uranium appauvri de faible activité.

11.3.2 Le coût des énergies renouvelables : un principe de poursuite de la baisse des coûts qui fait globalement consensus, avec un niveau de confiance élevé pour le photovoltaïque et moindre pour l'éolien en mer flottant

Les coûts des énergies renouvelables électriques et leurs projections dans le temps sont aujourd'hui très largement documentés dans de nombreux rapports. Les perspectives d'évolution à long terme sont par nature sujettes à discussion, avec des niveaux d'incertitude dépendant fortement des filières.

Pour le photovoltaïque, l'éolien terrestre et l'éolien en mer posé, l'historique récent a montré des

baisses de coût considérables en lien avec les améliorations technologiques et les effets d'échelle.

Si la poursuite d'une tendance baissière pour les coûts des énergies renouvelables est globalement admise, dans le détail les perspectives d'évolutions futures sont plus ou moins incertaines selon les filières.

11.3.2.1 Les coûts futurs de l'hydraulique sont paradoxalement sujets à un certain nombre d'incertitudes

L'hydraulique recouvre une grande variété d'installations en matière de puissance, de caractéristiques de fonctionnement et de capacité de stockage, qui dépendent largement des sites équipés. Cette diversité rend difficile l'identification de coûts normatifs, contrairement aux filières caractérisées par des installations plus largement standardisées (batteries, centrales thermiques, énergies renouvelables...).

Une partie des installations existantes devra faire l'objet d'investissements de rénovation au cours des prochaines décennies pour assurer leur maintien en exploitation. Néanmoins, les installations concernées et les montants d'investissement requis restent mal connus et hétérogènes d'une centrale à l'autre, ce qui ne permet pas de définir des trajectoires précises d'investissements et de coûts.

Pour le chiffrage des scénarios, l'ensemble des coûts d'exploitation et d'investissement dans les

centrales hydrauliques (hors nouvelles STEP traitées de manière spécifique) est en conséquence regroupé dans une composante annuelle normative. Sur la base des informations communiquées par les exploitants, les hypothèses retenues pour l'analyse économique sont fixées à 50 €/MWh.

Pour les stations de pompage-turbinage (STEP), qui portent l'essentiel des perspectives de croissance du parc hydraulique dans les scénarios considérés, des hypothèses de coûts d'investissement autour de 1000 €/kW sont retenues, sur la base des éléments disponibles dans la littérature et communiqués par les acteurs.

Dans la mesure où les capacités hydrauliques ne sont pas différenciées entre les scénarios, ces hypothèses n'ont pas d'impact sur la comparaison économique des scénarios de mix.

11.3.2.2 Les coûts du photovoltaïque : une tendance à la baisse qui se poursuivra, grâce à l'amélioration des rendements des cellules et à des effets d'échelle liés à l'accélération du développement de la filière au niveau mondial

Au cours de la dernière décennie, la filière photovoltaïque a connu des baisses de coûts particulièrement marquées : selon l'IRENA, les coûts des centrales photovoltaïques au sol rapportés à l'énergie produite ont ainsi diminué de 85 % au niveau mondial entre 2010 et 2020³⁴.

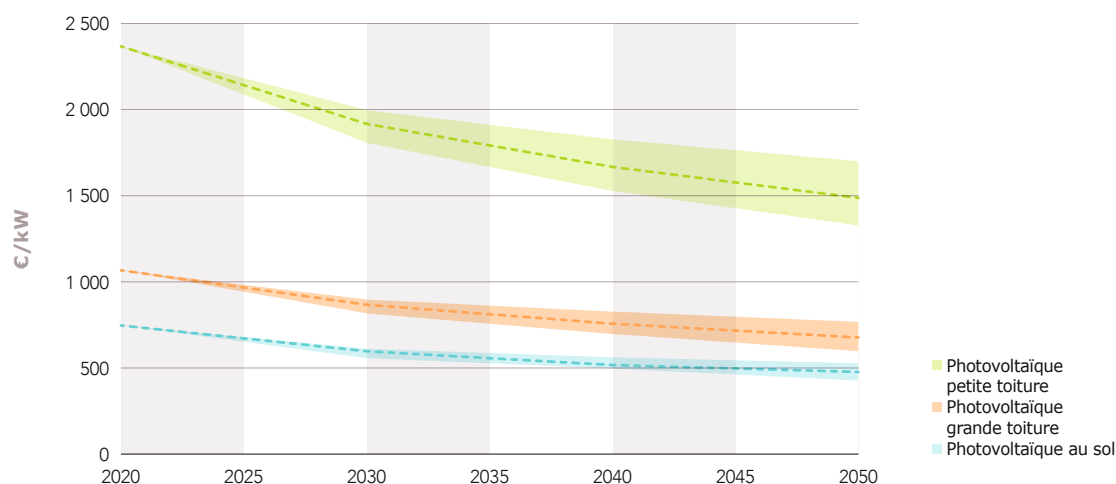
La poursuite de la baisse des coûts à un rythme rapide fait l'objet d'un relatif consensus. Elle se justifie par le déploiement des innovations les plus récentes (réduction de la consommation de polysilicium, augmentation de la taille des wafers, développement de cellules à haut rendement, développement de modules bifaciaux, réduction des pertes, etc.) et de nouveaux effets d'échelle liés à l'accélération du développement de la filière à l'échelle mondiale.

Des hypothèses de réduction des CAPEX de 35 % à 40 % à l'horizon 2050 ont ainsi été

retenues³⁵, avec un bon niveau de consensus observé dans le cadre de la concertation et de la consultation publique. Ces baisses s'entendent pour les coûts des systèmes installés tout compris, soit un périmètre plus large que celui des seuls modules photovoltaïques pour lesquels des baisses de coûts plus importantes sont attendues.

Dans l'étude, les hypothèses de coûts sont différenciées par type d'installations, afin de refléter la grande diversité d'installations en matière de taille, de puissance et de mode de pose, et l'hétérogénéité des coûts qui en résultent. Les hypothèses sont différentes pour les parcs au sol, qui constituent les installations les moins coûteuses, et les installations sur grande toiture et sur petite toiture, qui sont bien plus onéreuses du fait des moindres effets d'échelle et du coût fixe important lié à l'installation des panneaux et du système photovoltaïque complet.

Figure 11.7 Évolution des coûts d'investissement en photovoltaïque à l'horizon 2050 (hors raccordement)



34. «Renewable power generation costs in 2020», IRENA (2021)

35. Les CAPEX sont ensuite supposés rester constants entre 2050 et 2060.

Plusieurs demandes convergentes d'ajout d'un stress test concernant le solaire (à l'instar de celui pour le nouveau nucléaire) ont été enregistrées tardivement, en fin de concertation. Elles consistent à analyser le cas d'une diminution plus faible du coût des panneaux solaires en s'appuyant sur les tensions géopolitiques croissantes, qui ont déjà engendré une hausse du prix du silicium – composant de base à la construction des panneaux solaires. Elles témoignent du fait qu'une relocalisation d'une partie de la chaîne

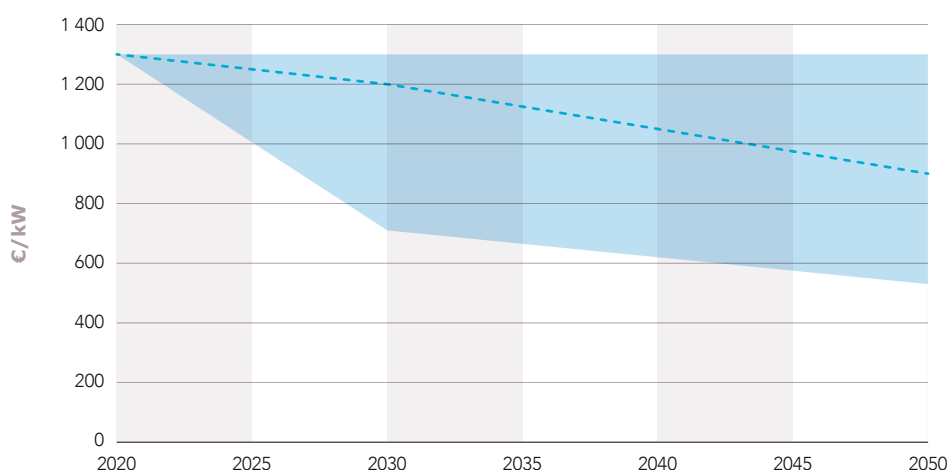
de valeur de l'industrie solaire ne serait pas compatible avec la poursuite d'une trajectoire de diminution forte des coûts. La crise énergétique actuelle soulève effectivement des inquiétudes sur la résilience des chaînes d'approvisionnement et les pressions inflationnistes sur certains composants : cela suggère effectivement d'élargir les tests de résilience dans l'analyse prospective, même si le caractère tardif de cette demande conduit à l'analyser au titre des compléments prévus pour le premier trimestre 2022.

11.3.2.3 Les coûts de l'éolien terrestre : une tendance à la baisse, mais avec de fortes incertitudes sur la taille des éoliennes qui se généralisera à terme

Les perspectives d'évolution à long terme des coûts de l'éolien terrestre sont plus ouvertes. Si des réductions de coût liées aux effets d'apprentissage et aux effets d'échelle sont encore accessibles et se retrouvent dans de nombreuses publications de référence (*voir section 11.3.3*), certains estiment à l'inverse que les futures installations éoliennes sur le territoire français ne seront pas beaucoup moins coûteuses qu'aujourd'hui.

Plusieurs trajectoires d'évolution des coûts de l'éolien terrestre sont donc retenues dans l'étude, avec une trajectoire médiane intégrant une baisse d'environ 30% à l'horizon 2050 par rapport à aujourd'hui³⁶, mais également une trajectoire haute fondée sur une absence de diminution des coûts unitaires et une trajectoire basse de baisse plus significative.

Figure 11.8 Évolution des coûts d'investissement dans l'éolien terrestre à l'horizon 2050 (hors raccordement)



³⁶. Les CAPEX sont ensuite supposés rester constants entre 2050 et 2060.

L'évaluation la moins favorable sur l'évolution du coût de l'éolien terrestre s'appuie sur l'analyse de contraintes nouvelles, sur le plan réglementaire ou sur le terrain de l'acceptabilité, auxquelles fait face la filière, qui ne permettent pas de déployer les modèles de mâts les plus récents du fait de leur grande hauteur. Une partie de la baisse des coûts projetée pour l'éolien terrestre est en effet associée à la possibilité

de généraliser le déploiement d'éoliennes de grande taille.

Le contexte politique de développement de l'éolien terrestre joue donc un rôle non seulement sur le rythme atteignable, mais également sur le coût unitaire de son déploiement. Une restriction à des « petites machines » conduirait à se situer dans le haut de la fourchette.

11.3.2.4 Les coûts de l'éolien en mer : des baisses liées à l'amélioration des technologies et au passage à l'échelle industrielle mais avec des trajectoires fortement différenciées entre le posé et le flottant

Les dernières années ont vu une baisse importante des coûts unitaires d'installation des parcs d'éoliennes en mer posées.

Les niveaux de prix des premiers appels d'offres attribués en France au début des années 2010 atteignaient de l'ordre de 200 €/MWh (raccordement inclus), diminués par la suite à 130-150 €/MWh (hors raccordement) après la renégociation engagée par l'État en 2018³⁷. Les appels d'offres européens les plus récents ont vu émerger des références de prix bien inférieures : autour de 50 €/MWh pour de nombreux parcs développés dans différents pays de la mer du Nord, et même 44 €/MWh pour le futur parc éolien de Dunkerque attribué en 2019.

Ces niveaux de prix n'incluent pas le raccordement³⁸, souvent porté par les gestionnaires de réseau plutôt que par les développeurs de parcs. La part du raccordement dans le coût complet de l'éolien en mer est néanmoins significative et est amenée à croître, notamment avec l'éloignement progressif des parcs par rapport aux côtes. **Dans la suite du chapitre, les coûts de raccordement de l'éolien en mer sont systématiquement intégrés dans le volet « réseau de transport »,** par souci de cohérence avec les précédentes évaluations fournies dans le cadre du schéma décennal de développement de réseau. Ceux-ci sont toutefois directement liés au développement des

installations de production et dépendent peu du reste du système. Une autre convention aurait pu consister à les intégrer dans le volet « production » (c'est par exemple la convention retenue par l'ADEME dans ses scénarios 2050 publiés en 2018).

Pour l'éolien en mer posé, qui représente la quasi-totalité des installations d'éolien en mer aujourd'hui en Europe, les projections de coûts sont orientées en nette baisse avec les effets d'échelle liés à l'accélération du développement en Europe et avec le déploiement des technologies les plus récentes (notamment éoliennes de très grande puissance).

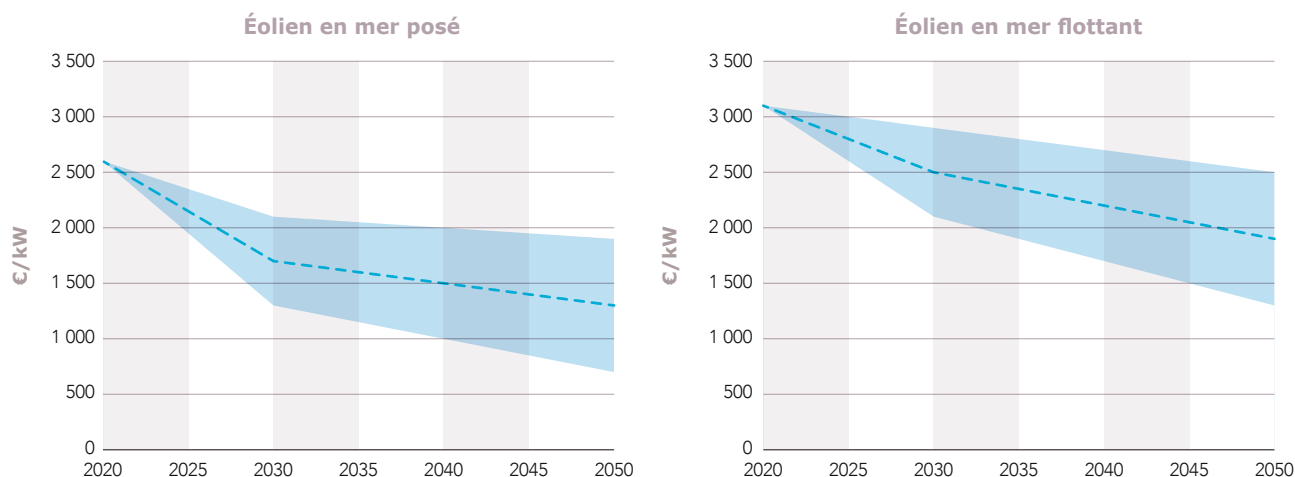
En France, le gisement possible pour l'éolien en mer posé est toutefois limité, la profondeur au large des côtes atlantiques ou méditerranéennes ne permettant pas d'installer des éoliennes posées à des coûts compétitifs. Tous les scénarios considérés par RTE conduisent donc à développer une part plus ou moins importante d'éolien en mer flottant à long terme en France.

Pour la technologie flottante, les références de coûts sont moins nombreuses et plus incertaines, dans la mesure où il n'existe à date aucun parc de taille commerciale dans le monde. La filière n'a pas atteint le même niveau de maturité que l'éolien en mer posé et présente donc des perspectives de coûts plus élevées à moyen terme :

37. « Décision de la Commission européenne en matière d'aides d'état, C(2019) 5498 final » (2019)

38. Sauf les prix des appels d'offre des années 2010 avant renégociation.

Figure 11.9 Évolution des coûts d'investissement de l'éolien en mer à l'horizon 2050 (hors raccordement)



les cibles de prix visés par l'État pour les premiers parcs éoliens flottants, dont les appels d'offres vont être lancés dans les prochains mois, s'établissent autour de 110-120 €/MWh (hors raccordement). À long terme, le passage à l'échelle et les perspectives de développement de la filière à travers le monde orienteront probablement les coûts à la baisse, dans la lignée des coûts de l'éolien en mer posé. Les diminutions de coûts pouvant être attendues sont cependant loin de faire consensus, certains estimant que les incertitudes restent fortes et suggérant de retenir des hypothèses prudentes.

L'absence de déploiement commercial de la technologie a conduit plusieurs participants à la concertation à suggérer une approche particulièrement prudente sur l'éolien en mer flottant. À l'instar de la démarche retenue pour le nouveau nucléaire, un stress test est donc également réalisé sur cette technologie, en considérant que, tout au long de la trajectoire, les parcs sont développés à un coût de 100 €/MWh, c'est-à-dire un coût légèrement inférieur à la cible indiquée par l'État pour le premier appel d'offre commercial (A05, qui concerne le sud Bretagne). Ce stress test n'a pas vocation à remplacer la variante haute, issue du travail de bibliographie sur l'évolution tendancielle attendue des coûts.

11.3.2.5 Les coûts des énergies marines : des technologies aujourd'hui peu matures et dont les coûts rapportés à l'énergie produite sont élevés

Les autres énergies marines (hors éolien en mer) recouvrent différentes technologies en cours d'expérimentation et de développement à travers le monde : hydrolien, énergie marémotrice ou houlomotrice, etc.

Une partie des scénarios étudiés prévoit que ce type de technologies se développerait en France à l'horizon 2050, pour des capacités de l'ordre de

quelques gigawatts. Au vu de l'état de maturité des filières considérées et du très faible nombre de projets en service à l'heure actuelle, les projections sur l'évolution des coûts à long terme restent très incertaines.

Les estimations disponibles à l'heure actuelle indiquent des coûts complets de l'ordre de 200 à 300 €/MWh pour les installations les plus matures,

notamment sur l'hydrolien³⁹. À moyen-long terme, certains acteurs affirment que les coûts pourraient fortement baisser, sous l'effet des améliorations technologiques et du passage à l'échelle industrielle, et atteindre de l'ordre de 50 à 100 €/MWh.

Dans l'analyse économique des scénarios, les hypothèses retenues pour le coût des énergies marines conduisent à des coûts complets de l'ordre de 140 €/MWh à l'horizon 2050. Si cette trajectoire d'évolution des coûts peut apparaître ambitieuse, elle est cohérente avec l'hypothèse de

développement des énergies marines considérées dans les scénarios. Dans le cas où ces installations ne parviendraient pas à atteindre ce niveau de coûts, il est à prévoir que le développement des énergies marines demeure faible et soit compensé par celui d'autres installations plus compétitives (éolien terrestre ou en mer, photovoltaïque). Sur le plan économique, compte tenu du coût très élevé des énergies marines (hors éolien en mer), l'équilibre global des scénarios concernés n'en serait pas fondamentalement modifié.

11.3.2.6 Les coûts des bioénergies : des données parcellaires mais qui n'ont qu'un faible impact sur le coût complet des scénarios de mix électrique

Les bioénergies électriques regroupent différents types d'installations produisant de l'électricité à partir de combustibles variés issus de la biomasse (bois, déchets, biogaz...). Celles-ci ne font pas l'objet d'un développement poussé dans les scénarios considérés, conformément à l'orientation de la SNBC consistant à flécher l'utilisation de la biomasse vers d'autres usages que la production d'électricité (biométhane injecté dans les réseaux de gaz, production directe de chaleur ou de biocarburants).

Seul un développement limité d'installations de cogénération au biométhane est intégré dans les différents scénarios : celles-ci correspondent à des installations qui pourraient difficilement injecter le biométhane produit dans les réseaux de gaz (par exemple du fait d'un éloignement trop important) et seraient contraintes de le valoriser autrement.

Ce recours limité au biométhane constitue l'option la plus fidèle à la SNBC mais se situe en retrait d'autres scénarios qui utilisent plus largement cette ressource pour l'équilibrage du système électrique. Dans les « Futurs énergétiques 2050 », cette incertitude est traitée sous la forme d'une variante sur le coût des gaz verts, pouvant reposer sur une mobilisation plus forte du biométhane pour la production d'électricité ou le recours à des imports.

Par simplification, un coût normatif reflétant celui des installations de cogénération au biogaz est appliqué pour l'ensemble des bioénergies, soit 80 €/MWh. Dans la mesure où cette filière des bioénergies ne se développe que marginalement et de manière uniforme entre les scénarios, cette hypothèse n'a que peu d'impact sur la comparaison économique des scénarios.

39. « Étude stratégique de la filière hydrolien marin », ADEME (2018)

11.3.3 Les hypothèses de coûts de production des énergies renouvelables retenues dans l'étude se situent dans la fourchette des projections observées dans la littérature

Pour consolider les hypothèses de coûts utilisées dans les «Futurs énergétiques 2050», une comparaison approfondie avec d'autres références issues de la littérature a été menée^{40,41,42,43}.

Cette revue de littérature conforte la projection à la baisse des coûts des énergies renouvelables retenue dans les «Futurs énergétiques 2050». Elle repose sur une hypothèse de poursuite des améliorations technologiques et de gains associés au passage à l'échelle, qui correspondent à la tendance observée au cours des dernières années, non seulement sur les coûts d'investissement et d'exploitation mais aussi sur les rendements et facteurs de charge des installations. Dans les différentes publications recensées, les coûts rapportés à l'énergie produite baissent ainsi de :

- ▶ entre 15 % et 50 % pour l'éolien terrestre ;
- ▶ entre 30 % et 75 % pour l'éolien en mer posé ;
- ▶ entre 35 % et 60 % pour le photovoltaïque.

S'agissant des niveaux absolus, la comparaison est plus délicate dans la mesure où les périmètres ne sont pas toujours les mêmes : en particulier, les

hypothèses de coûts considérées dans les «Futurs énergétiques 2050» s'entendent hors fiscalité et hors raccordement alors que ces composantes peuvent être intégrées aux références de la littérature et difficiles à isoler. Ceci explique notamment que les hypothèses de coûts affichées pour l'éolien en mer, hors raccordement dans le cas de la présente étude, apparaissent inférieures à celles observées dans d'autres publications. **L'ajout de la composante de raccordement rehausserait les coûts d'environ 15 €/MWh pour l'éolien en mer⁴⁴.**

La revue de littérature fait en outre apparaître des fourchettes parfois plus larges dans certaines publications. Ceci s'explique par le fait qu'une diversité plus importante de projets est considérée dans ces publications, avec des parcs spécifiques qui peuvent être ponctuellement plus ou moins coûteux que la moyenne pour des raisons particulières (localisation, foncier, acceptabilité), là où l'étude de RTE vise à restituer l'évolution des coûts moyens des futures installations renouvelables en France.

40. «Renewable power generation costs in 2020», IRENA (2021)

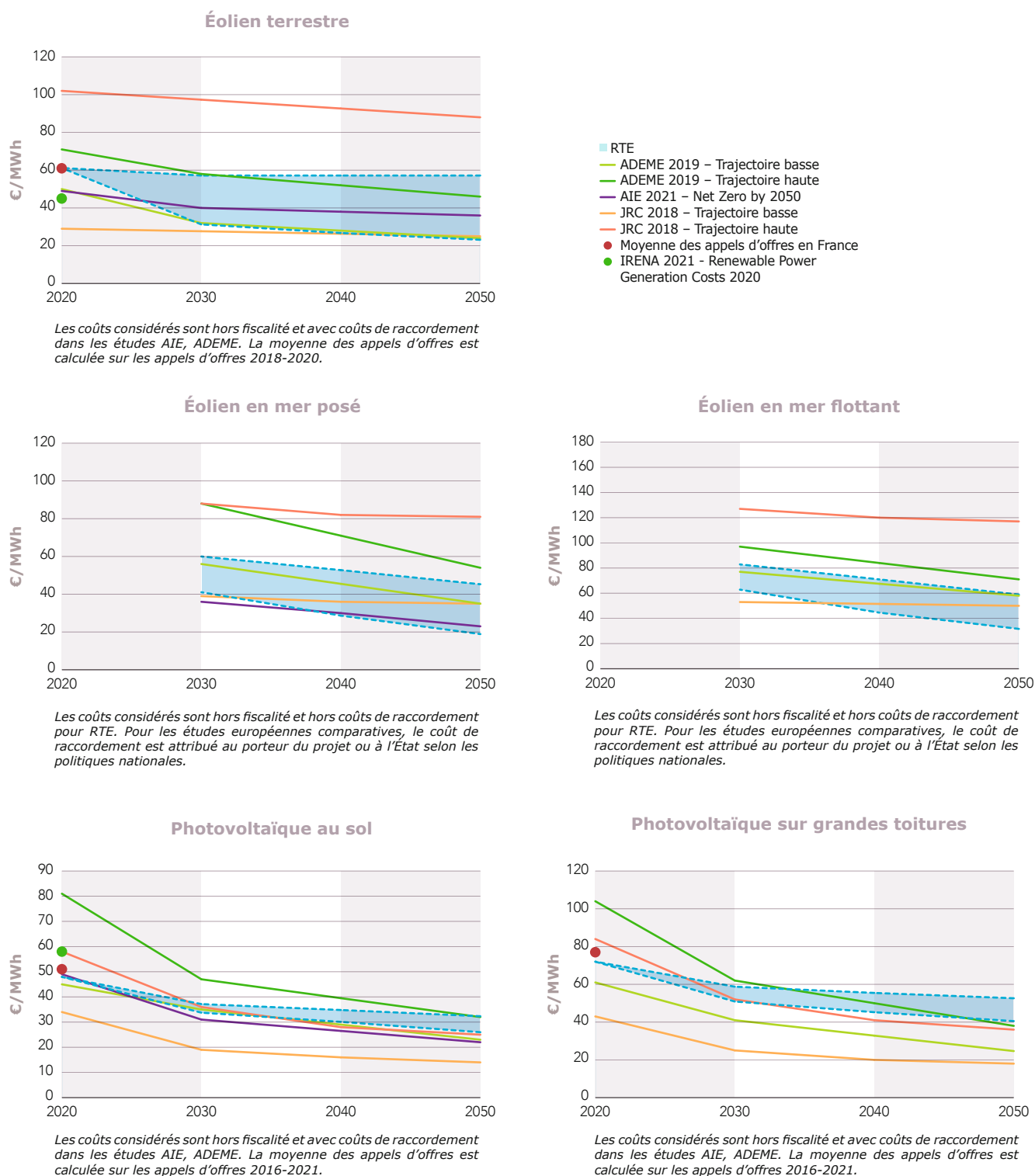
41. «Deployment Scenarios for Low Carbon Energy Technologies», JRC (2018)

42. «Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France 2019», ADEME (2020)

43. «Net Zero by 2050», AIE (2021)

44. Pour un taux de financement du capital de 4%/an

Figure 11.10 Comparaison des hypothèses de coûts de production rapportés à l'énergie produite par différentes filières, à l'horizon 2050



11.3.4 Les coûts rapportés à l'énergie produite sont en moyenne plus faibles pour les énergies renouvelables les plus matures que pour le nouveau nucléaire, mais l'écart ne permet pas de conclure sur la comparaison des scénarios complets

La comparaison des seuls coûts de production (hors raccordement) entre les différentes filières fait apparaître des coûts rapportés à l'énergie produite inférieurs pour les énergies renouvelables en comparaison du nouveau nucléaire. À coût du capital identique (4 % dans l'hypothèse de référence), **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) ressortent systématiquement moins coûteuses que le nouveau nucléaire (entre 60 et 85 €/MWh pour les installations mises en service en 2050).**

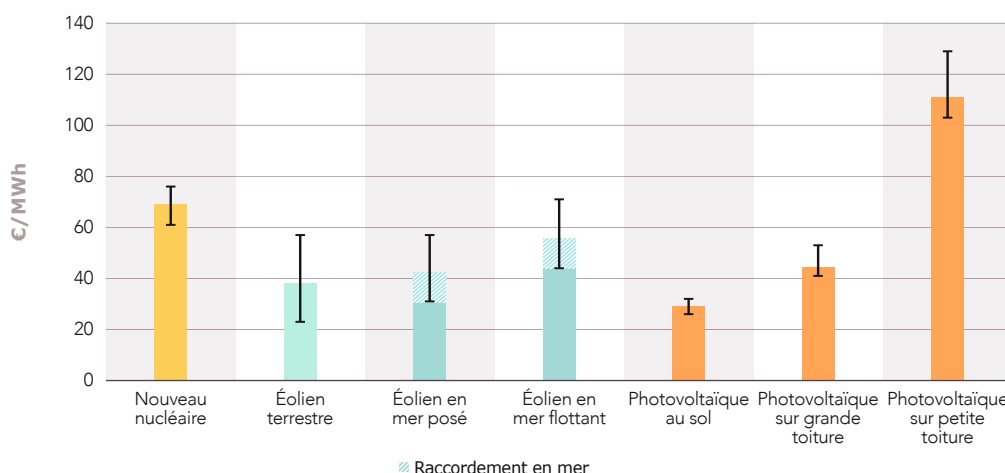
Comme évoqué précédemment, cette analyse restreinte aux seuls coûts de production (comparaison des «LCOE») n'est pas appropriée pour conclure sur la pertinence économique des choix de mix électrique. Comme évoqué en introduction de ce

chapitre, une analyse rigoureuse des coûts complets des choix de politique énergétique impose de prendre également en compte les coûts de la flexibilité⁴⁵ pour assurer l'équilibre offre-demande ainsi que les coûts du réseau (raccordement et adaptation).

De plus, 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 composants nécessaires à leur fabrication : ces facteurs feront l'objet d'analyses approfondies début 2022.

Elle confirme néanmoins la tendance à la compétitivité de la plupart des énergies renouvelables par rapport au nucléaire sur le seul poste du coût brut de production.

Figure 11.11 Coût des principales filières de production rapporté à l'énergie produite pour des installations mises en service à l'horizon 2050



Coûts de production (dont coût de raccordement pour l'éolien en mer), variantes sur les hypothèses de coûts d'investissement et d'opération et maintenance, avec taux d'actualisation fixe à 4% pour toutes les technologies

⁴⁵. Capacités de production flexibles décarbonées et/ou de stockage nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement (voir chapitre 7).

11.3.5 Les coûts de la flexibilité : des projections marquées par des incertitudes importantes, notamment pour les centrales thermiques

Les coûts de la flexibilité du système électrique recouvrent des technologies variées évoquées dans le chapitre 7.

S'agissant des stations de pompage-turbinage, qui constituent l'une des solutions importantes pour le développement de la flexibilité, les projections de coûts sont présentées dans la partie 11.3.2.1, relative aux coûts de l'hydraulique.

11.3.5.1 Les coûts des batteries : d'importantes baisses attendues grâce à la massification de leur fabrication

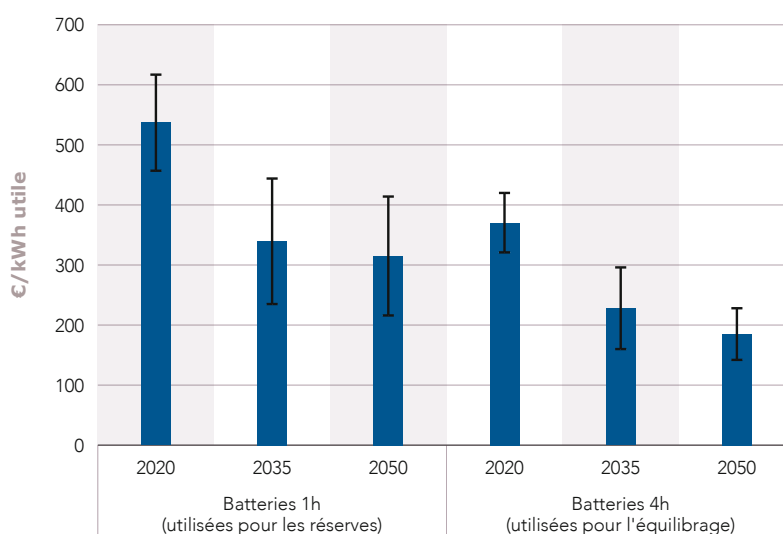
Les batteries ont vu leur coût fortement diminuer au cours des dernières années, avec l'essor des véhicules électriques et le passage à l'échelle industrielle de leur fabrication. À long terme, il existe un large consensus pour considérer que les coûts des batteries poursuivront leur baisse, même si des effets pourraient jouer en sens opposés.

D'un côté, la demande accrue de certains matériaux critiques nécessaires à la fabrication des batteries, notamment pour accompagner le développement du véhicule électrique dans le monde, pourrait renchérir le coût des batteries. De manière générale, les tensions géopolitiques qui se sont fait jour au cours des dernières années

accréditent l'intérêt de traiter sérieusement la possibilité d'une augmentation du coût de certains matériaux critiques dans les scénarios de neutralité carbone. Le sujet de la tension sur l'approvisionnement de ces matériaux est discuté au chapitre 12.

De l'autre, les tendances sur l'amélioration des procédés de fabrication et le passage à l'échelle avec la multiplication des *gigafactories* permettent des économies d'échelle et d'apprentissage qui tendent à faire nettement diminuer le coût des batteries. À long terme, des innovations ou ruptures technologiques importantes dans le domaine des batteries ne peuvent pas être exclues.

Figure 11.12 Coût des batteries en fonction de l'horizon et de leur capacité



Dans l'ensemble, les hypothèses retenues par RTE conduisent à une division par deux du coût des batteries d'ici 2050, soit un niveau conforme aux projections issues de la littérature. Ces niveaux de baisse de coûts s'entendent à l'échelle des systèmes intégrés (batteries et systèmes de contrôle ou *battery management system*). Cela implique

que la diminution du coût des seuls modules est encore plus importante. Les coûts retenus tiennent compte d'un surdimensionnement initial permettant de compenser la perte de capacité due au vieillissement des équipements, à hauteur d'environ 20 % sur leur durée de vie de 15 ans.

11.3.5.2 Les coûts de la flexibilité de la demande : des coûts faibles mais incertains en fonction des modalités de conception

La flexibilité de la demande recouvre des solutions et des usages très variés : pilotage⁴⁶ de certains usages résidentiels (eau chaude sanitaire, chauffage...), recharge intelligente des véhicules électriques, effacement ou modulation dans le secteur industriel, etc.

Selon les niveaux de pilotage attendus, des équipements spécifiques peuvent être nécessaires : par exemple un boîtier spécifique pour piloter le chauffage lors des périodes de tension du système électrique, ou encore une borne de recharge spécifique pour accéder à la fonctionnalité du *vehicle-to-grid*.

Les coûts associés à ces dispositifs ont été intégrés à l'analyse après leur discussion en concertation, en particulier en tenant compte des possibilités de mutualisation des dispositifs de pilotage de plusieurs usages (chauffage, eau chaude sanitaire, certains grands appareils électroménagers...). Les coûts de la flexibilité de la demande pèsent ainsi relativement peu à l'échelle des coûts complets des scénarios. Ils ne sont par ailleurs pas discriminants entre les scénarios dans la mesure où des hypothèses similaires ont été retenus dans la plupart des scénarios⁴⁷.

À titre d'ordre de grandeur, le coût des infrastructures informatiques de pilotage de la charge d'un véhicule électrique est estimé à 10 €/an. Le coût du convertisseur permettant son utilisation en mode *vehicle-to-grid* est de l'ordre de 20 €/an. Dans la configuration médiane de flexibilité de la demande, un parc de 1,1 million de véhicules pourrait être utilisé en mode *vehicle-to-grid*, pour une contribution d'environ

5 GW à la puissance pilotable. Ceci correspond à un coût d'environ 6 €/kW/an, à comparer par exemple à l'amortissement des coûts d'investissement d'une centrale thermique de pointe (type turbine à combustion), qui est évalué à environ 35 €/kW/an.

La flexibilité de la demande, dès lors qu'elle est pensée et intégrée directement dans la conception des bâtiments (systèmes de pilotage intégrant l'eau chaude sanitaire, le chauffage), les appareils électroniques (électroménager) ou les véhicules (pour favoriser la recharge intelligente sans utiliser une borne sophistiquée) constitue un facteur de coût minime. L'enjeu associé à son déploiement n'est donc pas économique mais sociétal. Il implique une réflexion sur le cadre approprié pour en favoriser le développement, qui pourrait par exemple s'appuyer sur des normes dans la construction des nouveaux bâtiments et la mise sur le marché de nouveaux équipements. Ces questions pourront faire l'objet d'un prolongement dans la suite des travaux, la mise en place d'un cadre incitatif pour la flexibilité de la demande au-delà de la seule adaptation des mécanismes de marché de l'électricité apparaissant comme un objet de discussion prioritaire.

En revanche, le développement de la flexibilité de la demande est plus coûteux quand il nécessite le déploiement de systèmes dédiés pour interfacer le consommateur et le système électrique (boîtiers pour l'effacement diffus, bornes pour la recharge électrique) qui doivent porter sur un grand nombre de particuliers.

⁴⁶. Modification durable ou ponctuelle du profil d'appel de puissance pour qu'il s'adapte mieux aux profils de production des énergies renouvelables variables. Le pilotage peut être de type statique simple, encouragé par exemple par des tarifs heures pleines/heures creuses, ou plus proche du temps réel à l'aide de dispositifs dédiés (voir partie 7.3).

⁴⁷. Seul le scénario M1 présente un niveau de flexibilité de la demande un peu plus important en lien avec le développement marqué de l'autoconsommation.

11.3.5.3 Les coûts du thermique décarboné et des gaz verts : des coûts bien plus élevés que la production thermique fossile actuelle

Les gaz verts dans le cadre de référence de la SNBC

Le thermique décarboné constitue l'une des briques déterminantes dans la comparaison économique des scénarios avec ou sans nouveau nucléaire.

Dans le détail, les coûts peuvent être distingués en deux catégories.

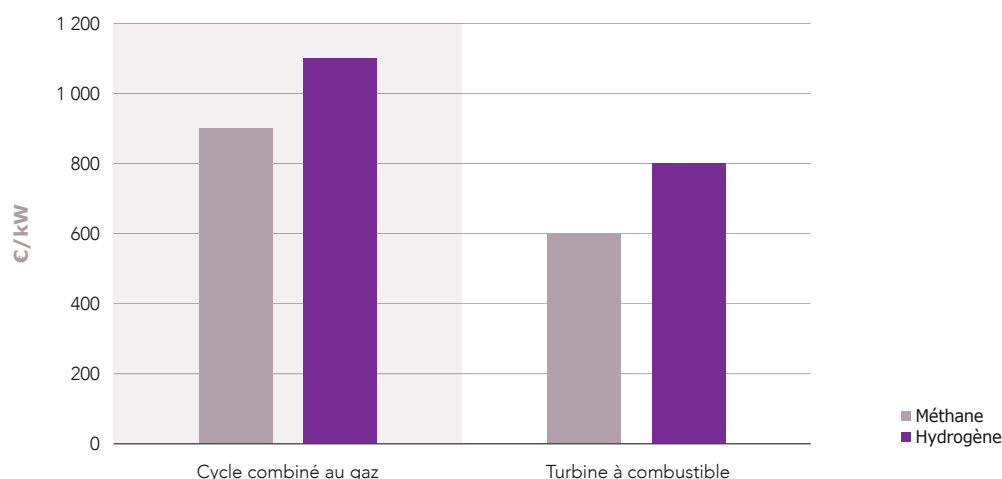
La première composante correspond aux coûts associés aux centrales de production d'électricité en tant que telles. Il s'agit plus précisément des coûts fixes d'investissement et d'exploitation des centrales (cycles combinés au gaz, turbines à combustion...). Ces installations sont bien connues dans la mesure où elles sont déjà présentes en nombre dans le mix électrique européen et fonctionnent aujourd'hui avec du méthane fossile. Toutefois, la possibilité d'utiliser des technologies similaires, voire de convertir certaines centrales existantes pour

l'utilisation de nouveaux combustibles bas-carbone comme l'hydrogène, présente plus d'incertitudes.

En reprenant les projections existantes, **les hypothèses retenues par RTE conduisent à retenir un surcoût de l'ordre de 200 €/kW pour les centrales à hydrogène, par rapport aux cycles combinés (+20%) et turbines à combustion classiques (+30%) fonctionnant au méthane, pour tenir compte d'un niveau de moindre maturité technologique.** Les piles à combustible, qui constituent une alternative possible pour la production d'électricité à partir d'hydrogène, n'ont pas été retenues dans l'analyse du fait d'un rendement moindre et de projections de coûts qui restent plus élevées que pour les centrales thermiques⁴⁸.

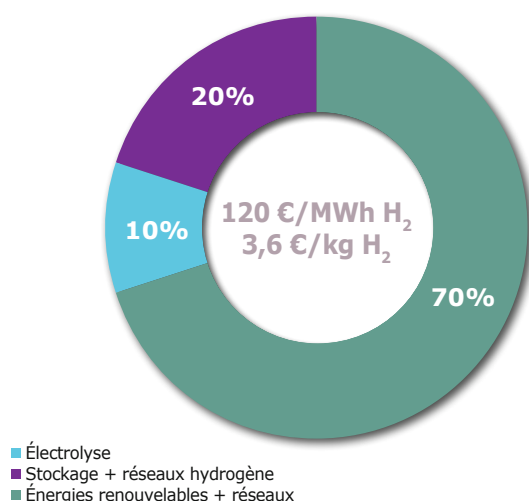
La seconde composante de coût correspond à l'approvisionnement en combustible.

Figure 11.13 Hypothèses de coût des moyens de production d'électricité thermique décarbonée



⁴⁸. Plus précisément, le rendement des piles à combustibles peut être très bon en tenant compte également de la chaleur générée. Les installations de plus forte puissance (quelques mégawatts aujourd'hui) sont utilisées en général en cogénération, usage ne convenant pas aux besoins de flexibilité de pointe du système électrique. Des systèmes réversibles électrolyseurs/piles à combustible sont par ailleurs à l'étude, mais encore au stade de prototype et de puissance limitée.

Figure 11.14 Coût moyen de revient de l'hydrogène dans les scénarios simulés



Le prix de revient du gaz vert est déterminé dans les «Futurs énergétiques 2050» de manière endogène : il dépend du prix de l'électricité utilisée pour produire de l'hydrogène, et donc du mix électrique français. Le cadrage de la SNBC consistant à recourir à une production essentiellement nationale d'hydrogène, par opposition à la situation actuelle où le gaz naturel est importé, joue alors un rôle central dans l'évaluation. Dans la configuration de référence, l'hydrogène servant à l'équilibrage du système électrique est donc produit en France par électrolyse, de manière à ne faire reposer l'équilibrage du système électrique ni sur des importations de combustibles depuis l'étranger ni sur des prélèvements supplémentaires de biomasse (voir

chapitre 3 sur le cadrage général de la SNBC et chapitre 7 sur le fonctionnement du système). Cette configuration de référence est complétée par plusieurs variantes prenant en compte différents modes d'approvisionnement et donc une large fourchette de coûts des gaz verts.

En tenant compte du coût complet des installations de production d'électricité nécessaires pour alimenter les électrolyseurs (ainsi que de leur coût de raccordement au réseau), des coûts fixes des électrolyseurs (supposés divisés par 2,6 d'ici 2050⁴⁹) et du coût des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène utilisées, **le coût de revient de l'hydrogène pouvant alimenter les centrales atteint de l'ordre de 120 €/MWh_{PCI} à l'horizon 2050 en fonction des scénarios.**

Comme illustré sur la figure 11.14, la part correspondant à la production d'électricité et aux réseaux associés représente environ 70 % de ce coût, la part des infrastructures d'hydrogène compte pour 20 % et celle de l'électrolyse pour environ 10 %, pour un facteur de charge des électrolyseurs variant de 50 à 70 % en fonction des scénarios. Concrètement, cela signifie que le prix de revient de l'hydrogène issu du système électrique français est estimé à environ 3,6 €/kg_{H₂} en intégrant toute la chaîne logistique associée (stockage et acheminement de l'hydrogène), soit à environ 2,9 €/kg_{H₂} avant prise en compte de cette chaîne logistique. **En ne comptabilisant que les coûts de production à base d'électricité bas-carbone (donc en retenant un périmètre fréquemment utilisé dans les discussions sur l'hydrogène), le coût de l'hydrogène produit dans les différents scénarios est de niveau comparable avec la référence de 2 €/kg_{H₂} qui constitue la cible industrielle de certains acteurs.**

49. Pour le coût complet du système installé, dont une part significative concerne les bâtiments et réseaux divers. Cette hypothèse est compatible avec des baisses plus significatives des piles elles-mêmes. Compte tenu du facteur de charge des électrolyseurs et du coût des autres composantes, cette hypothèse est de second ordre dans le coût de revient de l'hydrogène.

Les variantes sur le coût du gaz vert

La sensibilité de ce paramètre, susceptible de jouer un rôle important dans l'analyse économique des scénarios sans nucléaire, plaide pour qu'il soit étudié de manière détaillée via de multiples analyses de sensibilité. Un grand nombre d'acteurs, notamment issus de l'industrie du pétrole et du gaz, étudient de manière approfondie les différentes options pour décarboner les vecteurs gazeux, et cela dans une perspective mondiale en analysant les différents schémas d'approvisionnement qui pourraient reposer sur des imports de différentes molécules (hydrogène, méthane de synthèse, ammoniac, e-méthanol, etc.). Dans cette perspective, le coût des gaz vert pourrait chuter. Comme présenté au chapitre 9, l'économie des gaz verts en général n'est pas aujourd'hui stabilisée et il demeure délicat de fonder la prospective de leurs coûts sur des bases consensuelles ; néanmoins il apparaît important pour l'analyse de tester des cas de figure où le gaz vert pourrait être utilisé à un coût inférieur à ce qui ressort de la modélisation.

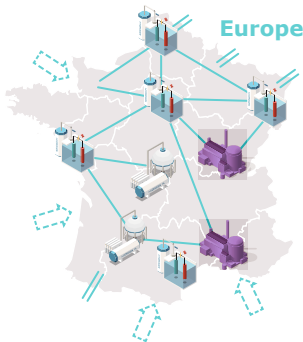
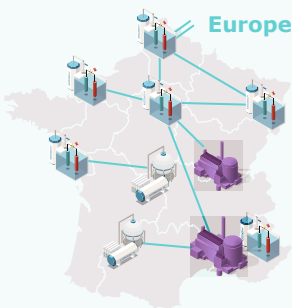
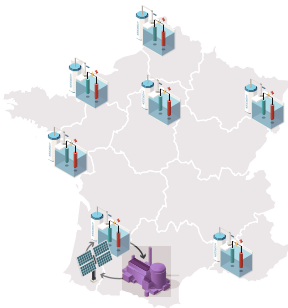
La variante « gaz verts très compétitifs » a été construite en supposant un approvisionnement en combustible à des coûts réduits à environ 70 €/MWh_{gaz}, qui serait rendu possible par l'utilisation de biométhane (produit en France ou importé) ou d'hydrogène importé à des coûts très favorables.

Symétriquement, la variante « gaz verts très chers » envisage une limitation forte du recours possible au biométhane (par exemple en raison d'un partage nécessaire de la biomasse ou de la difficulté de conversion du modèle agricole) et à l'hydrogène directement utilisé comme vecteur énergétique (par exemple en raison de limitations de capacités de stockage). Cette variante repose sur l'utilisation majoritaire de méthane de synthèse, requérant des transformations supplémentaires à la seule fabrication d'hydrogène, conduisant à un coût de revient d'environ 160 €/MWh_{gaz}.

Le coût complet de production d'électricité à base de gaz vert

Les coûts de production d'électricité à partir de thermique décarboné émergent dans tous les cas à un niveau élevé et très largement supérieur au coût complet des énergies renouvelables et du nucléaire. **Ils atteignent un coût variable de production thermique pouvant être compris entre 120 €/MWh_e dans le meilleur des cas (cycle combiné fonctionnant avec un gaz à 70 €/MWh_{gaz}) à 400 €/MWh_e dans le pire (turbine à combustion utilisant du méthane de synthèse à 160 €/MWh_{gaz}).** En conséquence, le volume de production d'électricité issu de ces centrales thermiques et les options d'approvisionnement en gaz verts sont des déterminants importants dans le coût complet des scénarios (voir partie 11.6.5.5).

Figure 11.15 Configurations envisageables pour l’approvisionnement en gaz de synthèse

	Vision d’un système hydrogène largement interconnecté et très flexible	Référence : Système hydrogène flexible	Vision d’un système hydrogène peu flexible
Électrolyse	<ul style="list-style-type: none"> Électrolyseurs flexibles 	<ul style="list-style-type: none"> Électrolyseurs flexibles 	<ul style="list-style-type: none"> Électrolyseurs non flexibles : fonctionnement en bande
Stockage & réseau	<ul style="list-style-type: none"> Stockage largement accessible à l’échelle européenne Fortes interconnexions + routes commerciales avec le reste du monde, pour importer de l’hydrogène à moindre coût 	<ul style="list-style-type: none"> Stockage largement accessible (soit via les interconnexions, soit via son développement en France) Échanges possibles avec l’étranger pour mutualiser les capacités de stockage, mais pas d’imports massifs 	<ul style="list-style-type: none"> Possibilités de stockage très limitées Pas d’import-export
Production thermique	<ul style="list-style-type: none"> Centrales thermiques utilisant l’hydrogène du réseau (produit en France ou importé) 	<ul style="list-style-type: none"> Centrales thermiques utilisant principalement l’hydrogène du réseau Variante avec combinaison de méthane de synthèse et de biométhane 	<ul style="list-style-type: none"> Centrales thermiques alimentées par du méthane de synthèse produit localement
Coût du gaz pour la production d’électricité	<ul style="list-style-type: none"> Environ 70 €/MWh_{PCI} 	<ul style="list-style-type: none"> Environ 120-130 €/MMWh_{PCI} 	<ul style="list-style-type: none"> Environ 160 €/MWh_{PCI}
Cartographie schématisée du réseau			

 Électrolyseur
  Stockage H₂
 Centrale thermique
  Routes commerciales d’import de gaz décarboné
  Interconnexions

Figure 11.16 Caractéristiques techniques de la chaîne de production d'électricité à partir de gaz verts

		Hydrogène			Méthane	
1	Technologie	Électrolyse de l'eau (coproduit : oxygène)	Vaporeformage du méthane (coproduit : CO ₂ avec CCS)	Pyrolyse de méthane (coproduit : carbone solide)	Biométhane (fermentation + épuration) (coproduits : CO ₂ + digestat)	Méthane de synthèse
	Fabrication du combustible					
	Difficultés	<ul style="list-style-type: none"> • Stockage • Réseau • Gisement d'électricité bas-carbone 	<ul style="list-style-type: none"> • Stockage • Réseau • Logistique CCS 	Procédé non mature	Passage difficile à l'échelle industrielle (problèmes d'acceptabilité)	<ul style="list-style-type: none"> • Gisement d'électricité bas-carbone • Approvisionnement en CO₂
	Importations possibles	Par gazoduc, depuis l'Europe étendue			Depuis le monde (par gazoduc ou GNL)	
2	Technologie	CCG et TAC à hydrogène			CCG et TAC conventionnels	
	Production d'électricité pour l'équilibrage					
	Maturité	Expérimentation			Industriel	
	Rendement (PCI)	~40% pour les TAC à ~55-60% pour les CCG			~40% pour les TAC à ~55-60% pour les CCG	
3	Rendement total du cycle Power-to-X-to-power (PCI)	25% (TAC) à 35 % (CCG)			20% (TAC) à 30% (CCG)	

Figure 11.17 Synthèse des coûts de production thermique décarbonée

	Hydrogène			Méthane		Combustibles fossiles + CCS	
Technologie	Électrolyse de l'eau	Vaporeformage du méthane	Pyrolyse de méthane	Biométhane	Méthane de synthèse	Gaz naturel	Charbon
CAPEX	TAC : 800 €/kW _e , CCG : 1 100 €/kW _e			TAC : 600 €/kW _e , CCG : 900 €/kW _e		2 000 €/kW _e	4 400 €/kW _e
Coût 2050 combustible en centrale	132 €/MWh _{H2} 3 €/kgH ₂ (2/3 EnR + 1/3 électrolyse) + stockage H ₂ (25 €/MWh, ρ=95%)	130 €/MWh _{H2} 1,8 €/kgH ₂ + CCS (100 €/tCO ₂) + stockage H ₂ (25 €/MWh, ρ=95%)	?	80 €/MWh _{gaz} Valeur ADEME 100% gaz vert	170 €/MWh _{gaz} 3 €/kgH ₂ + méthanation (9 €/MWh _{CH4}) + CO ₂ (25 €/MWh _{CH4}) + stockage CH ₄ (5 €/MWh _{CH4} , ρ=95%)	20 €/MWh _{gaz}	80 €/t
Coût variable de production électrique	240 à 350 €/MWh _e		?	130 à 200 €/MWh _e	290 à 410 €/MWh _e	37 €/MWh _e	20 €/MWh _e

11.3.5.4 La flexibilité européenne : la prise en compte des échanges aux frontières dans l'analyse économique

L'évaluation économique vise enfin à tenir compte des coûts de la flexibilité située à l'étranger et qui bénéficie au système français. Dans la mesure où une partie des moyens de flexibilité est mutualisée à l'échelle européenne grâce aux interconnexions, il est difficile d'attribuer des coûts de la flexibilité à la France plutôt qu'à un autre pays. Certains moyens thermiques sont par exemple installés dans des pays limitrophes pour garantir un niveau de sécurité d'approvisionnement suffisant dans ces pays mais peuvent également contribuer à la sécurité d'approvisionnement de la France sur certaines périodes de tension « non simultanées ». L'attribution des coûts de cette flexibilité entre pays européens constitue un sujet complexe dans l'analyse économique.

Dans les « Futurs énergétiques 2050 », ces coûts sont pris en compte au travers de la valorisation des échanges d'électricité. À chaque instant, les volumes d'électricité échangés sont valorisés au coût marginal vu de France. Ainsi, les coûts associés aux imports

d'électricité lors des périodes de tension sur l'équilibre offre-demande en France reflètent la contribution des productions étrangères aux besoins d'équilibrage du système français : ils sont donc comptabilisés dans les coûts de la flexibilité. Réciproquement, les exports représentent la contribution de la France aux besoins des pays étrangers : ils sont comptabilisés en tant que recettes, identifiées par la suite, et permettent de constater que, dans les scénarios simulés, la France n'est pas en situation de dépendance « nette » des capacités des pays voisins.

La méthode retenue permet ainsi de réduire la sensibilité de l'analyse à la localisation des capacités utilisées pour l'équilibrage.

S'agissant des ouvrages d'interconnexions eux-mêmes, bien que ceux-ci contribuent à la flexibilité et à l'équilibrage du système, leurs coûts sont comptabilisés dans la catégorie « réseau de transport » dans toute la suite de ce chapitre, par convention.

11.3.6 Les coûts des réseaux : des hypothèses de coûts fondées sur les références utilisées par les gestionnaires de réseau pour dimensionner les infrastructures

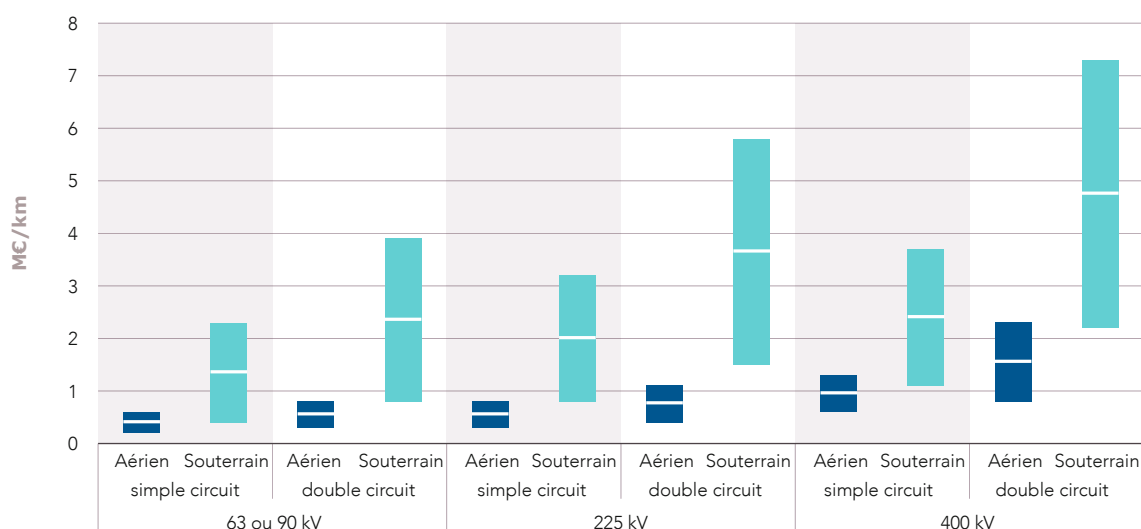
Les évaluations des coûts de réseau réalisées par RTE et Enedis dans le cadre de cette étude s'appuient sur les références de coût utilisées par les gestionnaires de réseau pour dimensionner leurs infrastructures.

S'agissant des coûts du réseau de transport, ceux-ci s'appuient sur les hypothèses publiées dans le cadre des méthodes de calcul des coûts prévisionnels (MCCP) de RTE⁵⁰. Ils sont évalués sur la base de modélisations économiques reprenant les principes de dimensionnement utilisés pour l'évaluation des projets d'adaptation du réseau.

Le coût projeté des futures lignes tient compte également d'une évolution progressive dans les choix technologiques visant à favoriser l'acceptabilité et à réduire l'empreinte environnementale. En particulier, une grande partie des projets futurs correspond à des lignes souterraines. Le schéma décennal de développement de réseau (SDDR) de RTE publié en 2019 articule déjà des principes généraux, intégrant la préférence forte pour le souterrain dans certaines configurations mais aussi une réalité économique : le surcoût du souterrain sur la durée de vie de l'ouvrage est faible pour les niveaux de tension 63 et 90 kV, mais très significatif pour les niveaux de tension supérieurs. Pour

50. « Documentation Technique de Référence de RTE, Chapitre 2 – Études et schémas de raccordement, Article 2.6 Méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser dans le cadre des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables », RTE (décembre 2020), disponible en ligne.

Figure 11.18 Amplitude des coûts d'investissement des liaisons aériennes et souterraines du réseau de transport d'électricité



les réseaux de répartition (principalement 63 kV et 90 kV), il prévoit un principe «par défaut» de construction en souterrain de toutes les nouvelles lignes, sauf impossibilité technique, environnementale ou économique. La mise en souterrain pour les évolutions du réseau de grand transport est également prévue en complément du renforcement des couloirs existants. Tant pour faciliter

l'acceptabilité de telles lignes que pour des raisons techniques (raccordement de parcs éoliens en mer à grande distance des côtes), le développement de lignes à courant continu constitue une option envisageable au-delà de 2030 (*voir chapitre 10 sur les réseaux*). Un surcoût est attendu par rapport aux lignes en courant alternatif et pris en compte dans l'analyse technico-économique.

11.4 À moyen terme (horizon 2030-2035), le système électrique peut s'appuyer sur du nucléaire prolongé et des énergies renouvelables de plus en plus compétitives pour accélérer la décarbonation de l'économie

11.4.1 Même si les énergies renouvelables ont fortement gagné en compétitivité au cours des dernières années, la poursuite d'exploitation des réacteurs nucléaires existants est économiquement pertinente dans toutes les configurations

Sur les dix à quinze prochaines années, les leviers pour maintenir en France un mix électrique bas-carbone tout en accompagnant l'électrification des usages sont de deux ordres sur le volet offre : le développement des énergies renouvelables et le maintien en conditions d'exploitation des réacteurs nucléaires existants.

Au cours de la dernière décennie, l'essor de l'éolien et du photovoltaïque (en France mais également en Europe et dans le reste du monde) a contribué à la structuration de filières industrielles à grande échelle et à des innovations technologiques qui permettent aujourd'hui de disposer de technologies globalement compétitives. Les appels d'offres les plus récents pour l'éolien terrestre et les parcs photovoltaïques au sol ont ainsi fait émerger des niveaux de prix autour de 50 à 60 €/MWh, soit un niveau comparable, voire inférieur aux prix observés sur le marché de gros de l'électricité ces dernières années. Pour les nouvelles installations, le soutien public serait donc globalement neutre (voire aurait un effet positif) sur le budget de l'État. **RTE a déjà montré qu'à moyen terme la croissance de la part des énergies renouvelables ne nécessite pas d'investissements massifs dans la flexibilité pour l'équilibre offre-demande et que les coûts pour les réseaux restent maîtrisés.**

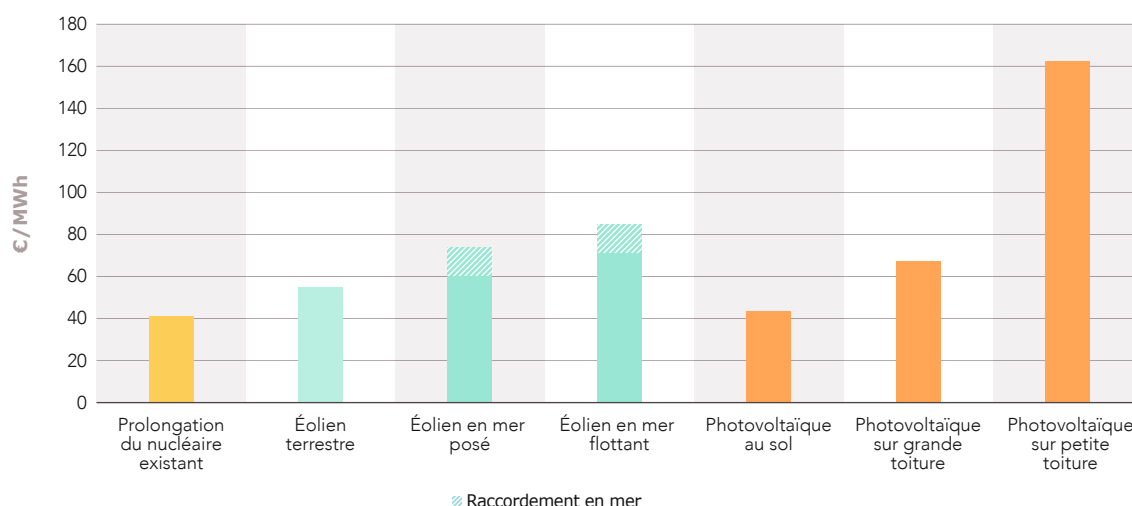
Dans ce contexte, certaines parties prenantes s'interrogent parfois sur la pertinence économique de prolonger les réacteurs nucléaires de deuxième génération. Pour autant, l'analyse montre que même en intégrant de manière rigoureuse la totalité des investissements nécessaires à la poursuite de l'exploitation du nucléaire existant au-delà de 40 ans et au changement des gros composants des centrales, les coûts de production à engager

se situeraient autour de 30 à 40 €/MWh en coût de prolongation (hors remboursement et rémunération de l'investissement initial), soit un niveau plus faible que celui de nouvelles installations renouvelables à cet horizon (40-80 €/MWh). **Ceci fait de la poursuite de l'exploitation des réacteurs existants l'option économique la plus compétitive à moyen terme, et ce dans toutes les configurations étudiées.**

Le Bilan prévisionnel 2017 de RTE identifiait une limite à la prolongation en cas de surcapacités d'électricité renouvelable à l'échelle européenne combinée à une demande électrique stable ou en diminution, qui aurait conduit à des prix de marché de l'électricité durablement faibles. Cette limite peut aujourd'hui être levée tant les conditions de marché actuelles et prévisionnelles pour les années qui viennent diffèrent : les consommations d'électricité sont orientées à la hausse sous l'effet des nouveaux usages électriques, les rythmes de développement effectifs des renouvelables demeurent inférieurs aux objectifs fixés, la perspective d'une production abondante d'hydrogène bas-carbone va encore contribuer à faire augmenter la consommation, le prix du carbone sur le marché ETS maintient les prix de gros de l'électricité à un niveau élevé, etc.

Ainsi, **dans un système électrique évoluant vers la neutralité carbone, il existe un espace économique pour la prolongation de tous les réacteurs nucléaires existants, même en cas de développement significatif de la production renouvelable suivant la trajectoire fixée par les pouvoirs publics et en cas d'accélération du développement de la production renouvelable des pays voisins.**

Figure 11.19 Comparaison des coûts complets annualisés (OPEX et annuités dues) pour les différentes capacités en exploitation à l'horizon 2030 dans les six scénarios de mix considérés (moyenne des scénarios)



* 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)

Cette conclusion est d'ordre purement économique et n'invalide en rien les autres déterminants à prendre en compte pour décider de la trajectoire de fermeture du parc de deuxième génération, et

notamment l'enjeu de sûreté des réacteurs et l'enjeu d'un lissage cohérent avec les problématiques rappelées au chapitre 4 sur la gestion de « l'effet falaise ».

11.4.2 Sur la base d'un socle « nucléaire + renouvelables », l'électrification des usages constitue dès maintenant une solution économiquement efficace pour réduire les émissions de gaz à effet de serre

11.4.2.1 Le coût moyen de production en France reste faible, même en intégrant le développement des énergies renouvelables

À moyen terme, le développement des énergies renouvelables et la prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires existants trouvent une justification économique et climatique par la nécessité de réduire les émissions de CO₂ et d'accompagner l'électrification des usages. En effet, comme présenté au chapitre 3, la consommation d'électricité est attendue en hausse au cours de la prochaine décennie et pourrait ainsi dépasser 500 TWh à l'horizon 2030. Pour que cette politique d'électrification soit compétitive, elle doit s'appuyer sur un mix électrique dont les coûts sont maîtrisés.

L'analyse du «début de trajectoire», c'est-à-dire de la période 2020-2030 est largement cadrée par la PPE et les perspectives industrielles actuelles : les moyens de production qui entreront en service entre 2025 et 2030 sont pour l'essentiel déjà à l'état de projet, et *a contrario* le lancement aujourd'hui de nouveaux grands projets (nucléaire, éolien en mer ou grands parcs photovoltaïques) ne pourrait se traduire par des mises en service que dans la décennie suivante à cadre procédural inchangé. Comme les centrales thermiques sont marginales dans le mix français, la variation du coût des hydrocarbures n'a qu'une influence minime sur les coûts moyens de production d'électricité en France.

Le coût moyen de production d'électricité en France au cours de la prochaine décennie est donc très largement connu et aisé à analyser.

Il convient de noter que cette analyse porte ici sur les coûts à l'échelle des acteurs de la collectivité et ne peut être directement assimilée à une analyse de l'évolution des prix de l'électricité acquittés par les consommateurs. Ces derniers dépendent en effet non seulement du coût du mix français, mais également des prix d'équilibre du marché européen d'électricité, de la fiscalité, des dispositifs visant

à sécuriser l'approvisionnement (mécanisme de capacité) et des dispositifs mis en place par l'État pour faire bénéficier le consommateur français de l'avantage compétitif du nucléaire existant (ARENH jusqu'en 2025, tarifs réglementés de vente). La forte volatilité de certaines de ces composantes et l'ajustement progressif à réaliser sur d'autres, conduisent à des augmentations du prix de l'électricité même dans une situation de stabilité globale des coûts de production.

Ainsi, la hausse récente des prix de l'électricité en Europe, tirée par l'augmentation des prix du gaz et, dans une moindre mesure, celle des prix du carbone sur le marché EU-ETS, est intervenue alors même que les coûts de production d'électricité en France demeuraient pour l'essentiel identiques, la production d'électricité en France ne s'appuyant que marginalement sur des moyens fossiles. Elle ne fait **qu'illustrer la réalité opérationnelle du fonctionnement des marchés de l'électricité, qui est européenne (voir chapitre 6) : dans un système fortement interconnecté, le prix fixé sur les marchés en France dépend très fréquemment des coûts marginaux des centrales fossiles dans le reste de l'Europe.**

La relative stabilité des coûts de production d'électricité attendue en France au cours des dix prochaines années concerne donc les fondamentaux de production et ne peut directement se traduire en une prévision d'évolution des prix de marché. En revanche, dans un contexte de crise énergétique marqué par l'envolée du prix des hydrocarbures importés, cette stabilité du coût moyen de production en France constitue la meilleure garantie à terme que le prix de l'électricité en France puisse demeurer significativement moins cher, en moyenne, que celui des pays voisins.

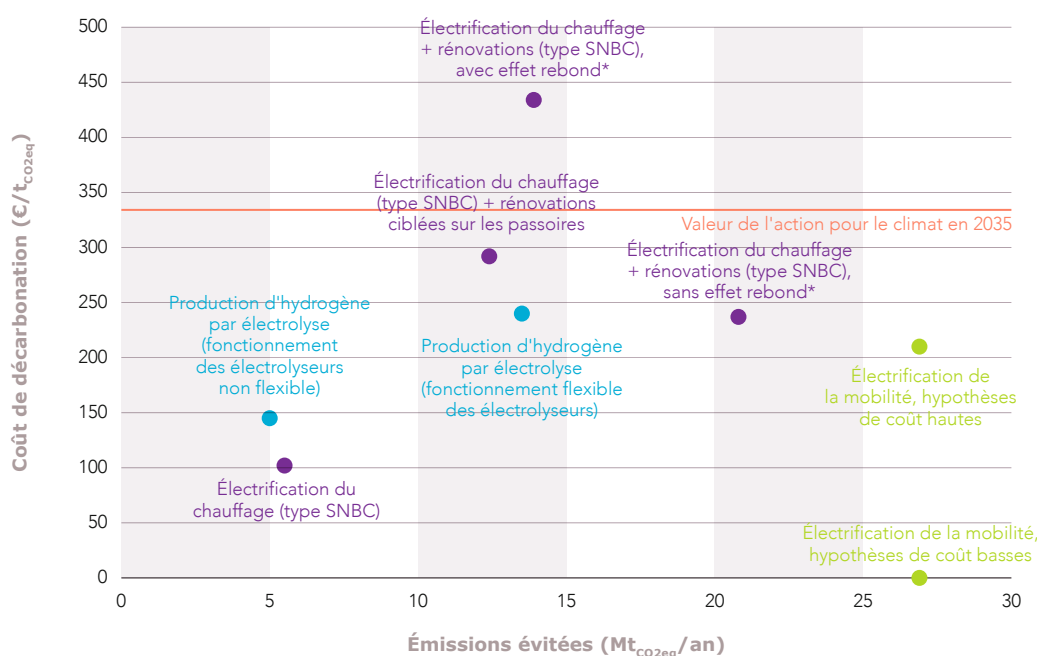
11.4.2.2 Le remplacement des énergies fossiles par l'électricité peut se faire sur cette base à un coût très compétitif

L'efficacité d'une politique consistant à développer ou maintenir les solutions bas-carbone tout en électrifiant s'apprécie, sur le plan économique, en rapportant le coût de cette politique aux émissions évitées, et en le comparant aux alternatives.

Les «Futurs énergétiques 2050» permettent, sur la base de trajectoires réactualisées, de réévaluer cette compétitivité. Ils concluent sans ambiguïté que, même si le coût de production renouvelable reste légèrement plus élevé que celui du nucléaire historique à cet horizon, un mix de production fondé sur un socle «nucléaire historique + énergies renouvelables matures» combiné avec l'électrification des usages représente dès les prochaines années une solution de décarbonation efficace du point de vue du coût des émissions de gaz à effet de serre évitées.

En s'appuyant sur ce socle de production d'électricité bas-carbone compétitif, les analyses menées précédemment par RTE ont montré que le coût d'abattement (i.e. coût de réduction des émissions rapporté au volume d'émissions évitées) de la combinaison «électrification des usages + mix nucléaire existant/renouvelables», apparaît inférieur voire nettement inférieur à la valeur tutélaire du carbone retenue par les pouvoirs publics à l'issue du rapport Quinet⁵¹ de 2019 (valeur fixée à 250€/tCO₂eq évitée en 2030 et 775 €/tCO₂eq évitée en 2050). Ceci signifie que les actions de réduction des émissions sont efficaces du point de vue de la collectivité (la valeur apportée pour la lutte contre le changement climatique est plus élevée que les coûts liés aux actions considérées) et doivent être engagées.

Figure 11.20 Coûts d'abattement de différentes actions de décarbonation à l'horizon 2035 selon les estimations RTE⁵² (ces valeurs sont provisoires : elles seront actualisées dans les analyses approfondies prévues au 1^{er} trimestre 2022)



*Sans prise en compte des externalités (telles que l'amélioration du confort)

51. «La valeur de l'action pour le climat. Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques», Rapport de la commission présidée par Alain Quinet. France Stratégie (février 2019)

52. Rapports RTE : «Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique» (2019), «La transition vers un hydrogène bas-carbone» (2020), «Réduction des émissions de CO₂, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ?» (2020).

11.4.3 Une accélération de l'électrification pour atteindre le nouvel objectif européen sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre est possible à un coût maîtrisé

La déclinaison du nouvel objectif européen sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030 (-55% sur les émissions nettes contre -40% dans l'ancien objectif) va inévitablement conduire à mobiliser plus fortement l'ensemble des leviers de décarbonation du système énergétique.

Dans ce contexte, l'accélération de l'électrification est amenée à jouer un rôle important pour l'atteinte de ces nouveaux objectifs climatiques. Comme évoqué précédemment, ce mouvement peut s'appuyer sur un ensemble de moyens de production d'électricité bas-carbone très compétitifs, dont la production dépasse dès aujourd'hui les 500 TWh annuels et qui devrait croître au cours des prochaines années avec la poursuite du développement des énergies renouvelables (mise en service des premiers parcs éoliens en mer, construction de nouveaux parcs éoliens terrestres et photovoltaïques).

Sur le plan technique, l'analyse de la variante «accélération 2030» montre que le système électrique français disposera de suffisamment de production d'énergie bas-carbone à l'horizon 2030 pour alimenter les nouveaux usages et pour intégrer un déploiement accéléré. Du point de vue des besoins en puissance, les études de sécurité d'approvisionnement menées par RTE ont mis en évidence des marges suffisantes pour le système électrique à 2030, à condition d'accélérer le développement des énergies renouvelables comme le prévoit la PPE, d'assurer un niveau de flexibilité

minimal sur les nouveaux usages (pilotage de la recharge des véhicules électriques avec des dispositifs simples tels que le pilotage tarifaire heures pleines/heures creuses, flexibilité des électrolyseurs...) et de développer les interconnexions.

En conséquence, le socle de moyens de production bas-carbone existants (nucléaire, hydraulique et renouvelables) et le développement des énergies renouvelables orienté sur des grands parcs constituent des leviers très favorables pour intégrer les nouveaux usages de l'électricité à un coût maîtrisé.

L'accélération de l'électrification ne nécessite ainsi pas de «saut d'investissement» dans la production d'électricité et ne conduit donc pas à une rupture haussière sur les coûts du système électrique. Dans ces conditions, les coûts d'abattement des émissions de gaz à effet de serre restent nettement inférieurs à la valeur tutélaire du carbone pour l'essentiel des transferts d'usages vers l'électricité même en cas d'accélération de l'électrification.

La compétitivité d'une action côté offre sur la production d'électricité est loin d'invalider l'intérêt des leviers d'action côté demande : l'atteinte des objectifs élevés sur l'efficacité énergétique, l'activation des gisements identifiés dans le scénario «sobriété», constituent autant d'actions au bénéfice climatique évident, et qui soulagent d'autant les enjeux industriels sur la production d'électricité.

11.4.4 Les leviers pour garantir l'atteinte de la trajectoire « accélération 2030 » sont de prolonger l'exploitation des réacteurs du parc existant et de développer le plus d'énergies renouvelables matures

La trajectoire « accélération 2030 » ne constitue pas une difficulté du point de vue du mix électrique, mais pose tout de même comme prérequis de faire croître la production d'électricité bas-carbone au cours des dix prochaines années.

Or les analyses présentées dans le Bilan prévisionnel 2021 publié en mars 2021 ont montré qu'au cours des 15 dernières années, la production d'électricité bas-carbone n'avait pas crû alors même qu'aucune centrale nucléaire n'a été fermée avant 2020. **La moindre production des réacteurs nucléaires historiques est due à leur plus faible disponibilité moyenne durant l'année (les arrêts pour maintenance sont aujourd'hui plus longs et le demeureront au cours des prochaines années où sera atteint le pic d'activité du grand carénage et des quatrièmes visites décennales pour les réacteurs de 900 MW). Elle ne découle en rien d'une supposée « priorité » des renouvelables par rapport au nucléaire sur le réseau.**

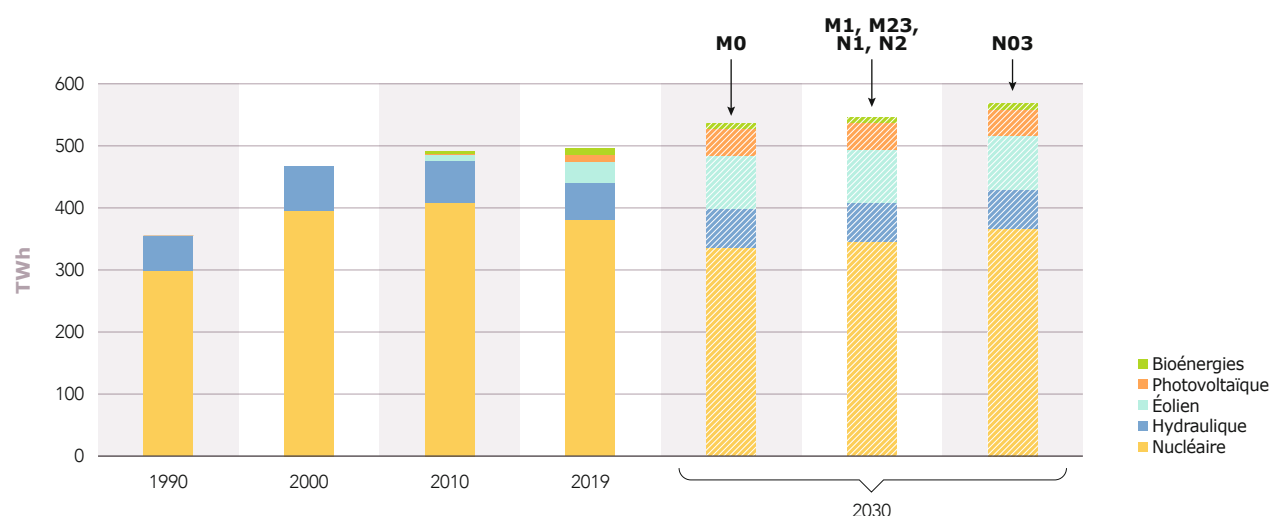
À moyen terme, seule une logique de maximisation de la production bas-carbone reposant sur la poursuite

d'exploitation des réacteurs et le développement des énergies renouvelables permet au système électrique d'accompagner des besoins en augmentation, sans recourir trop fortement aux imports. **L'adoption d'une politique de développement du potentiel de production d'électricité bas-carbone est donc la meilleure d'un point de vue climatique.**

À l'horizon 2030, les délais ne permettant pas, dans tous les cas de figure, d'envisager que de nouveaux réacteurs nucléaires soient construits d'ici là, les options pour garantir la couverture des nouveaux besoins en électricité consistent à prolonger l'exploitation des réacteurs nucléaires existants, à accélérer le développement des énergies renouvelables et à promouvoir l'efficacité énergétique et la sobriété pour maîtriser l'augmentation de la consommation d'électricité et réduire ainsi les contraintes sur le mix.

Mettre en œuvre cette logique implique, de manière simultanée, de pousser le rythme de développement des renouvelables à son niveau maximal et de faire fonctionner plus longtemps les réacteurs actuels en amendant la trajectoire de fermetures prévue par

Figure 11.21 Volumes de production électrique décarbonée disponibles entre 1990 et 2030



la PPE, sans préjudice de la nécessité pour tous les réacteurs de respecter les prescriptions de sûreté fixées par l'ASN. **Une telle modification du calendrier devrait néanmoins demeurer cohérente avec la stratégie à long terme de gestion de « l'effet falaise » associé à la pyramide des âges du parc, qui implique de lisser les fermetures sur le temps long.** Dans une optique de renforcement des objectifs climatiques à l'horizon 2030, les options à débattre dans le cadre de la préparation de la future PPE pourront donc porter sur le respect voire l'accélération de la trajectoire de développement des renouvelables d'une part, l'étalement de la trajectoire de fermeture des réacteurs nucléaires d'autre part, sans oublier les nécessaires efforts sur la maîtrise de la consommation.

Côté offre, les coûts restant à engager pour poursuivre l'exploitation des réacteurs, en intégrant le coût du grand carénage, restent faibles (30 à 40 €/MWh). Pour le nucléaire, les quatrièmes visites décennales engendrent un risque de retard et d'indisponibilité des réacteurs – donc de sécurité d'approvisionnement –, mais pas un enjeu économique significatif en ce qui concerne les coûts de prolongation. Bien que plus élevés, ceux d'investissement dans des grands parcs d'énergies renouvelables sont également compétitifs pour contribuer à l'électrification des procédés et ne nécessitent pas, au cours des prochaines années, de développement coûteux des flexibilités.

Étant donné ces niveaux de coûts et dans un contexte de croissance de la consommation d'électricité, ce parc de production d'électricité bas-carbone ne présente aucun risque de regret sur le plan économique. Même dans un cas où les nouveaux usages de l'électricité se développeraient à un rythme plus lent qu'escompté, le socle constitué des réacteurs nucléaires existants et des énergies renouvelables permettra des exports d'électricité vers le reste de l'Europe via les interconnexions.

Un système électrique interconnecté dans lequel les pays voisins utilisent encore largement ou majoritairement des énergies fossiles, et où le prix de

l'électricité dépend des unités fossiles et du prix du carbone sur le marché EU-ETS, conduit en effet à un fort intérêt économique pour les exports d'électricité bas-carbone.

Cette situation possède également de bonnes propriétés sur le plan climatique. Un système électrique français qui resterait structurellement exportateur aurait une influence au moins égale, voire supérieure, sur les émissions de CO₂ à l'échelle globale : réduire l'utilisation des combustibles fossiles pour la production d'électricité constitue l'action dont le bénéfice climatique est le plus élevé avec le remplacement des voitures à essence par des véhicules électriques et la fin des chaudières au fioul pour le chauffage. **Sur le plan climatique, le risque de coût échoué qui serait lié à la prolongation du nucléaire existant et au développement des énergies renouvelables est donc nul.**

Cette analyse des leviers pour atteindre en 2030 des objectifs de décarbonation plus ambitieux ne serait pas complète si elle faisait l'impasse sur les actions côté demande. RTE a rappelé dans chacun de ses Bilans prévisionnels depuis de nombreuses années que la maîtrise de la demande constituait un outil indispensable à la fois pour soulager les contraintes sur le système électrique et pour réaliser la transition énergétique. Le renforcement des objectifs 2030 implique donc également un rehaussement de l'ambition sur la maîtrise de la consommation tout autant qu'un effort d'électrification accru. Parmi les actions d'efficacité énergétique, certaines sont à coût faible (notamment la promotion de l'efficacité dans les nouveaux usages électriques comme le numérique) et d'autres à coût élevé (notamment la rénovation thermique des bâtiments quand elle n'est pas ciblée sur les logements les plus énergivores et/ou les plus émetteurs de CO₂, comme l'a montré l'étude publiée par RTE et l'ADEME en décembre 2020). Les leviers de sobriété renvoient, eux, à l'organisation des modes de consommation et de production. Leur chiffrage économique complet nécessiterait de considérer d'éventuelles externalités dont la prise en compte peut faire débat (*voir partie 11.8*).

53. La valorisation de la perte de confort associée à la sobriété est une notion qui peut être largement débattue, sous l'angle économique mais aussi sociologique.

11.5 À long terme (horizon 2050-2060), un nouveau cycle d'investissement pour atteindre la neutralité carbone et sortir des énergies fossiles mais un coût de l'électricité qui augmente de manière modérée

11.5.1 Les besoins d'investissement dans le système électrique sont en forte croissance

11.5.1.1 Les besoins d'investissement dans le système électrique doivent augmenter de 50 % voire doubler par rapport aux tendances des années passées

Les investissements totaux dans le système électrique français en vue d'atteindre la neutralité carbone sont estimés dans les «Futurs énergétiques 2050» à environ 750 à 1000 milliards d'euros sur l'ensemble de la période 2020-2060, soit de l'ordre de 20 à 25 milliards d'euros par an en moyenne. Ils portent sur l'ensemble des composantes du système électrique, en particulier :

- ▶ sur la production, avec environ 500 milliards d'euros pour prolonger les centrales existantes et construire des énergies renouvelables et des centrales nucléaires (dans les scénarios «N») ;
- ▶ sur les réseaux, avec environ 250 à 350 milliards d'euros à mobiliser, en particulier pour raccorder l'éolien en mer, adapter les réseaux de transport et de distribution au nouveau mix mais aussi renouveler les infrastructures les plus anciennes.

À titre de comparaison, les investissements réalisés dans le système électrique au cours des dix dernières années ont été estimés dans le cadre de cette étude à environ 13 milliards d'euros par an. L'effort en matière d'investissement devra donc être significativement renforcé par rapport aux montants actuels.

Deux facteurs expliquent cette hausse. D'une part, l'augmentation de la consommation électrique au détriment de celle des énergies fossiles entraîne mécaniquement le report sur l'électricité d'une partie des fonds jusqu'alors investis dans le pétrole ou le gaz fossile : il s'agit donc d'un transfert entre énergies. D'autre part, le cycle de réinvestissement dans le système électrique implique également d'assurer le remplacement des infrastructures approchant de leur fin de vie théorique, même si les nouvelles méthodes de gestion des actifs permettent aujourd'hui de remplacer les matériels par rapport à leur degré d'usure réel et non uniquement par classe d'âge. Parmi ces actifs, le cas des réacteurs nucléaires de seconde génération a été largement abordé dans ce rapport mais n'épuise pas la problématique : réinvestissement dans les installations hydrauliques, remplacement des composants du réseau électrique national construit immédiatement après la seconde guerre mondiale, et même remplacement des éoliennes et panneaux solaires installés dans les années 2000, dont la durée de vie normative est estimée entre 20 et 30 ans selon les cas. Il s'agit donc bien d'un cycle complet de réinvestissement dans le système électrique.

11.5.1.2 Les besoins d'investissement sont fortement différenciés selon les scénarios de mix

Sur toute la période entre 2020 et 2060, il existe un écart de plus de 200 milliards d'euros entre le scénario nécessitant le plus d'investissement (M1) et ceux en nécessitant le moins (N2 et N03). Il s'agit d'un différentiel de cinq milliards d'euros par an, qui est donc significatif.

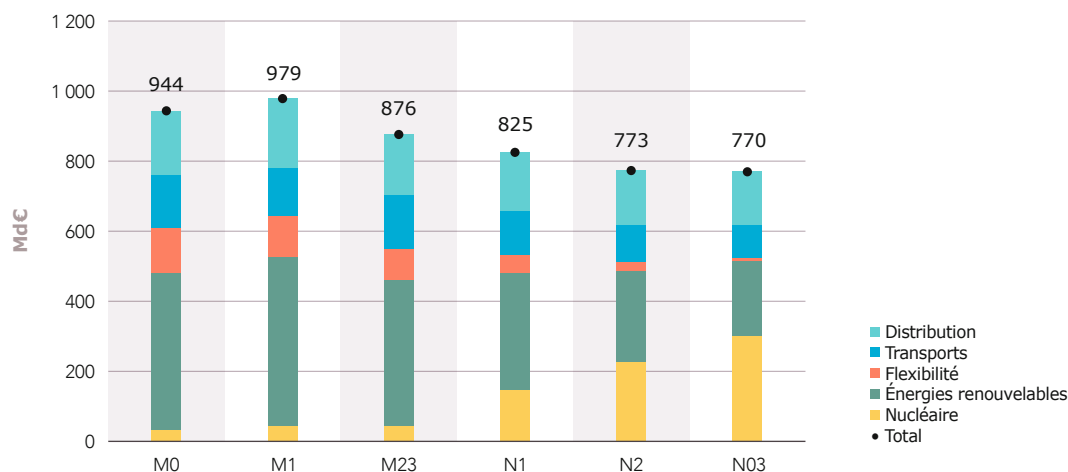
Cet écart s'explique, pour le scénario M1, par le coût plus important du photovoltaïque en toiture par rapport aux autres scénarios où la capacité installée est inférieure et qui n'est pas compensé par une diminution des coûts réseaux. En effet, les investissements dans le réseau de transport sont un peu plus faibles, mais ceux dans le réseau de distribution sont plus élevés, selon les estimations d'Enedis, dans M1 par rapport aux scénarios M0 ou M23.

De manière plus générale, l'écart entre les scénarios s'explique par les investissements sur les

réseaux et les flexibilités plus élevés dans les scénarios M et dans N1. Ces quatre scénarios constituent des scénarios «à haute proportion en énergies renouvelables» selon les termes du rapport commun entre RTE et l'Agence internationale de l'énergie et sont donc concernés par les problématiques soulevées dans ce rapport et dont il avait été indiqué qu'elles étaient susceptibles de présenter des postes de coût significatifs.

La comparaison des montants d'investissement ne suffit pas à discriminer les scénarios de mix sur leur performance économique. Il convient en effet d'amortir les investissements sur les durées de vie des différents actifs et de prendre en compte l'ensemble des coûts du système, y compris les coûts d'exploitation et les coûts variables (OPEX) qui peuvent différer nettement selon les filières.

Figure 11.22 Dépenses d'investissement dans le système électrique cumulées sur la période 2020-2060



11.5.1.3 Les montants d'investissement dans le système électrique représentent une faible part de l'investissement total en France, mais des dépenses importantes sur les usages à l'aval sont à prévoir

Les chiffres présentés au paragraphe précédent peuvent sembler importants. Néanmoins, ils doivent être interprétés dans un contexte large.

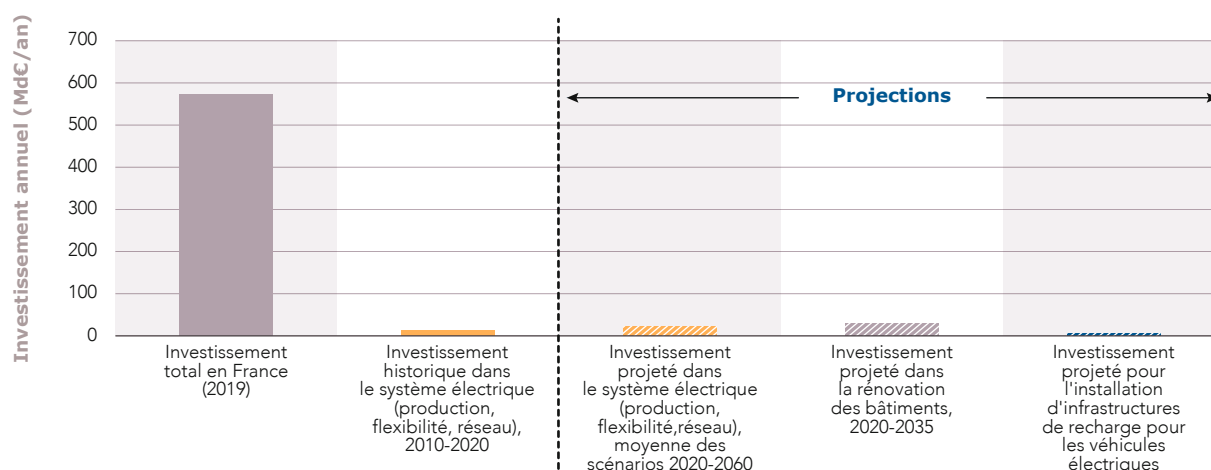
Au travers des mécanismes de soutien et des dispositifs de régulation, l'État définit dans une large mesure le montant de ces investissements et en assure le financement partiel au-delà de la rémunération perçue sur les marchés. Cependant, ces investissements seront en majorité portés par des acteurs privés et par les gestionnaires de réseau : dans ce cas, ils ne constitueront donc pas directement des investissements publics. Dans un certain nombre de cas, l'investissement public pourrait s'avérer nécessaire (nouveau nucléaire, sociétés d'économie mixte investissant dans des projets d'énergies renouvelables) : l'étude ne distingue pas les investissements selon qu'ils sont portés par l'État, les collectivités ou les acteurs privés.

D'autre part, les montants d'investissement envisagés (20 à 25 milliards d'euros par an) doivent être mis en perspective avec d'autres dépenses pour

la transition énergétique, qui s'avèrent également importantes. À titre d'exemple, RTE avait estimé dans ses précédentes études un montant d'investissement nécessaire de l'ordre de 30 milliards d'euros par an dans les bâtiments en vue de décarboner les besoins de chaleur (rénovations, remplacement d'équipements) et de l'ordre de six milliards d'euros par an pour assurer le développement des infrastructures nécessaires aux recharges des véhicules électriques. Des investissements importants dans d'autres secteurs (biométhane, agriculture, réseaux de chaleur, efficacité énergétique dans l'industrie...) seront aussi nécessaires pour atteindre la neutralité carbone.

Plus généralement, les investissements dans le système électrique occupent aujourd'hui une faible part de l'investissement total (public et privé) en France, qui s'élève à plus de 500 milliards d'euros par an⁵⁴. Les dépenses d'investissement pour le système électrique (production, flexibilité et réseau) pourraient représenter finalement environ 3 à 4 % de l'investissement total en France sur toute la période considérée.

Figure 11.23 Rythmes d'investissement dans le système électrique et dans les usages aval



⁵⁴. Formation brute de capital fixe de l'ensemble des secteurs institutionnels à prix courants : 517 Md€ en 2017, 541 Md€ en 2018, 573 Md€ en 2019 (source : INSEE, comptes nationaux).

11.5.2 Le coût total du système électrique va augmenter pour accompagner la hausse des consommations, mais le coût des importations d'énergies fossiles va diminuer dans le même temps

Pour comparer les coûts totaux des scénarios, il est nécessaire d'évaluer le coût complet annualisé du système électrique, intégrant l'amortissement des montants d'investissement (CAPEX) et les coûts de financement associés mais également les coûts d'exploitation, de maintenance et les coûts des

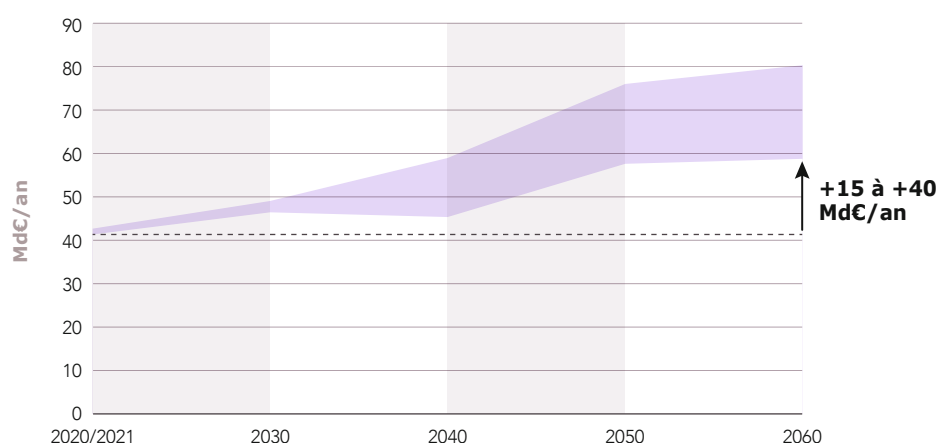
combustibles nécessaires à l'approvisionnement des centrales. Cette analyse a été menée sur l'ensemble de la période 2020-2060 pour les scénarios de mix étudiés et sur la trajectoire de référence pour la consommation d'électricité.

11.5.2.1 L'augmentation de la place de l'électricité dans le mix énergétique se traduit par des coûts totaux du système électrique en nette hausse

L'électricité représente 25% des besoins énergétiques de la France aujourd'hui. À l'avenir, cette part progressera et devrait dépasser les 50%, voire plus en intégrant la production d'électricité nécessaire à la décarbonation des vecteurs gazeux et liquide. En volume brut, le coût du système est donc amené à croître dans des proportions significatives, mais son financement s'appuiera sur une assiette élargie.

Cette analyse est confirmée par l'analyse économique des «Futurs énergétiques 2050», qui met en évidence une augmentation du coût complet annualisé du système électrique au périmètre production-flexibilité-réseau sur les prochaines décennies et dans tous les scénarios. À l'horizon 2060, le coût complet du système électrique atteindrait ainsi de l'ordre de 60 à 80 Md€/an selon les scénarios, soit une hausse de l'ordre de 15 à 40 Md€/an par rapport à aujourd'hui.

Figure 11.24 Évolution du coût complet du système électrique, avec les hypothèses de coût de référence (l'aire représente l'ensemble des scénarios de mix considérés)



Cette augmentation doit être mise en regard de l'augmentation de la part de l'électricité dans le mix énergétique et de la baisse attendue des importations de combustibles énergétiques. Une partie de l'augmentation des coûts annualisés est

ainsi directement liée à la hausse de la consommation totale d'électricité en France, qui nécessite un déploiement accru de moyens de production d'électricité et d'infrastructures de réseau.

11.5.2.2 Cette hausse est compensée par l'arrêt des importations de combustibles fossiles, avec un effet positif sur le solde commercial

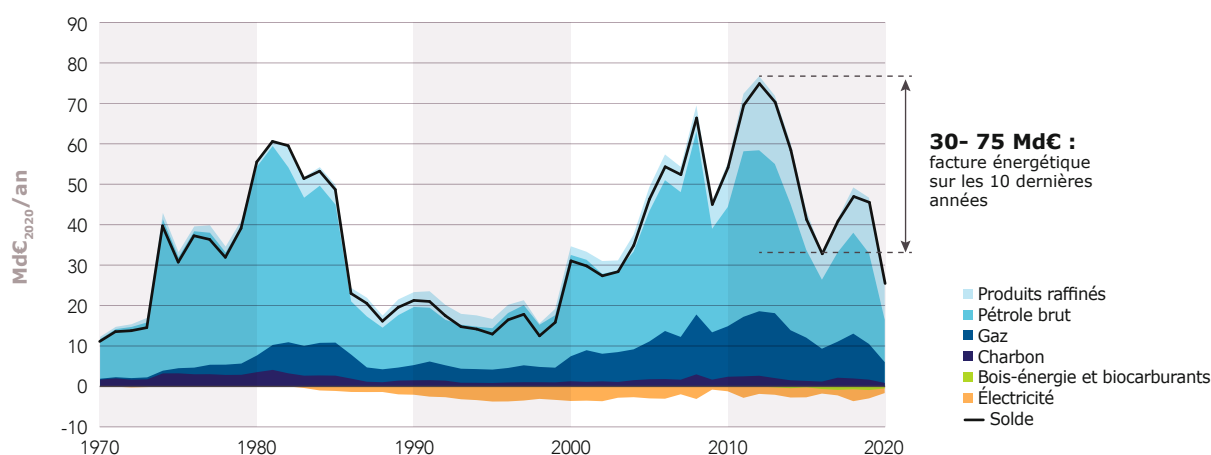
Si les coûts du système électrique augmentent dans tous les scénarios considérés, cette évolution doit être mise en regard des bénéfices à la sortie des énergies fossiles, à la fois pour la décarbonation de l'économie mais également pour réduire le déficit commercial de la France.

À l'heure actuelle, le solde d'importations de pétrole (brut et produits raffinés) de la France représente entre 20 et 55 milliards d'euros par an tandis que le solde d'importations de gaz naturel se situe autour de 10 à 20 milliards d'euros par an depuis plusieurs années⁵⁵. Ces valeurs sont très variables d'une année sur l'autre en fonction des

cours des combustibles sur les marchés de commodities et des volumes importés (elles pourraient ainsi atteindre des valeurs à nouveau très élevées en 2021 et 2022 dans un contexte de reprise de l'activité économique et de forte hausse des prix du gaz et du pétrole), illustrant la forte dépendance énergétique de la France aux sources d'approvisionnement à l'échelle mondiale.

Le solde des échanges de produits énergétiques pèse par ailleurs très largement sur le solde commercial de la France, aujourd'hui déficitaire de près de 30 Md€ par an. L'augmentation de la facture des importations de produits énergétiques constitue

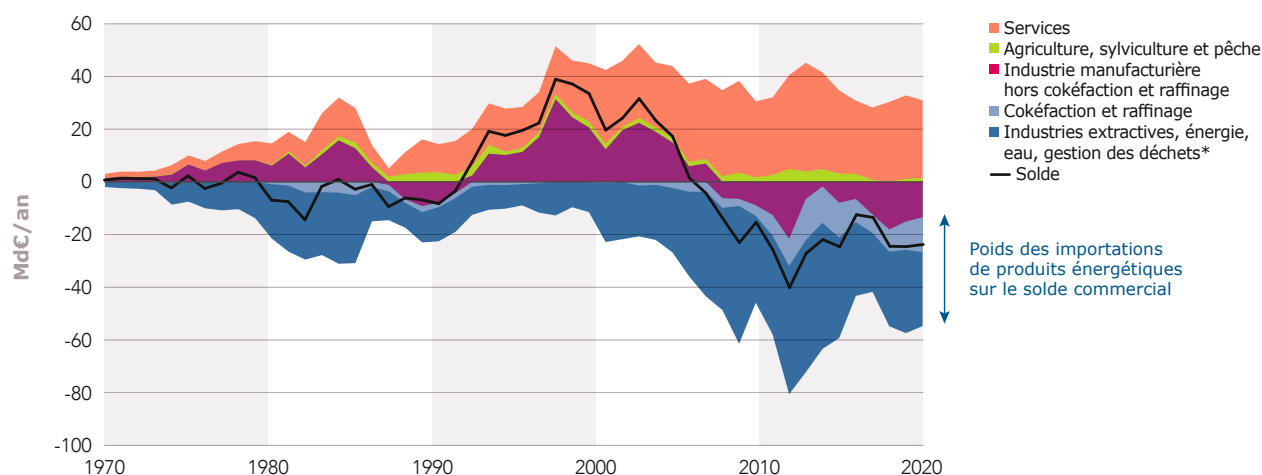
Figure 11.25 Facture énergétique de la France de 1970 à 2020



Source : SDES, Bilan énergétique de la France en 2020

55. « Bilan énergétique de la France en 2020 » (données provisoires), SDES (2021)

Figure 11.26 Solde des échanges extérieurs de biens et services de la France entre 1970 et 2019



*Le solde négatif de cette branche est dû essentiellement aux produits énergétiques

l'une des principales raisons, avec la désindustrialisation, de l'inversion du solde commercial de la France en négatif et de l'aggravation du déficit au cours des 15 dernières années.

La transition vers la neutralité carbone prévue par la SNBC conduit à réduire au minimum les importations de combustibles énergétiques depuis l'étranger, contribuant ainsi à la réduction du déficit commercial de la France. Elle permet de favoriser l'approvisionnement par des sources d'énergies locales comme l'électricité

bas-carbone. L'augmentation des coûts du système électrique évoquée précédemment (+20 à 40 Md€ environ en coûts annualisés) doit donc être mise en regard de la réduction des imports de combustibles fossiles permise par la transition énergétique (30 à 40 Md€). Notamment, à l'horizon 2050, l'électrification permettrait d'économiser de l'ordre de 10 à 15 Md€/an d'importations de combustibles fossiles, l'efficacité énergétique autant, et le recours à des combustibles décarbonés, si produits en France, encore 8 à 10 Md€.

11.5.2.3 Le coût rapporté au mégawattheure consommé est susceptible d'augmenter, mais dans des proportions maîtrisables

Rapportés au mégawattheure d'électricité consommée⁵⁶, les coûts complets du système électrique pourraient augmenter de l'ordre de 15% hors inflation en 40 ans, en vision médiane, dans une fourchette s'étendant d'une quasi-stabilité à une augmentation de 30% selon les scénarios.

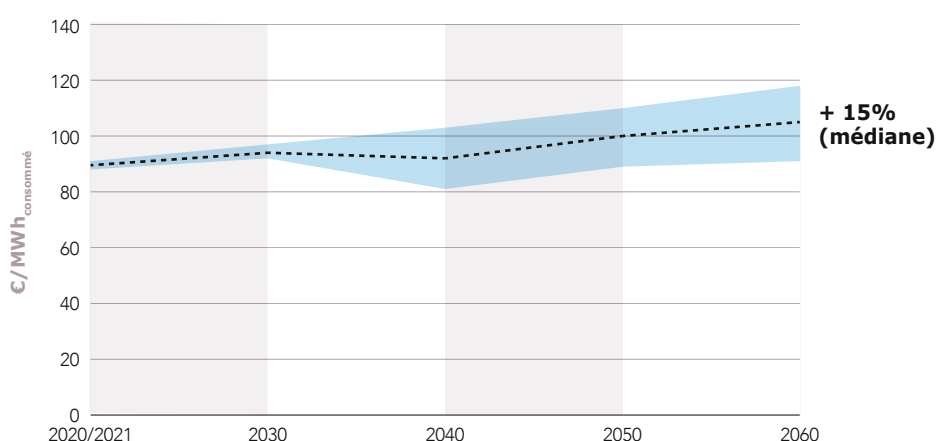
Les «Futurs énergétiques 2050» dressent ainsi un panorama où l'évolution des coûts unitaires du système possède trois caractéristiques : elle est de tendance haussière, maîtrisable, et différenciée selon les scénarios avec une large plage d'incertitude.

La tendance à la hausse s'explique par le fait que les moyens de production électrique existants, et notamment les centrales nucléaires actuelles qui sont compétitives, seront remplacés par des installations de production qui sont en moyenne légèrement plus onéreuses que celles qui sont déjà amorties. De plus, les scénarios prévoyant à terme

une forte part en énergies renouvelables s'accompagnent de coûts de développement de flexibilité et de réseau significatifs sur la période 2040-2060.

Cette hausse est néanmoins maîtrisée du fait de la compétitivité, acquise à court terme, par les énergies renouvelables matures comme l'éolien et le solaire, qui est supposée s'accroître encore à l'avenir. Même si elles représentent un poste de coût important, les flexibilités ne sont pas non plus de nature à entraîner une très forte augmentation des coûts à long terme : le coût des batteries devrait être fortement orienté à la baisse, celui de la flexibilité de la demande est très faible, les STEP sont des moyens compétitifs s'ils peuvent être déployés, et seul le «système hydrogène» (construction de nouveaux moyens thermiques, production du gaz vert et logistique associée à son stockage) constitue un poste de coût significatif même dans une trajectoire de réduction forte du coût des électrolyseurs. Quant aux investissements dans les réseaux, ils sont importants mais peuvent s'amortir sur des

Figure 11.27 Évolution du coût complet du système électrique rapporté au volume d'électricité consommé, avec les hypothèses de coût de référence (l'aire représente l'ensemble des scénarios de mix considérés)



⁵⁶. Les coûts du système électrique sont ici rapportés à l'électricité consommée et non à l'électricité produite. En effet, une partie de la production d'électricité prévue dans les scénarios est utilisée pour la boucle *power-to-hydrogen-to-power* et non à la consommation finale. Afin de comparer les coûts des scénarios par rapport au «MWh utile», les coûts sont rapportés à l'électricité consommée.

durées longues, et ils conduisent donc à des évolutions du coût complet des scénarios qui n'invalident pas la perspective d'une augmentation modérée.

Enfin, il existe une large zone d'incertitude. La borne basse de la fourchette (stabilité du coût complet du système rapporté au mégawattheure consommé) peut être atteinte uniquement dans une configuration très favorable et uniquement dans les scénarios avec construction de nouveaux réacteurs nucléaires dans le cas où un grand nombre de conditions sont atteintes de manière simultanée : une forte diminution du coût unitaire des énergies renouvelables, le strict respect des coûts cibles issus des audits pour les nouveaux réacteurs (permettant d'atteindre un coût pour le nouveau nucléaire de l'ordre de 65 €/MWh), de bonnes conditions de financement ne conduisant pas à excéder un coût moyen du capital de 4%, une forte interconnexion européenne permettant de mutualiser les besoins de flexibilité et de les restreindre à la portion congrue.

Une part importante des coûts de transition énergétique se situe à l'aval du système électrique, dans la transformation des usages : rénovation des bâtiments et investissements dans de nouvelles solutions de chauffage, investissements dans les mobilités douces et le véhicule électrique, etc. Ces investissements permettent en revanche des économies à l'utilisation (réduction des coûts d'approvisionnement en énergie).

Les coûts totaux de la décarbonation sont en conséquence plus élevés que la seule croissance des coûts du système électrique, mais ils peuvent être réduits s'ils correspondent au prochain cycle d'investissements et de modernisation de l'appareil productif français, qui a pris du retard, ces dernières années, sur celui de ses concurrents. Ils restent également pertinents sur le plan économique dans le cadre de la lutte contre le changement climatique (*cf. partie 11.4*). L'intégration du volet «aval» au chiffrage est prévue dans le cadre des analyses approfondies.

11.5.2.4 Les dépenses énergétiques complètes des ménages seront de moins en moins dépendantes du prix des hydrocarbures et de plus en plus de la compétitivité du système électrique

Les conséquences d'une sortie des énergies fossiles sont très importantes à de multiples niveaux et probablement encore sous-évaluées. Elles entraîneront, pour les ménages, une modification de la structure des dépenses énergétiques, puisqu'une partie des dépenses contraintes sont aujourd'hui directement dépendantes du prix des énergies fossiles (carburants pour la mobilité, fioul ou gaz fossile pour le chauffage).

Des analyses préliminaires, appelées à être consolidées dans la phase ultérieure, ont été réalisées dans le cadre des «Futurs énergétiques 2050». Elles montrent que la transition énergétique ne conduit pas à un surcoût important par rapport à un système fossile et offre dans certains cas des opportunités de stabilisation voire de réduction des dépenses énergétiques contraintes.

Les dépenses énergétiques varient fortement selon les foyers et les entreprises. La comparaison entre un système fondé sur les énergies fossiles et un système reposant plus largement sur l'électricité dépend davantage du prix des hydrocarbures sur les marchés, dont les variations au cours du temps sont amples, que du coût du système électrique. Par rapport aux périodes où les énergies fossiles sont abondantes et bon marché, une bascule vers l'électricité bas-carbone conduira à augmenter les coûts. En revanche, par rapport aux situations de tension sur les prix du pétrole, qui se sont multipliées depuis une quinzaine d'années, la bascule vers un système électrique bas-carbone est susceptible de générer des économies potentiellement importantes pour certains types de foyers, même en intégrant le coût des scénarios des «Futurs énergétiques 2050». Ce point fera l'objet de compléments d'analyse au travers d'exemples concrets début 2022.

11.6 Une évaluation économique qui permet une comparaison approfondie du coût des différentes options de transition du mix électrique

11.6.1 La prise en compte de l'ensemble des composantes du système électrique met en évidence des coûts globalement inférieurs dans les scénarios de construction de nouveaux réacteurs nucléaires, dans des proportions mesurées et dans certaines configurations

Un des résultats fortement attendus dans l'analyse économique des «Futurs énergétiques 2050» porte sur la comparaison des coûts des scénarios avec et sans nouveau nucléaire. Plusieurs études ont récemment apporté des conclusions divergentes sur cette discussion rendant nécessaire la réalisation d'une étude approfondie avec de nombreuses analyses de sensibilité.

Afin de se placer dans un cadre comparable, l'analyse économique des six scénarios de mix électrique est réalisée sur la base de la trajectoire de référence sur la consommation.

En intégrant l'ensemble des coûts de flexibilité et de réseau, les scénarios M0 (surtout en 2050) et M1 apparaissent clairement plus onéreux que les

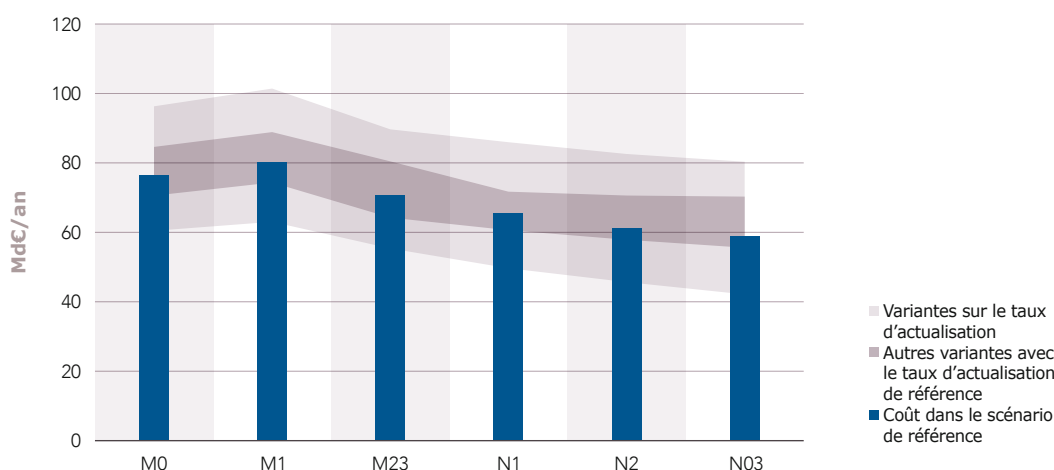
autres scénarios dans le cadre d'une comparaison à niveau de consommation desservie donné. Le surcoût de M1 s'explique essentiellement par celui des petits panneaux solaires par rapport à des grands parcs, et dans une moindre mesure par la nécessité d'investir davantage dans des batteries par rapport aux autres scénarios.

Le scénario M23 présente, au sein des scénarios M, la meilleure performance économique. Il est dès lors fréquemment utilisé comme point de comparaison par la suite.

L'étude a permis d'établir plusieurs conclusions :

- il existe un écart de coût en faveur des scénarios comprenant la construction de nouveaux réacteurs. Cet écart est d'autant plus marqué

Figure 11.28 Coûts complets annualisés des scénarios à l'horizon 2060



quand le parc nucléaire est significatif et permet d'éviter un investissement massif dans les moyens de flexibilité et des renforcements structurants des réseaux (de l'ordre d'un peu moins de 10 milliards d'euros par an entre M23 et N2 dans la trajectoire de référence) ;

- ▶ cet écart peut varier de manière très importante selon les variantes (il peut être très faible voire nul dans certains cas, très important dans d'autres). Il est néanmoins identifié dans la très grande majorité des configurations testées, y compris en considérant des cas de figure défavorables pour le nouveau nucléaire ;
- ▶ rapporté au coût du scénario N2, l'écart apparaît de l'ordre de 15 % par rapport à un scénario

« 100 % renouvelable » compétitif (en retenant les coûts de référence) : il atteste qu'au cours des dernières années, les évolutions des coûts unitaires des technologies ont conduit à faire diminuer le coût anticipé de l'option « 100 % renouvelable » et l'ont rapproché de celle fondée sur la construction de nouveaux réacteurs.

Ces conclusions sont détaillées dans la suite du chapitre. Les paragraphes suivants permettent notamment de décomposer cet écart selon les différents postes de coûts du système électrique (production, flexibilité, réseau) et de discuter des différences entre scénarios.

11.6.2 Au périmètre des seuls coûts de production, le scénario M23 fondé sur les grands parcs éoliens et solaires est le scénario le plus performant des « Futurs énergétiques 2050 »

L'évaluation économique des scénarios montre que les coûts des seuls moyens de production sont les plus faibles dans le scénario M23 construit autour du développement des grands parcs renouvelables.

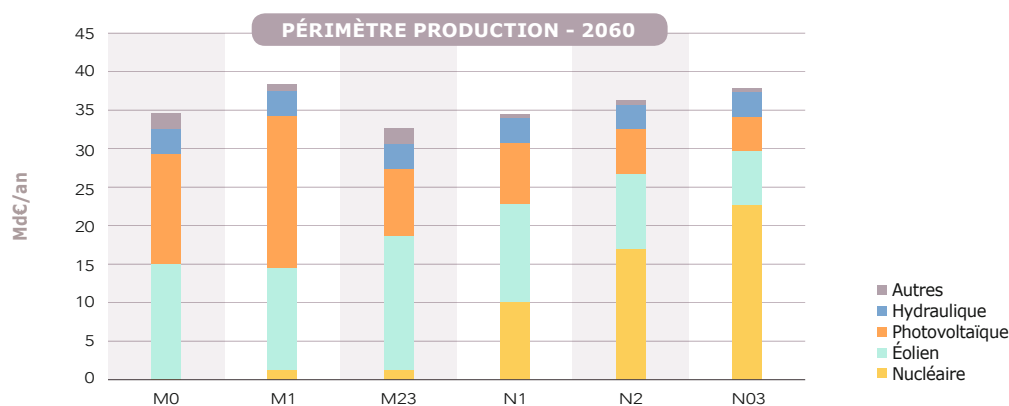
Ce résultat découle directement des hypothèses d'évolution des coûts présentées dans les sections précédentes et qui mettaient en évidence les coûts plus élevés du nouveau nucléaire en comparaison de ceux des énergies renouvelables les plus matures et les plus économiques (éolien terrestre, photovoltaïque au sol, éolien en mer posé). Le coût annualisé moyen de la production dans N1, N2 et N03 est en conséquence plus élevé que dans M23 dans la trajectoire de référence, même si l'écart reste limité. De même, les coûts de production des scénarios M0 et M1 sont également légèrement plus élevés du fait de la mobilisation d'installations de plus petite taille comme le photovoltaïque sur toiture. Cette comparaison ne prend pas en compte le raccordement des nouvelles unités de production, qui est inclus dans le périmètre des coûts de réseau, **mais le raccordement peut représenter un poste de coût important sur le long terme, notamment pour l'éolien en mer.**

Dans l'ensemble, les écarts entre scénarios restent mesurés (10-15 % entre les six scénarios de mix) au périmètre des coûts de production.

La modération de cet écart s'explique également par la logique de construction des scénarios, qui ne consiste pas en une pure optimisation économique du mix de production. Ainsi, tous les scénarios intègrent un développement du photovoltaïque sur toiture bien que cette filière ne soit pas la plus économique parmi les énergies renouvelables. Un scénario fondé sur une pure optimisation économique possède des attraits théoriques, mais ne semble pas le plus réaliste pour l'évaluation de choix publics qui ne sont pas fondés uniquement sur le principe de minimisation du coût (il apparaît peu probable que le développement du solaire sur toiture soit totalement absent d'un scénario sous prétexte qu'il serait économiquement moins intéressant).

De tels choix alternatifs de scénarisation, visant à construire des scénarios qui seraient totalement optimisés sur le plan économique, conduiraient à des coûts complets globalement plus faibles, mais également à des écarts plus significatifs entre scénarios.

Figure 11.29 Coûts complets annualisés des scénarios à l'horizon 2060



11.6.3 Les coûts de la flexibilité sont significativement plus élevés dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables, tirés par les besoins de thermique décarboné et dans une moindre mesure des batteries

Les analyses présentées au chapitre 7 ont montré l'importance des volumes de flexibilités à développer pour assurer la sécurité d'approvisionnement électrique même dans un système très fortement interconnecté. Ces coûts sont significativement plus importants dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables.

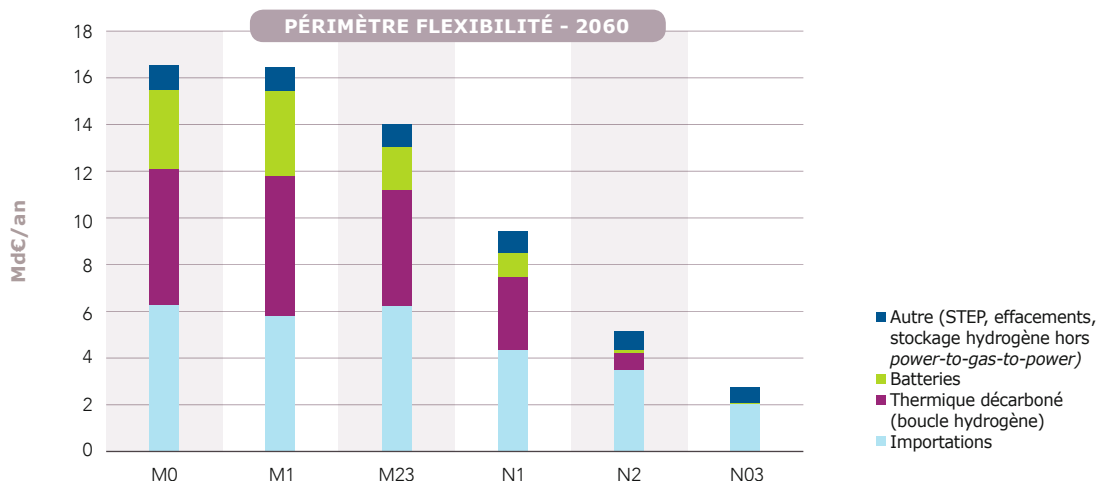
Les imports d'électricité, qui permettent de tirer parti du foisonnement⁵⁷ et de la mutualisation de la flexibilité à l'échelle européenne et qui sont mobilisés de manière significative dans tous les scénarios, représentent une part importante des coûts de flexibilité des scénarios. Dans des scénarios où l'interconnexion électrique serait moins développée, ces imports seraient moindres mais les quantités d'électricité à produire en France à base de thermique décarboné seraient plus importantes, ce qui conduirait toutes

choses étant égales par ailleurs à un coût encore plus élevé pour le volet «flexibilités».

Les différences entre scénarios sur les coûts de la flexibilité sont principalement déterminées par les coûts de la production thermique décarbonée (en France et à l'étranger), et dans une moindre mesure, par ceux des batteries.

En effet, même si la production thermique décarbonée représente des volumes globalement faibles à l'échelle du mix (0 à 15 TWh_e en moyenne annuelle selon les scénarios), les coûts de la production délivrée atteignent des niveaux très importants, de l'ordre de 250 à 270 € par MWh_e de production électrique finale⁵⁸. Ces coûts intègrent les quotes-parts des énergies renouvelables correspondant à l'énergie requise par l'électrolyse et les coûts de réseaux correspondants (qui ne sont donc

Figure 11.30 Coût complet annualisé des moyens nécessaires à l'équilibrage du système, à l'horizon 2060



⁵⁷. Dans cette acception, il s'agit de la réduction des fluctuations de la production agrégée des énergies renouvelables grâce à leur dispersion géographique sur des territoires susceptibles de présenter des conditions météorologiques différentes.

⁵⁸. Voir partie 11.6.5.5 pour une discussion de la sensibilité des résultats aux coûts des gaz verts.

pas comptabilisés dans le poste « production » ou le poste « réseau » de l'évaluation économique), auxquels s'ajoutent les coûts des électrolyseurs, ceux des installations de stockage ainsi que ceux des réseaux d'hydrogène nécessaires. À ceux-ci s'ajoutent également les coûts des centrales de production à hydrogène, de l'ordre de 100 €/kW/an pour les cycles combinés au gaz et 70 €/kW/an pour les turbines à combustion⁵⁹. **L'ensemble de ces coûts pèse de manière significative dans l'équation économique des scénarios, jusqu'à plusieurs milliards d'euros par an.**

Les coûts de la flexibilité de la demande restent quant à eux très faibles en comparaison du thermique et des batteries. Même si cette flexibilité est contrainte par les usages de l'électricité et ne fournit pas exactement le même service que les moyens susmentionnés, l'analyse tend à montrer la pertinence économique des leviers de flexibilité de la demande pour le système électrique.

Des conditions d'acceptabilité plus favorables sur la flexibilité des usages, via par exemple la mise en œuvre généralisée de dispositifs de pilotage de la recharge des véhicules électriques ou d'autres usages domestiques, seraient donc de nature à réduire nettement les coûts des scénarios présentant des besoins de flexibilité importants.

De la même manière, les coûts annualisés des STEP sont relativement peu élevés au regard des autres flexibilités, alors même que ces installations de pompage-turbinage contribuent largement à l'optimisation de l'équilibre offre-demande dans les différents scénarios. Ceci tend à montrer l'intérêt économique des STEP dans les scénarios de long terme marqués par une part croissante d'énergies renouvelables. Le développement de ces installations, dès lors qu'il est compatible avec le respect des milieux naturels et des contraintes environnementales, doit donc être encouragé.

⁵⁹. Pour les conditions de référence, en particulier un taux de financement du capital de 4%/an.

11.6.4 Les coûts du réseau sont également plus élevés dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables, du fait des besoins d'adaptation des réseaux de distribution et de transport et du raccordement de l'éolien en mer

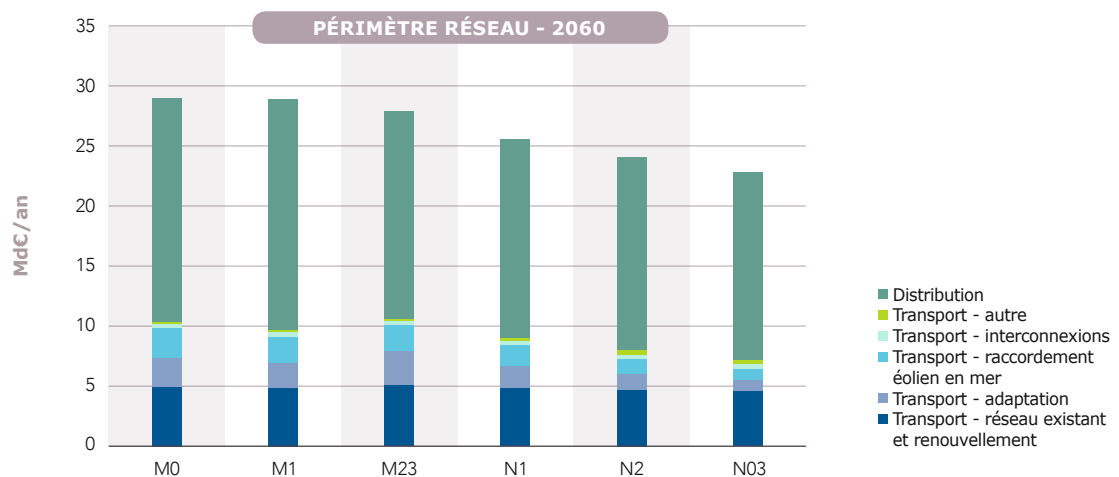
Les éléments présentés au chapitre 10 sur les besoins d'adaptation des réseaux ont mis en évidence des besoins significativement différents sur le réseau de transport et de distribution dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables. Cette conclusion était présentée de manière qualitative dans le rapport RTE-AIE de janvier 2021, et fait désormais l'objet d'un chiffrage précis dans le cadre de ce rapport.

Concernant le réseau de transport, l'écart de coût entre les scénarios résulte essentiellement du raccordement des parcs éoliens

en mer, qui devient une des principales composantes des coûts de réseau. Les différences entre les scénarios en matière de capacités éoliennes marines installées jouent ainsi directement sur cette composante de coût de réseau. Le raccordement des productions photovoltaïque et éolienne terrestre, l'adaptation du réseau de répartition et du réseau de distribution participent également de cet écart.

En coûts annualisés, les écarts peuvent ainsi atteindre plusieurs milliards d'euros par an.

Figure 11.31 Coût complet annualisé des réseaux de transport et distribution, à l'horizon 2060



11.6.5 Il existe un espace économique pour construire de nouveaux réacteurs nucléaires, dans la plupart des configurations étudiées

11.6.5.1 Dans la configuration de référence, un écart de coût complet annualisé entre les scénarios de sortie du nucléaire et les scénarios avec une part significative de nucléaire qui peut atteindre de l'ordre de 10 milliards d'euros annuels

En prenant en compte l'intégralité des coûts de flexibilité et de réseau, certains scénarios apparaissent relativement proches, notamment le scénario «100% renouvelable» reposant sur de grands parcs (scénario type M23) et les scénarios avec nouveau nucléaire.

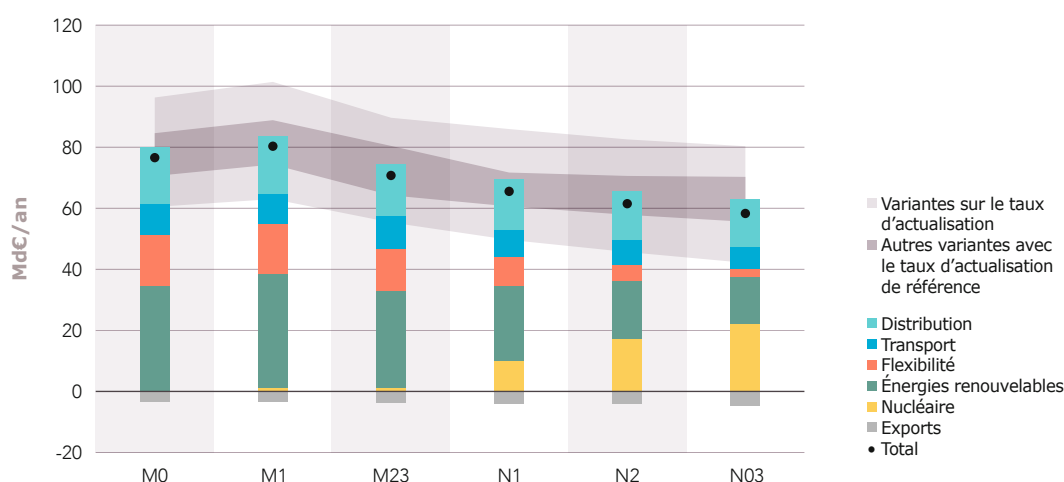
Le scénario M23 apparaît ainsi, dans la configuration de référence, de l'ordre de 5 % à 15 % plus coûteux que les différents scénarios comprenant la construction de nouveaux réacteurs nucléaires à l'horizon 2050. À cette échéance, il comporte toutefois encore 11 réacteurs nucléaires historiques qui permettent de réduire les besoins de flexibilité. À l'horizon 2060, il devient 8 % à 20 % plus coûteux que les scénarios avec nouveau nucléaire. Les besoins accrus de flexibilité et de réseau dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables compensent en effet les moindres coûts de production des énergies renouvelables

par rapport au nouveau nucléaire, en particulier au-delà de 2030.

L'écart de coût entre le scénario M23 et le scénario N2 représente 10 Md€ par an à l'horizon 2060, dans la configuration de référence. L'amplitude de l'écart est néanmoins largement dépendante des hypothèses de coûts. Afin de vérifier la sensibilité de ces résultats, de très nombreuses variantes ont été réalisées et sont restituées dans la suite.

De manière générale, **l'absence d'écart «du simple au double» entre les coûts projetés pour les scénarios renforce la pertinence d'une appréciation des scénarios fondée sur plusieurs indicateurs qui ne soient pas exclusivement de caractère économique, mais prennent également en compte les enjeux industriels, environnementaux et sociétaux.**

Figure 11.32 Coûts complets annualisés des scénarios à l'horizon 2060



11.6.5.2 Les coûts des scénarios M0 (100 % énergies renouvelables en 2050) et M1 (100 % énergies renouvelables avec production diffuse) sont significativement plus élevés

L'écart entre les scénarios avec nouveau nucléaire et les scénarios M0 ou M1 (20 % à 30 % plus coûteux en 2060) apparaît plus significatif que celui entre les scénarios avec nouveau nucléaire et M23.

Dans le scénario M0, le choix de sortir du nucléaire de manière accélérée d'ici 2050 conduit à devoir développer des énergies renouvelables selon un rythme très élevé au cours des trente prochaines années, ce qui ne permet pas de capter l'ensemble des baisses de coût prévisionnelles sur la période. Ce scénario passe de plus par un essor très important du photovoltaïque – *a priori* plus propice à l'accélération que l'éolien terrestre et en mer – qui conduit à des besoins importants de réseau (raccordement et adaptation sur les réseaux de distribution et les réseaux de répartition) et de flexibilité pour

assurer l'équilibre offre-demande (batteries, production thermique et importations).

Dans le scénario M1, le développement important de la production diffuse, notamment via des petites installations photovoltaïques en autoconsommation (sur toitures résidentielles ou tertiaires), renchérit les coûts de production du scénario. Ces installations bénéficient en effet de moindres effets d'échelle que dans le scénario M23 fondé sur des grands parcs. **Même si la répartition diffuse des installations tend à favoriser le rapprochement des centres de consommation et de production et donc à réduire les besoins d'infrastructure de réseaux interrégionaux, les gains sur le réseau de transport ne compensent que très partiellement les surcoûts associés aux petites installations photovoltaïques et aux besoins de flexibilité qui en découlent.**

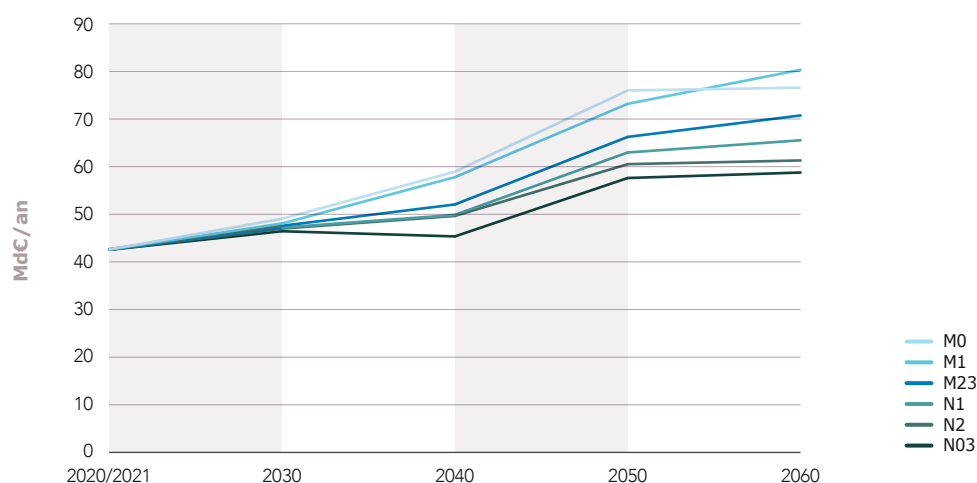
11.6.5.3 Les écarts entre scénarios se creusent progressivement à partir de la décennie 2040-2050

L'analyse de la trajectoire d'évolution des coûts montre que les écarts entre les scénarios s'observent sur l'ensemble de la période mais se creusent plus fortement à partir de l'horizon 2040-2050.

À moyen terme (horizon 2030-2035), tous les scénarios sont caractérisés par des trajectoires de développement des énergies renouvelables et des niveaux d'investissements relativement modérés dans la flexibilité pour l'équilibre offre-demande et

dans les réseaux. Le coût du système électrique augmente ainsi progressivement dans tous les scénarios, tiré par le développement des énergies renouvelables prévu par la PPE.

À partir de l'horizon 2040-2050 en revanche, les besoins d'adaptation du réseau et de développement des nouvelles flexibilités se font plus importants dans les scénarios avec une forte part d'énergies renouvelables et creusent ainsi les écarts de coûts.

Figure 11.33 Évolution des coûts complets des différents scénarios (hypothèses de coûts de référence)

11.6.5.4 L'interclassement des coûts complets des scénarios n'est pas modifié par des analyses de sensibilité sur les coûts des énergies renouvelables et du nucléaire, sauf en combinant des hypothèses basses sur les énergies renouvelables et très hautes sur le nucléaire

L'avantage économique qui caractérise les scénarios avec nouveau nucléaire apparaît robuste aux différentes trajectoires d'évolution des coûts unitaires de production considérées, et notamment aux différentes hypothèses de coût des technologies renouvelables ou nucléaires.

Même si une hypothèse de coût du nucléaire correspondant au scénario haut indiqué par les services de l'État à l'issue des audits menés aurait tendance à réduire les écarts entre les scénarios «N» et les scénarios «M», les premiers conserveraient tout de même un avantage économique.

De la même manière, une configuration dans laquelle les coûts des énergies renouvelables baisseraient très fortement sur les prochaines décennies est sans effet sur l'interclassement des scénarios. Une telle évolution bénéficierait en effet à tous les scénarios, dans des proportions certes plus importantes pour ceux dont la part en énergies renouvelables est la plus forte, sans que cela

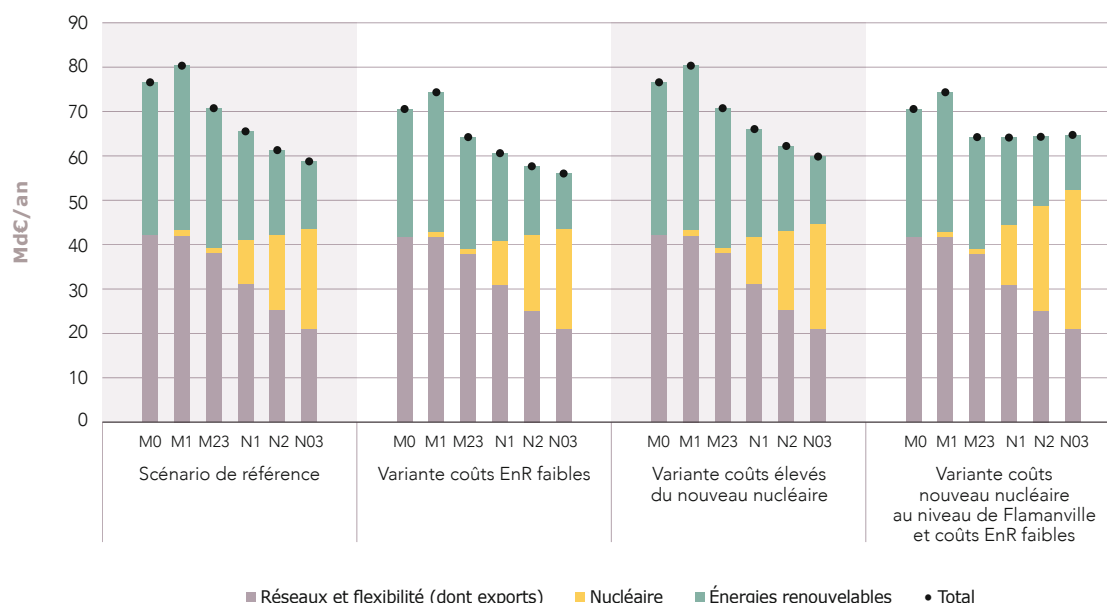
ne remette en cause l'intérêt économique du nouveau nucléaire.

Seule une configuration dans laquelle aucune réduction de coût du nouveau nucléaire ne serait observée par rapport aux coûts de construction de l'EPR de Flamanville tandis que dans le même temps les capacités renouvelables connaîtraient une baisse très marquée de leurs coûts, conduit à ce que le scénario M23 atteigne la parité de coût avec les scénarios «N».

À l'inverse, dans une situation où les coûts des énergies renouvelables resteraient dans les fourchettes hautes considérées dans l'étude, alors l'écart de coût entre les scénarios avec et sans nouveau nucléaire s'accroît.

Les *stress tests* sont, sans surprise, les configurations ayant le plus d'impact sur l'interclassement des scénarios : **une dérive des coûts de construction des nouveaux réacteurs**

Figure 11.34 Coûts annualisés des scénarios en 2060, en fonction de la trajectoire de coûts des énergies renouvelables et du nouveau nucléaire



conduisant à conserver le coût de Flamanville 3, ou à l'inverse un échec du pari industriel sur l'éolien flottant conduisant à ce que son coût demeure durablement voisin de 100 €/MWh, conduisent tous les deux à un effet de six milliards d'euros par an, bien que dans un sens opposé, sur l'écart entre le scénario M23 et le scénario N2 (voir partie 11.6.5.7).

Il existe encore des marges d'optimisation pour les scénarios avec 100 % d'énergies renouvelables, dans le cas où il serait possible de cibler uniquement les grandes installations les moins coûteuses (à l'échelle du système) comme l'éolien et les grands parcs photovoltaïques au sol. Or, les principes de scénarisation retenus par défaut ne reposent pas sur une pure optimisation économique de la répartition entre les différentes filières de production, notamment renouvelables.

Dans le cas où le mix renouvelable serait optimisé sur chacun des scénarios, les coûts complets seraient en absolu plus faibles et les écarts entre scénarios pourraient être plus marqués : en effet, dans les scénarios à plus forte part en énergies renouvelables, les capacités renouvelables ajoutées pour compenser la moindre part du nucléaire ne sont pas uniquement composées des filières les moins coûteuses (éolien terrestre et photovoltaïque au sol) mais intègrent également les filières les plus onéreuses (photovoltaïque sur toitures et éolien en mer flottant).

Les analyses approfondies qui seront publiées début 2022 présenteront des études complémentaires pour illustrer ce point. Toutefois, une optimisation complète des trajectoires d'investissement est peu susceptible de refléter le développement futur des capacités de production, en particulier parce que d'autres critères que le coût (notamment l'acceptabilité sociétale) auront un poids important dans les choix de politique énergétique.

11.6.5.5 Les incertitudes sur les coûts de la flexibilité peuvent modifier largement les écarts de coûts entre les scénarios mais ne remettent pas en cause l'interclassement économique des scénarios

Une partie significative de l'avantage économique des scénarios avec nouveau nucléaire réside dans les coûts évités en matière de production thermique décarbonée. Dans la mesure où ce point constitue un élément différenciant entre les scénarios et que l'approvisionnement en gaz verts présente des perspectives très ouvertes à l'horizon 2050, le poste de coût relatif à la production thermique décarbonée joue un rôle important dans la comparaison des scénarios.

Plusieurs options d'approvisionnement sont en effet possibles (hydrogène vs méthane, production en France vs imports, flexibilité des électrolyseurs vs fonctionnement en bande) avec des incertitudes fortes sur l'évolution respective des coûts des différentes solutions envisagées.

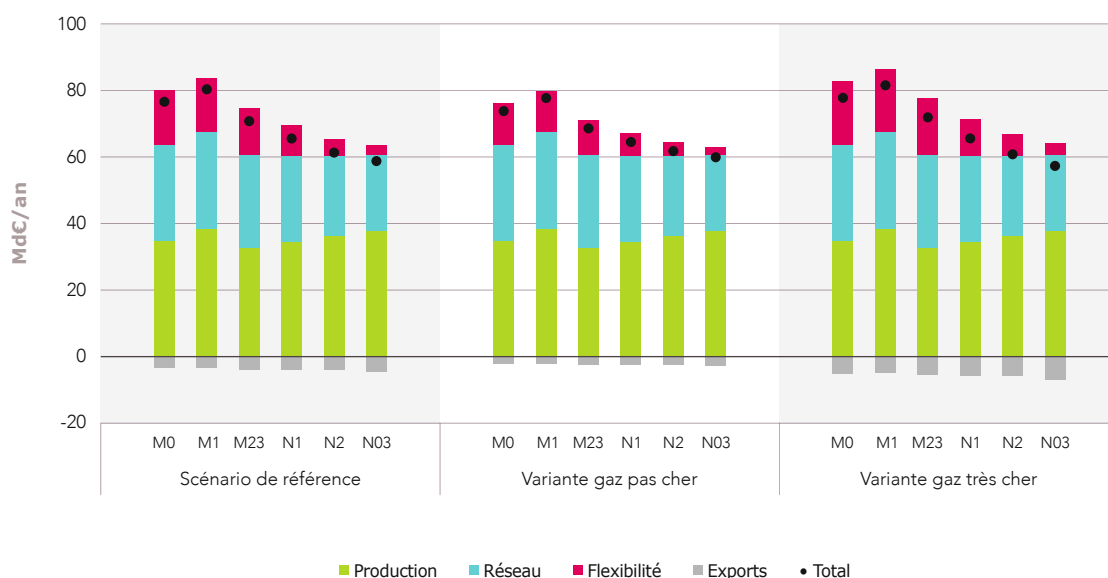
Plusieurs hypothèses ont ainsi été testées et couvrent une plage de coûts des gaz verts accessibles en France allant de 70 €/MWh_{PCI} (cas très favorable où la massification du développement de

l'hydrogène ou du biométhane se traduit par des baisses de coûts très importantes) à 160 €/MWh_{PCI} (cas défavorable avec une faible réduction des coûts de production de l'hydrogène par rapport à aujourd'hui et/ou le recours à la fabrication de méthane de synthèse).

Dans ces différentes configurations étudiées, l'interclassement économique des scénarios n'est pas modifié. Les écarts de coûts entre un scénario type M23 et un scénario type N2 varient entre 7 Md€/an dans le cas de gaz verts accessibles, relativement plus favorable à M23, et 11 Md€/an dans le cas défavorable de coût des gaz verts, renchérissant le coût des flexibilités dans des proportions plus importantes pour le scénario M23.

Enfin, si l'hypothèse de coût très élevé du gaz renchérit le coût des flexibilités d'autant plus que la part des énergies renouvelables est élevée, elle augmente également la valorisation des exports pour tous les scénarios. L'équilibre des deux

Figure 11.35 Sensibilité des coûts annuels complets par scénario à l'hypothèse de coût des gaz verts



effets – augmentation du coût des imports et augmentation du gain des exports – profite davantage aux scénarios avec nucléaire, pour lesquels les imports contribuant à la flexibilité sont les moins importants.

Au-delà de l'hypothèse de coûts sur l'approvisionnement en gaz verts, les différentes configurations testées sur la flexibilité du système électrique mettent en évidence une incertitude sur le volume de production thermique attendu à l'horizon 2050-2060 pour assurer l'équilibre offre-demande.

Ainsi, dans une configuration où les possibilités de flexibilisation du système hydrogène ne se traduisent pas dans la pratique (moindre développement de l'électrolyse à l'échelle européenne et fonctionnement des électrolyseurs plutôt en bande), les durées de fonctionnement des centrales thermiques seraient accrues (*voir chapitre 7*). Ceci conduirait ainsi à un plus fort besoin de combustible décarboné et renchérirait les coûts des scénarios à forte part en énergies renouvelables de plusieurs milliards d'euros par an.

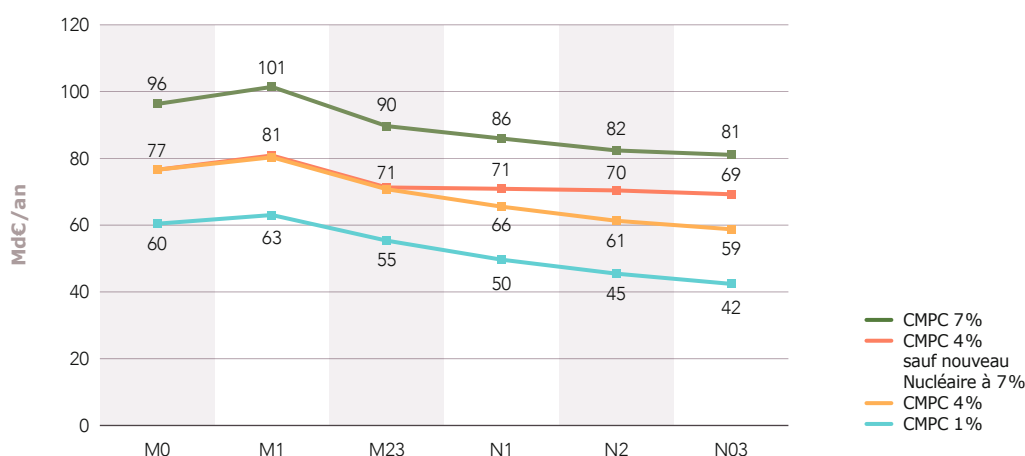
11.6.5.6 Le coût du capital a un impact important sur le coût complet des scénarios mais influe plus faiblement sur l'écart de coûts des scénarios, sauf dans une configuration où le coût du capital diffère entre les filières

Le coût de financement du capital pour les acteurs est un paramètre déterminant pour l'évaluation du coût du système électrique (*voir partie 11.2 dans le présent chapitre*). Le niveau du taux de rémunération a un impact très marqué sur le niveau global des coûts pour l'ensemble des scénarios : le coût de la transition énergétique, quel que soit le scénario de mix envisagé, est susceptible d'être bien plus faible si les conditions de financement des capacités de production décarbonée sont favorables.

Pour une variation du taux annuel de rémunération du capital allant de 1 % à 7 %, le coût complet annuel varie de plus 35 Md€/an pour tous les scénarios, ordre de grandeur bien supérieur aux écarts dus aux proportions respectives de production renouvelable et de nucléaire.

L'interclassement des scénarios en matière de coût complet apparaît robuste à des variations d'hypothèses de taux de rémunération du capital si celles-ci

Figure 11.36 Coûts annualisés des scénarios en 2060, en fonction du coût moyen pondéré du capital pour les acteurs du système électrique



s'appliquent à toutes les technologies et types d'infrastructures. La grande majorité des infrastructures d'un système électrique neutre en carbone (que ce soient le nucléaire, les énergies renouvelables, les flexibilités ou le réseau) sont en effet caractérisées par une part de CAPEX importante et des durées de vie plutôt longues en moyenne, et leurs coûts complets évoluent donc de manière proche en cas d'évolution du coût du capital.

Seule la configuration où les différentes technologies ne pourraient pas se financer aux mêmes conditions, avec un coût du capital plus élevé pour le nouveau nucléaire (7 % contre 4 % pour les énergies renouvelables), pourrait amener à un rapprochement significatif de coût entre le scénario M23 et les scénarios «N», voire à une inversion de l'écart si la différence de coût de financement s'avérait très importante.

11.6.5.7 Les scénarios avec nouveau nucléaire s'avèrent moins coûteux que les scénarios avec 100 % d'énergies renouvelables dans la plupart des configurations testées même si l'écart peut s'inverser dans certaines configurations spécifiques

De manière générale, **à taux de rémunération du capital équivalent, les différentes analyses de sensibilité mettent en évidence un avantage économique pour les scénarios avec nouveau nucléaire, notamment pour ceux fondés sur un niveau de capacités nucléaires de l'ordre d'une quarantaine de gigawatts (N2 et N03).**

Dans la grande majorité des configurations étudiées, un scénario de type N2 ressort ainsi comme moins coûteux que les scénarios de sortie du nucléaire, y compris M23, avec des écarts de coûts complets

annualisés de l'ordre de plusieurs milliards d'euros par an. Le différentiel de coût atteint près de 10 Md€ par an dans la configuration de référence et se situe dans une fourchette entre 0 Md€ et 16 Md€ selon les hypothèses. Quelques variantes ou tests de sensibilité spécifiques conduisent à inverser l'interclassement économique des scénarios, soulignant la prudence qui doit présider à une analyse prospective des coûts à long terme.

Cette différence économique s'explique par les coûts induits par les moyens de flexibilité

Figure 11.37 Coûts annualisés des scénarios en 2060, dans les différentes variantes et *stress tests* analysés

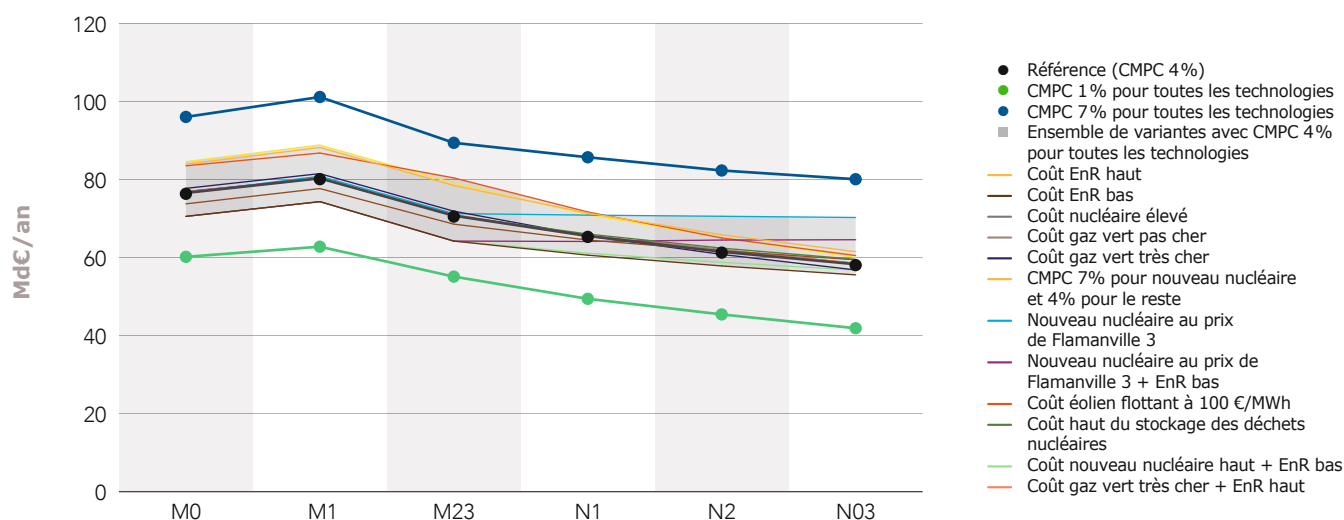
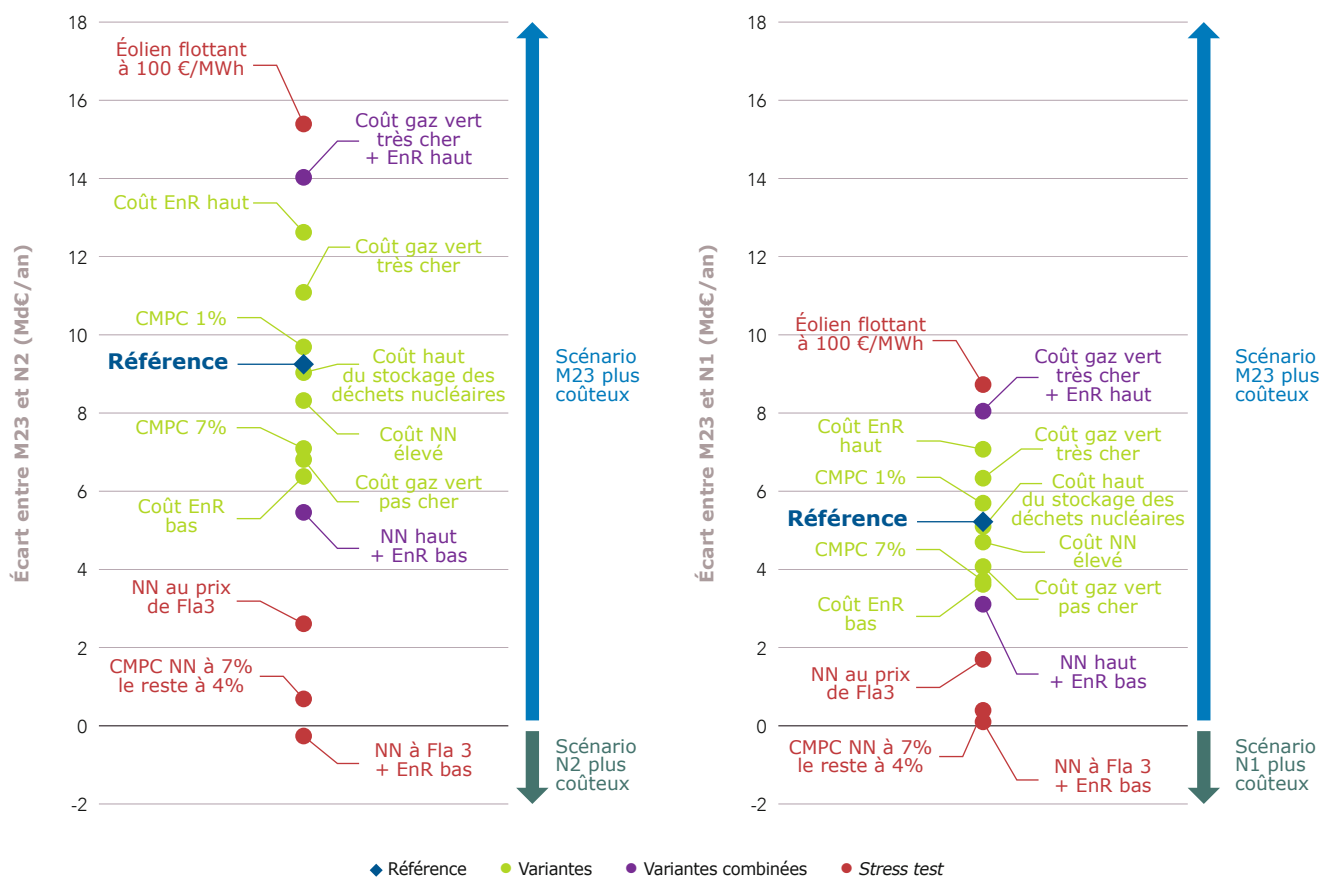


Figure 11.38 Différence de coûts annualisés en 2060 entre le scénario M23 et les scénarios N2 et N1



NN : nouveau nucléaire - FLA 3 : Flamanville 3

et les raccordements et renforcements de réseau dans les scénarios à haute part en énergies renouvelables. Pour les hypothèses de référence de coût des énergies renouvelables et compte tenu des mix retenus pour les différentes technologies, le coût des scénarios avec nouveau

nucléaire reste inférieur à celui du scénario M23 tant que le coût complet du nouveau nucléaire reste inférieur à environ 110 €/MWh. Pour des hypothèses de coût faible des énergies renouvelables, ce seuil tombe à environ 100 €/MWh.

11.6.6 Le développement des énergies renouvelables présente un intérêt économique, d'autant plus marqué pour les grands parcs

Les énergies renouvelables produisent de l'énergie à un coût complet rapporté à leur production qui est plus faible que celui des nouveaux réacteurs nucléaires. L'augmentation des coûts associés aux énergies renouvelables constatée dans les analyses de RTE provient de leur intégration système : coûts de réseaux et surtout coûts pour assurer la sécurité d'approvisionnement en développant les flexibilités (productions thermiques à partir de gaz verts et batteries en particulier) qui sont plus élevés que l'écart des coûts de production eux-mêmes.

Lorsque les besoins de flexibilité supplémentaires restent relativement limités, comme c'est le cas aujourd'hui, le surcoût système induit par les énergies renouvelables est moindre. Le développement d'une part d'énergies renouvelables plus importante qu'aujourd'hui n'est donc pas uniquement une nécessité industrielle et climatique : elle est également pertinente sur le plan économique.

Cet avantage de nature purement économique se réduit puis s'annule au fur et à mesure qu'apparaissent et croissent les besoins de flexibilités permettant de gérer la variabilité. Les simulations réalisées dans le cadre des «Futurs énergétiques 2050» montrent que ces besoins se matérialiseront en premier lieu dans les pays limitrophes, où la part de l'éolien et du solaire est plus élevée qu'en France.

En France, l'analyse économique montre que le gain conduisant à passer d'un parc nucléaire de 40 GW (N2 – soit environ 36 % de nucléaire dans la consommation de référence) à environ 50 GW (N03 – soit environ 50% de nucléaire dans la consommation de référence) est faible dans la plupart des configurations étudiées. Des analyses complémentaires seront nécessaires pour évaluer précisément les points de bascule, qui dépendent également du degré d'interconnexion de la France avec ses voisins et du besoin global de flexibilité du système européen interconnecté.

11.6.7 L'interclassement économique des scénarios devrait être peu modifié dans des scénarios de consommation plus hauts ou plus bas que la trajectoire de référence

À ce stade, l'analyse technico-économique a été menée de manière approfondie sur les scénarios adossés à la trajectoire de consommation de référence. Les analyses approfondies permettront de préciser l'appariement entre le mix électrique et les autres scénarios et variantes de consommation afin d'en déduire leurs conséquences techniques, économiques et environnementales.

Cependant, de premières estimations permettent de conforter dès à présent les résultats sur la comparaison économique des scénarios de mix électrique. **Celles-ci montrent qu'une trajectoire de consommation plus haute ou plus basse que la trajectoire de référence ne modifierait pas substantiellement les conclusions générales sur la place économique du nouveau nucléaire et des énergies renouvelables.**

En première approche, un scénario de «réindustrialisation profonde» conduirait à accroître les besoins de développement des énergies renouvelables et/ou à ralentir la fermeture du nucléaire dans les

scénarios où cela est possible (*cf. partie 5.1*). Les besoins en flexibilités et en réseau seraient également rehaussés, notamment dans les scénarios 100% énergies renouvelables. En conséquence, les coûts de tous les scénarios seraient augmentés (*cf. partie 11.7*).

À l'opposé, le scénario «sobriété» permet de soulager largement les rythmes de développement des énergies renouvelables dans les différentes configurations de mix, et donc de réduire les coûts du système électrique dans les différents scénarios considérés (*cf. partie 11.8*). Les besoins de développement des flexibilités pour l'équilibre offre-demande pourraient également être réduits, et ce d'autant plus si les effets baissiers de la sobriété s'appliquent sur les consommations les plus contraignantes pour le système électrique (chauffage notamment). Une diminution de la consommation aurait tendance à rapprocher les scénarios, mais sans remettre en cause l'interclassement économique des scénarios de mix s'ils sont comparés en retenant un même niveau de consommation.

11.6.8 Les points de vigilance sur le bilan économique peuvent être différents selon les scénarios : une forte sensibilité aux coûts de financement (dans tous les scénarios) et aux coûts de la flexibilité (dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables)

11.6.8.1 Le coût du capital est déterminant pour le coût complet des scénarios, en particulier pour ceux avec du nouveau nucléaire

Toutes les technologies et infrastructures caractérisées par des dépenses d'investissement importantes et des durées de vie longues ont un coût de revient très sensible au taux de rémunération du capital (*cf. partie 11.2*).

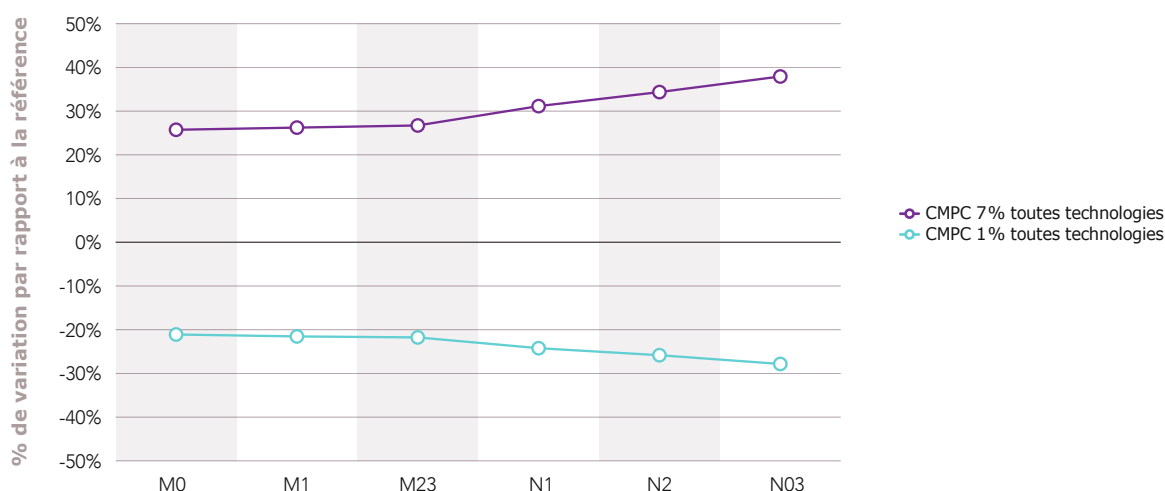
L'équilibre économique des scénarios de neutralité carbone, qui repose largement sur des investissements de cette nature – les énergies renouvelables, le nucléaire ou encore le réseau sont tous des actifs à forte intensité capitalistique – présentent donc tous une forte sensibilité aux hypothèses sur les coûts du capital. Comme l'ont montré les analyses précédentes, une variation de trois points sur le coût du capital peut faire varier le coût du système de l'ordre de 17 à 18 Md€/an à la hausse ou à la baisse (soit ± 25 à 30 % du coût complet annuel estimé avec un taux de rémunération du capital de 4 %). La sensibilité est un peu plus marquée dans les scénarios avec de nouveaux réacteurs

nucléaires, ces derniers étant caractérisés par des durées de construction (10 à 15 ans) et des durées de vie (60 ans) particulièrement longues.

Ceci conduit dans tous les cas à porter une vigilance spécifique sur le coût de rémunération du capital et donc sur les conditions de financement des investissements bas-carbone afin de maîtriser l'évolution du coût de l'électricité pour les consommateurs.

La mise en place de dispositifs de soutien, que ce soit pour les énergies renouvelables ou le nucléaire, constitue ainsi un levier incontournable pour bénéficier de coûts de financement favorables. De manière générale, toutes les politiques publiques aboutissant à dérisquer l'investissement dans les technologies bas-carbone auront une influence directe sur la réduction de la facture à long terme des consommateurs.

Figure 11.39 Variation des coûts complets par rapport à la situation de référence selon l'hypothèse de CMPC



11.6.8.2 Les coûts des scénarios à forte part en énergies renouvelables sont très sensibles aux hypothèses de coût d’approvisionnement en gaz verts et à la maîtrise de la chaîne logistique de l’hydrogène

Un autre déterminant important dans l’économie des différents scénarios réside dans le coût de la flexibilité et plus particulièrement dans les enjeux autour de l’hydrogène et des gaz verts.

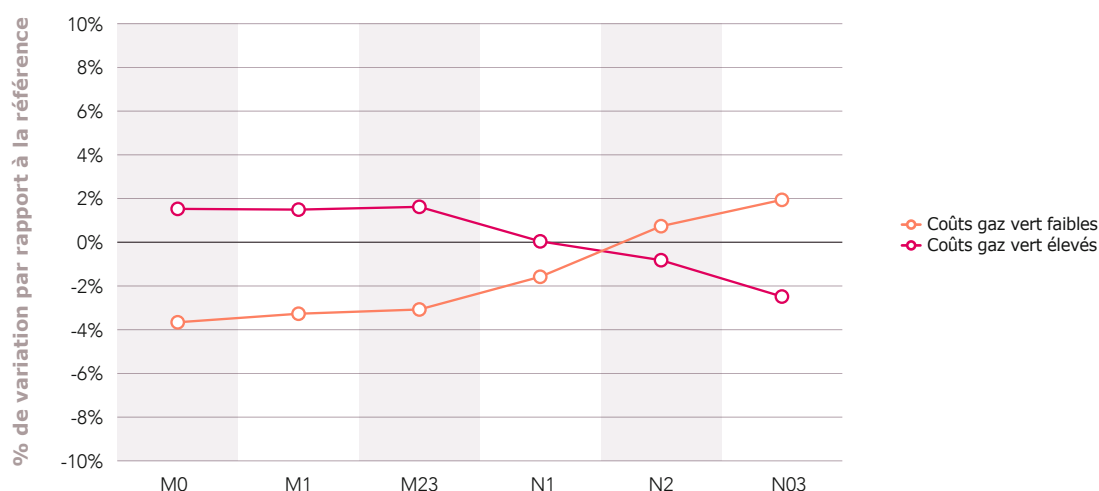
La faculté à déployer un système hydrogène performant et flexible a des effets importants sur le besoin et le coût des moyens de flexibilité du système électrique (un effet volume et un effet prix) :

- d’une part, l’absence de flexibilité du système hydrogène et notamment des électrolyseurs conduirait à renchérir significativement les besoins de production thermique des scénarios. De manière schématisée, dans les périodes de tension du système (semaines froides avec vent faible en France et en Europe), les électrolyseurs ne pourraient alors pas effacer leur consommation d’électricité et devraient continuer à fonctionner pour alimenter les usages de l’hydrogène, conduisant potentiellement à faire fonctionner dans le même temps des centrales utilisant des gaz de synthèse pour assurer l’équilibre offre-demande (*voir chapitre 9.6.3*). **Dans cette configuration, il est ainsi possible**

que de l’électricité soit utilisée pour produire de l’hydrogène concomitamment à l’utilisation d’hydrogène pour produire de l’électricité en un point différent du territoire, ce qui conduit à des pertes énergétiques importantes et *in fine* à des surcoûts pour le système électrique. La flexibilité du système dépend en particulier de la capacité de stockage des gaz produits, et concernant l’hydrogène, la disponibilité de stockage salins.

- d’autre part, les conditions économiques sur l’approvisionnement en hydrogène et en gaz verts ont un impact sur la composante « flexibilité » du coût des scénarios. Ainsi, dans une situation d’abondance de gaz verts à faible coût à l’échelle européenne (biométhane accessible en des volumes importants et pour des coûts relativement faibles, hydrogène produit avec des électrolyseurs et des parcs d’énergies renouvelables à coûts faibles ou éventuellement importé depuis des régions avec des conditions de production favorables, etc.), les coûts de production à partir de moyens thermiques baissent significativement ; *a contrario*

Figure 11.40 Variation des coûts complets par rapport à la situation de référence selon le coût des gaz verts



un renchérissement des gaz décarbonés, correspondant par exemple au recours nécessaire à la fabrication de méthane de synthèse, pénalise les coûts de flexibilité.

La sensibilité à l'hypothèse de coût des gaz décarbonés est différente en fonction des besoins d'équilibrage propres à chaque scénario. Pour les scénarios M et le scénario N1, les forts taux d'énergie renouvelable et les besoins de flexibilité induits conduisent logiquement à une diminution

de coût associée aux gaz verts peu chers et une augmentation de coût associée à leur renchérissement. Pour les scénarios N2 et N03, non seulement le besoin d'équilibrage à partir de production thermique est plus limité, mais les exports sont valorisés en cas de renchérissement des gaz verts, par évitement des productions thermiques à l'étranger. L'effet est donc inverse : les coûts des scénarios N2 et N03, diminués des gains associés aux exports, sont moindres en cas de coût élevé des gaz verts.

11.7 L'économie des scénarios de réindustrialisation : un coût supplémentaire du système électrique qui ne constitue pas un enjeu de premier ordre par rapport aux bénéfices attendus, sauf pour certaines industries électro-intensives

Le scénario de réindustrialisation profonde nécessite de produire davantage d'électricité en France pour répondre à l'augmentation de la consommation électrique de l'industrie, à la fois pour les usages directs de l'électricité (procédés, chaudières électriques...) ainsi que pour la production d'hydrogène en vue de fournir des gaz décarbonés pour certains usages difficilement électrifiables.

D'après les éléments présentés au chapitre 3, la consommation d'électricité serait ainsi plus élevée d'environ 30 TWh que celle de la trajectoire de référence en 2030 et de près de 100 TWh en 2050. Des estimations encore plus hautes sont possibles dans le cas où le taux d'électrification (par rapport à l'utilisation de la biomasse) serait encore plus important.

Le scénario de «réindustrialisation profonde» nécessite de bâtir un système électrique apte à alimenter une consommation plus importante, pouvant être dimensionnée autour de 750 TWh (voir partie 5.2).

Cela se traduirait par des besoins d'investissement supérieurs à ceux des scénarios de référence, et par des coûts complets plus élevés même s'ils devraient être rapportés à une base de consommation plus large. Des simulations détaillées seront nécessaires pour évaluer précisément l'accroissement éventuel des besoins de flexibilités et de réseau dans ce type de scénarios, mais de premières estimations montrent que le coût additionnel associé au système électrique pour accompagner la trajectoire de réindustrialisation profonde serait de l'ordre de 3 Md€ par an en 2030, et de l'ordre de 11 Md€ par an en 2050 (+/-1 Md€ selon le mix privilégié pour les capacités de production additionnelles).

Ces coûts additionnels doivent cependant être mis en regard des bénéfices qui découleraient d'une réindustrialisation poussée de l'économie française. En effet, la réindustrialisation contribue grandement à l'amélioration du solde commercial de l'industrie manufacturière et de manière

Figure 11.41 Coûts complets du système électrique dans le scénario «réindustrialisation profonde», comparés à ceux de la trajectoire de référence

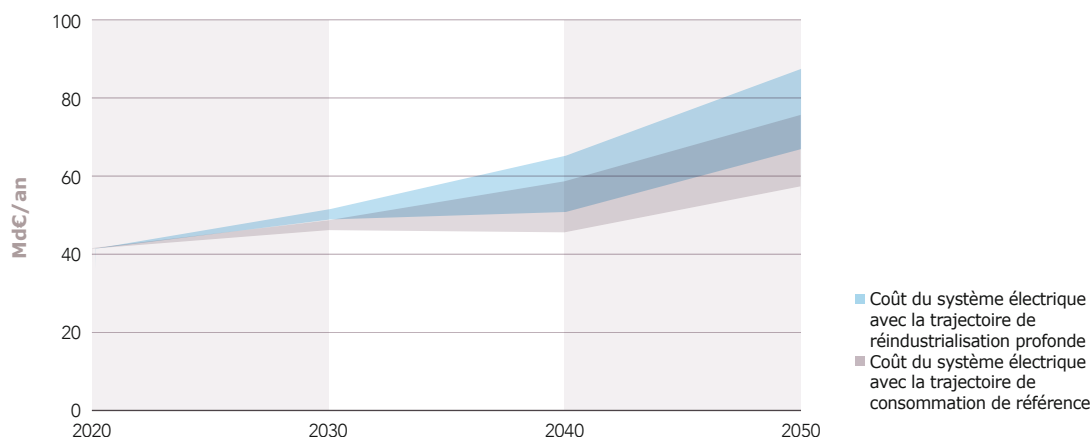
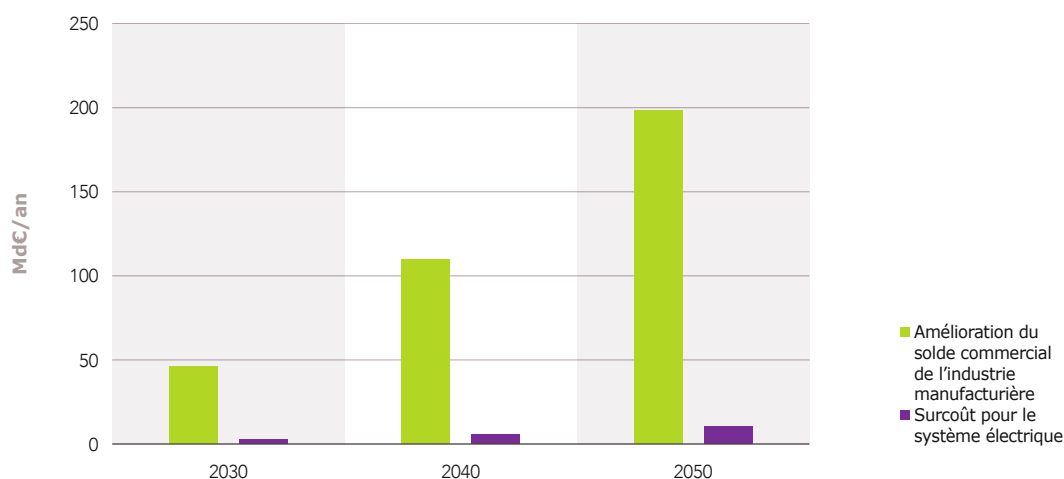


Figure 11.42 Effet du scénario de réindustrialisation profonde sur les coûts du système électrique et le solde commercial de l'industrie manufacturière



générale au solde commercial de la France. La différence par rapport à la trajectoire de référence (qui considérait déjà une légère amélioration – voir chapitre 3) est déjà marquée sur le court/moyen terme (+46 Md€ en 2030) pour ensuite gagner de plus en plus en ampleur au fil de la progression de la réindustrialisation, jusqu'à atteindre plus de 200 Md€ d'écart en 2050.

Des bénéfices apparaissent également au niveau de l'emploi : une estimation simplifiée⁶⁰ montre que près de 900 000 emplois pourraient être créés dans l'industrie à l'horizon 2050 dans le scénario de réindustrialisation profonde. Au-delà des bénéfices économiques, les analyses environnementales montrent que la combinaison d'une stratégie de réindustrialisation avec le développement des capacités de production d'électricité décarbonée permettrait d'obtenir une réduction importante de l'empreinte carbone de la France⁶¹. Les analyses approfondies prévues pour début 2022 auront vocation à chiffrer ce gain par rapport aux volumes de gaz à effet de serre évités.

Du côté des coûts hors système électrique, un volume d'investissement important serait nécessaire de la part des industriels pour créer ou agrandir des capacités de production en France. Un soutien public pourrait également être requis pour assurer le déclenchement des investissements et/ou pour compenser la moindre compétitivité de certaines industries situées en France par rapport aux marchés mondiaux, notamment du fait de la tarification du carbone.

Finalement, même si une trajectoire volontariste de réindustrialisation est susceptible de renchérir les coûts de production d'électricité, l'enjeu économique associé sur le mix de production n'apparaît pas de premier ordre au regard des autres coûts et bénéfices associés à une telle stratégie.

En effet, pour une partie des industries considérées, notamment celles à forte valeur ajoutée (électronique, aéronautique, pharmaceutique...),

⁶⁰. Avec modèle entrées-sorties, à productivité inchangée et sans considérer les rétroactions macroéconomiques (effets sur les salaires, la consommation de biens...).

⁶¹. Voir partie 12.2.6 pour une description détaillée.

la facture énergétique représente une faible partie des coûts de production : pour ces entreprises, la garantie des capacités de production nécessaires et la qualité de l'alimentation constituent des exigences plus importantes en matière de fourniture d'électricité que le niveau des prix.

Les industries grandes consommatrices d'énergie seraient en revanche plus sensibles à des variations

des coûts d'approvisionnement en électricité. Pour ces branches électro-intensives, la possibilité de bénéficier de contrats de long terme avec des prix garantis ou encore la possibilité de disposer de dispositifs d'intégration au système facilités pourraient constituer des prérequis pour assurer une visibilité et une confiance suffisante.

11.8 La sobriété : un levier important de réduction des coûts du système électrique

Dans le scénario «sobriété», la réduction des consommations d'électricité par rapport à la trajectoire de référence se traduit en un besoin moins important de capacités de production et de moyens de flexibilité. La sobriété permet en conséquence des économies importantes sur les coûts totaux du système électrique.

Des simulations détaillées sont nécessaires pour appréhender ces effets mais de premières estimations indiquent que les réductions de coûts complets annualisés s'élèveraient à environ 3 Md€ à l'horizon 2030 et jusqu'à 8 à 10 Md€ en 2050.

Ces économies, ici évaluées à l'échelle du seul système électrique, sont très significatives et mettent ainsi en évidence tout le potentiel de la sobriété pour favoriser une transition énergétique à un coût maîtrisé.

Au-delà de ce calcul de coût brut, la valorisation des externalités associées à la sobriété fait débat sur le plan de la théorie socio-économique.

D'un côté, certains estiment que la sobriété embarque des externalités négatives non directement

économiques mais qui devraient être valorisées dans l'analyse : réduction du confort (dans le cas d'une baisse de la température de chauffage ou de partage d'équipements), perte d'utilité associée à certaines consommations énergétiques, etc. La valorisation de ce type d'externalités ne fait toutefois pas consensus, notamment dans le cadre d'une sobriété «choisie» et accompagnée d'une véritable transformation de la société et des modes de vie.

D'autres à l'inverse soulignent les effets positifs de la sobriété énergétique sur la qualité de vie, qui donneraient lieu à des externalités positives : réduction de la pollution, du bruit du trafic, du temps passé dans les transports, amélioration de la qualité de l'alimentation, etc.

Ce débat ne peut être tranché dans le cadre de «Futurs énergétiques 2050». **Les évaluations économiques de l'étude montrent néanmoins que les actions de maîtrise de la demande conduisent bien à soulager des besoins d'investissement déjà structurellement importants, et constituent donc, au niveau du système énergétique, un facteur important de réduction des coûts.**

Figure 11.43 Coûts complets du système électrique dans le scénario de consommation «sobriété», comparés à ceux de la trajectoire de référence

