11

L'ANALYSE ÉCONOMIQUE

11

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 annualisé, 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 charge[1], 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 récentes[2], 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 2021[3].

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 *Levelized cost of energy*	VALCOE *Value-adjusted LCOE*	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 rapports[4] 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 CO_2, 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-économique[5], 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***(voir la section suivante 11.2.3).*

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 technologies[6].

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 différentes technologies

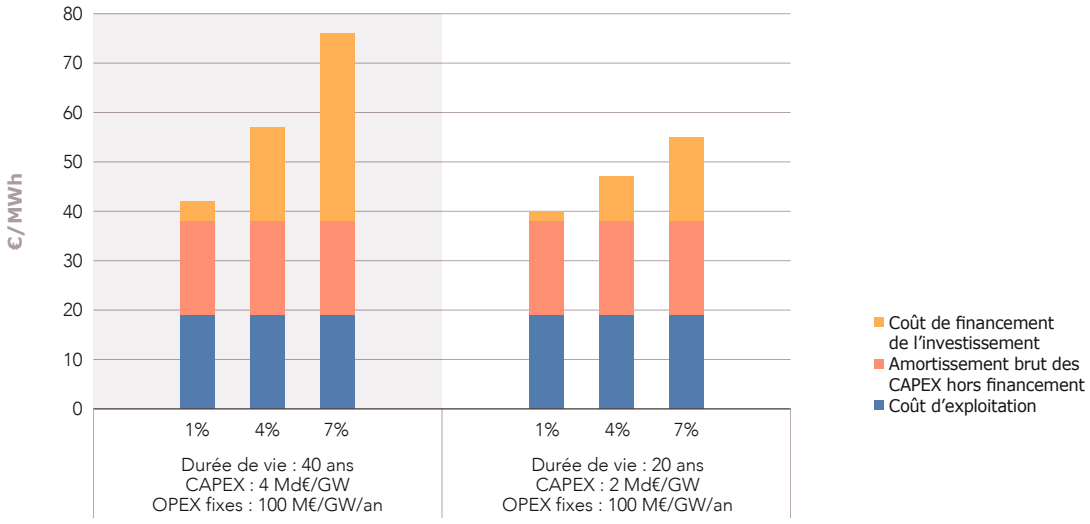
5. Dans la théorie économique, pour des «marchés parfaits» dans lesquels la valeur collective est alignée avec la valeur privée et où les capitaux sont alloués de manière optimale, le taux d'actualisation socio-économique peut être considéré comme égal au coût du capital. Toutefois, les marchés financiers 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).

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)



11.2.3 Selon les études, un coût du capital uniforme ou différencié par technologie qui dépend fortement du type et du niveau du soutien public

Si la notion de coût du capital est largement développée dans la théorie économique, la littérature concernant spécifiquement le coût du capital porté par les acteurs du système électrique est quant à elle plus réduite, compte tenu de la difficulté d'accès à ce type d'information commercialement sensible. RTE a recensé plusieurs études permettant de mettre en perspective le choix d'un taux uniforme pour l'ensemble des technologies avec une valeur de référence à 4 %, dans une fourchette entre 1 % et 7 %.

Plusieurs études retiennent également un taux unique pour l'ensemble des technologies, qui se trouve proche des valeurs retenues par RTE. Toutefois, la logique sous-jacente peut être différente : elle peut par exemple relever d'une approche de type socio-économique[7] ou être utilisée pour d'autres objectifs tels que l'évaluation de LCOE[8].

A l'inverse, certains organismes (AIE, ADEME) préfèrent retenir une composante de financement différenciée par technologie et généralement plus élevée pour le nucléaire (autour de 7 % à 8 %) que pour les énergies renouvelables matures (entre 2,5 % et 4 % pour l'AIE et 5,25 % pour l'ADEME)[9]. La différenciation des coûts du capital selon les technologies, constatés sur des projets récents, est souvent expliquée par une différence d'appréciation du risque par les investisseurs. Toutefois, cette comparaison est rendue délicate par la diversité des mécanismes de régulation, de soutien ou encore de financement auquel sont éligibles les différents types de projets.

La revue de littérature montre que la plupart des valeurs relevées dans la littérature se trouvent dans la fourchette encadrante retenue dans les *Futurs énergétiques 2050* (l'incidence de ces valeurs sur le coût du système électrique est restituée dans *les parties 11.6.5.6 et 11.6.5.7).*

L'une des difficultés inhérentes à la différenciation du coût du capital par technologie provient de sa dépendance au degré de soutien public mis en œuvre :

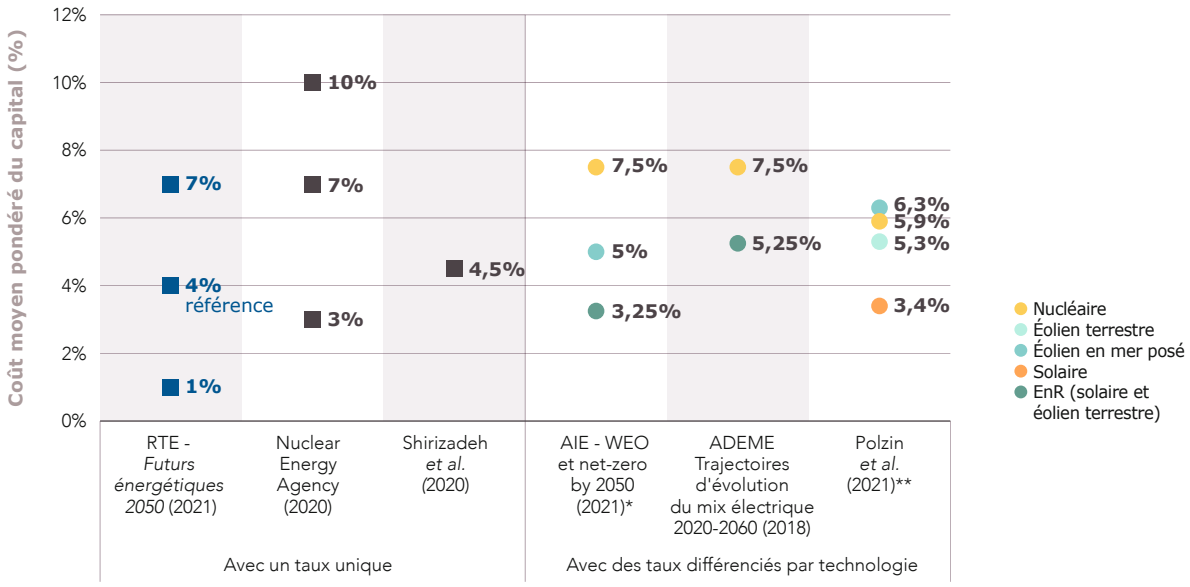
- le coût moyen pondéré du capital diminue lorsqu'une partie des risques n'est pas portée par les investisseurs : c'est notamment le cas lorsque les prix de vente de l'électricité sont garantis par des tarifs d'achat fixés a priori, comme cela a été largement mis en œuvre en Europe pour assurer le décollage de l'éolien et du solaire photovoltaïque ;
- le financement par des fonds publics de tout ou partie d'un projet constitue également un levier pour réduire le coût du capital dans la mesure où l'Etat peut généralement bénéficier de conditions de financement plus favorables que des investisseurs privés.

Bien que peu d'analyses précises soient disponibles à ce sujet, **l'effet des modes de soutien (notamment via les mécanismes de prix garanti de type « tarifs d'achat » ou « compléments de rémunération ») apparaît bien être de premier ordre sur les conditions de financement** comme le souligne une analyse sur le photovoltaïque présentée dans le *World Energy Outlook* 2020 de l'AIE : les variations de coût de capital entre un modèle régulé ou une exposition au marché peuvent ainsi être de plus de 4 points (entre 2,5 % et 4 % avec les mécanismes de soutien actuels, contre entre 6,5 et 9,5 % en absence de soutien).

Il est donc aujourd'hui difficile de disposer de valeurs comparables de coût du capital pour des technologies différentes (notamment éolien terrestre, photovoltaïque, éolien en mer posé ou flottant, nucléaire, thermique, etc.), à dispositif de soutien et de financement identique. Vu d'aujourd'hui, il est possible que des projets de nouveaux réacteurs nucléaires ou de technologies en

7. How sensitive are optimal fully renewable power systems to technology cost uncertainty?, Shirizadeh *et al.*, 2020
8. Projected costs of generating electricity, Nuclear Energy Agency, 2020
9. World Energy Outlook, AIE, 2021 et Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060, ADEME, 2018

Figure 11.3 Comparaison des hypothèses retenues sur le coût du capital avec d'autres études ou analyses



** Pour l'AIE, les valeurs présentées correspondent aux médianes des fourchettes relevées (exemple : entre 7% et 8% pour le nucléaire)*
*** The effect of differentiating costs of capital by country and technology on the European energy transition, Polzin* et al.*, 2021*

développement et à durées de vie longues (énergies marines) soient financées à un coût plus élevé que d'autres technologies désormais considérées comme matures et présentant moins de risque industriel (éolien terrestre ou photovoltaïque par exemple). Ceci suggère alors qu'un soutien public plus fort sera nécessaire pour atteindre un coût moyen pondéré du capital du même ordre que celui des énergies renouvelables matures.

Pour atteindre un coût de financement favorable pour le nouveau nucléaire dans les scénarios N, les nouveaux réacteurs devront être développés selon un régime différent de ceux mis en œuvre pour les projets Flamanville 3 (hors mécanisme de soutien) et même d'Hinkley Point au Royaume-Uni (contrat pour différence), et pourraient inclure une part de financement public.

Les conditions de financement des différentes technologies de production d'électricité ont été fortement débattues dans le cadre de la taxonomie européenne. La version finale de l'acte délégué complémentaire relatif aux objectifs climatique de la taxonomie présenté par la Commission européenne le 2 février 2022 inclut le nucléaire au titre des technologies de transition (sous certaines conditions), ce qui peut permettre à cette technologie d'accéder à un cadre plus favorable pour le financement des projets. Toutefois, les conditions de financement et le coût du capital pour le nouveau nucléaire dépendront aussi de la possibilité de mettre en place des dispositifs de soutien pour dérisquer les projets, voire des mécanismes de financement public pour diminuer le coût du capital. À ce jour, les lignes directrices européennes concernant les aides d'Etat au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022 n'incluent pas l'énergie nucléaire : ceci implique que tout soutien public en faveur du nucléaire fasse l'objet d'une demande spécifique (contrairement aux énergies renouvelables).

En France, les débats récents autour du financement du nucléaire **confirment dans tous les**

cas l'impossibilité de fonder les projections de coût à long terme sur le cadre de régulation passé, qui est en train d'être largement révisé dans l'optique d'accélérer la décarbonation. Il n'est donc pas pertinent de s'appuyer sur les coûts moyens pondérés du capital constatés aujourd'hui pour différencier sur cette base les conditions de financement par technologie jusqu'à l'horizon 2050-2060, alors que la réglementation sur le soutien public aux différentes technologies est amenée à évoluer substantiellement d'ici là. Le dispositif d'étude proposé par RTE consiste donc à retenir une hypothèse de taux identiques pour les technologies participant à l'objectif de décarbonation, et à réaliser des tests de sensibilité avec une hypothèse différente où le coût de financement est plus élevé pour le nouveau nucléaire.

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 existants[10] sont relativement bien documentés[11] 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

10. 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.
11. 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)

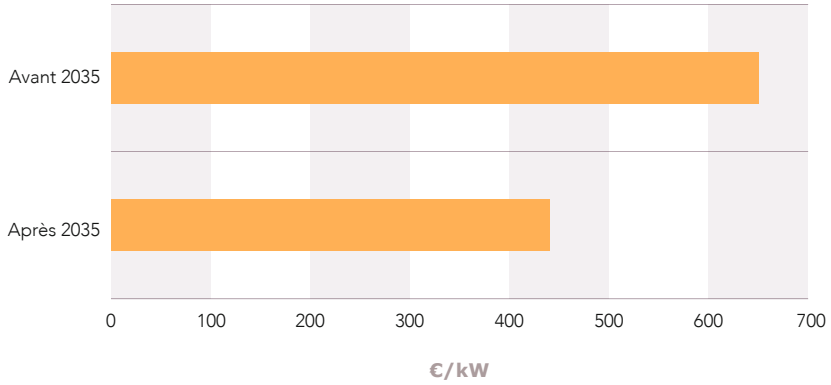
fait l'objet de différentes communications par le passé, notamment par la Cour des comptes ou par EDF, avec néanmoins des périmètres et des périodes différentes : 49,4 Md€$_{2020}$ sur la période 2014-2025 pour l'évaluation communiquée par EDF[12], et 100 Md€$_{2013}$ – soit 106 Md€$_{2020}$ – sur une 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 11.4 Hypothèses de coût de prolongation des réacteurs existants



12. 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 production[13].

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 nucléaire[14], le reste étant supposé couvert par l'État[15]. En conséquence, dans l'analyse

13. 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.
14. Article L597-4 du code de l'environnement, créé par l'ordonnance n° 2012-6 du 5 janvier 2012 modifiant les livres Ier et V du Code de l'environnement.
15. 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.
16. 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.

économique, seule la cotisation d'assurance de responsabilité civile[16] permettant de couvrir les 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'IRSN[17], 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 construction[18] de l'ordre de 12,4 Md€$_{2015}$[19] (environ 13 Md€$_{2020}$), soit 7 900 €$_{2020}$/kW. 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 €$_{2020}$/kW.

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 renégociation[20]). 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 l'étranger, des tendances similaires ont été observées sur des programmes de centrales nucléaires par exemple en Corée du Sud ou en Suède[21]. Ces baisses de coût sont également envisagées pour les futurs réacteurs par l'AIE[22] (20 à

17. 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)*.
18. 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.
19. Le coût de l'EPR de Flamanville a été revu en janvier 2022 à 12,7 Md€$_{2015}$
20. https://www.connaissancedesenergies.org/eolien-offshore-les-jeux-sont-faits-120406
21. Réduction des coûts en capital des centrales nucléaires, OCDE, 2000
22. World Energy Outlook, AIE, 2021

30% pour les réacteurs nucléaires en Europe) et la SFEN[23] (30% à court terme) grâce au retour d'expérience des premiers chantiers, à l'effet de paire ainsi qu'à la mise en place d'un programme industriel. EDF a, de son côté, annoncé une réduction de 20% des coûts de construction de Sizewell C par transposition d'éléments des réacteurs d'Hinkley Point C[24].

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 ainsi à un niveau inférieur des têtes de série. 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 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 5400 €/kW pour les premiers réacteurs[25] (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 4500 €/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 électronucléaire français des années 1970 et 1980 ou du déploiement actuel des énergies renouvelables. 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.

À titre de comparaison, ces hypothèses ont été confrontées à d'autres références de coûts issues de la littérature[26]. Cette revue de littérature montre que la fourchette de coûts d'investissement du nouveau nucléaire retenue pour l'étude des *Futurs énergétiques 2050* (entre 4500 €/kW et 5900 €/kW selon l'horizon et la trajectoire de coûts) est globalement cohérente avec les références issues d'autres études. Les hypothèses considérées dans le chiffrage économique réalisé par RTE sont même en moyenne légèrement plus élevées dans d'autres sources.

23. Les coûts de production du nouveau nucléaire, SFEN, 2018
24. https://www.world-nuclear-news.org/C-EDF-Energy-expects-20-cost-saving-for-Sizewell-C-18011801.html
25. Hors coût de financement.
26. World Energy Outlook, AIE, 2021
    Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060, ADEME, 2018
    Lazard's levelized cost of enegy analysis, Lazard, 2018
    Projected costs of generating electricity, Nuclear Energy Agency, 2020
    Energy technology reference indicator projections for 2010 - 2050, JRC, 2014

Figure 11.5 Évolution du coût d'investissement (dont coût de développement et démantèlement) des EPR2 en fonction de la date de mise en service

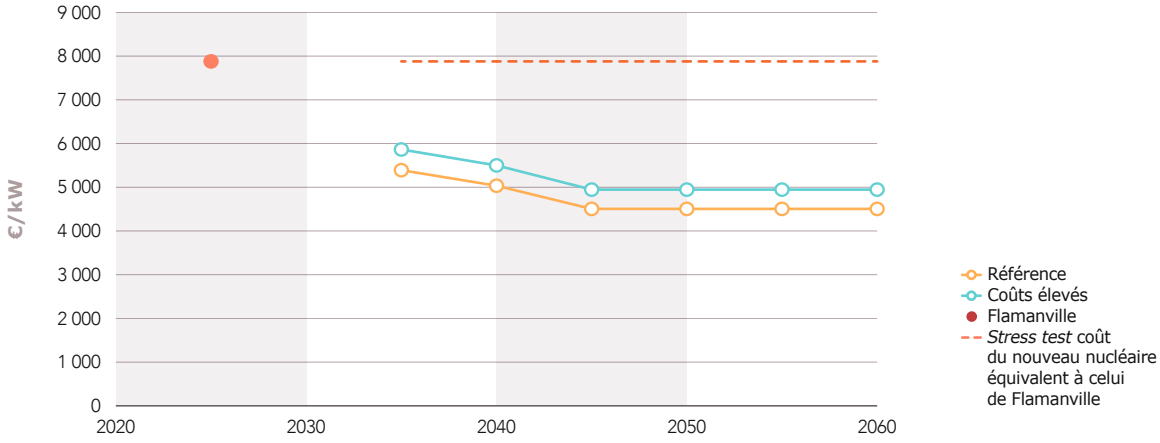
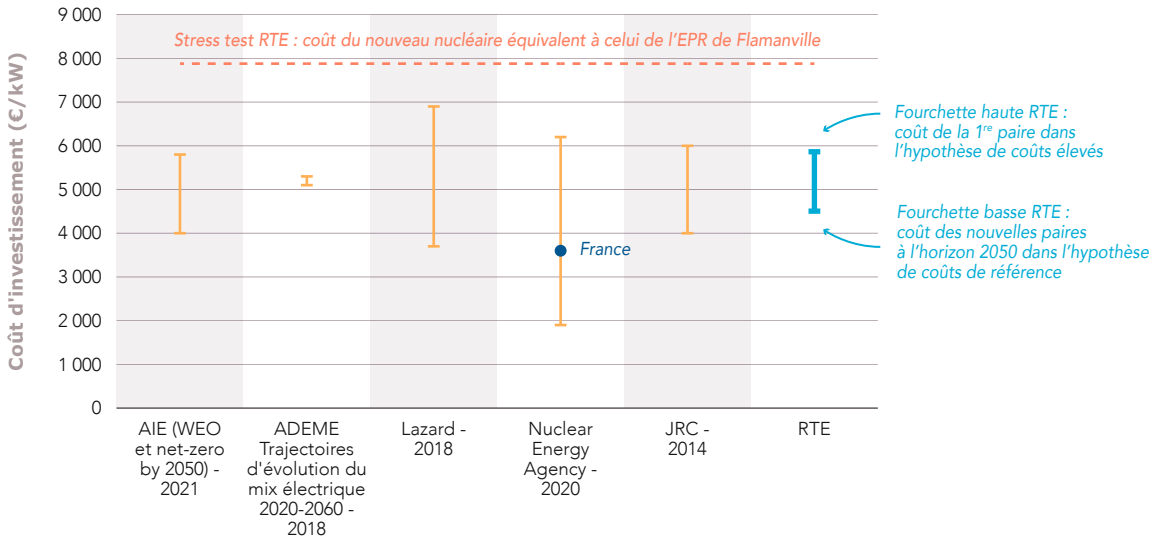


Figure 11.6 Comparaison des coûts d'investissement dans du nouveau nucléaire au sein de différentes études



Pour l'AIE, la fourchette de coûts correspond aux hypothèses entre 2020 et 2050 (Europe) tandis que pour les autres études, les bornes hautes et basses correspondent à des hypothèses différenciées de CAPEX en 2020. L'étude Lazard concerne les États-Unis, l'étude NEA étudie différents pays dans le monde, enfin les autres études sont spécifiques à la France.

En revanche, bien que les coûts d'investissements considérés dans les différentes études soient du même ordre de grandeur, les coûts actualisés de production associés à de nouveaux réacteurs nucléaires peuvent différer fortement d'une étude à l'autre (et atteindre des niveaux plus élevés que dans la configuration de référence retenue par RTE), du fait de différences d'hypothèses sur le coût du capital, et dans une moindre mesure sur le facteur de charge ou encore sur le délai de construction des réacteurs. La sensibilité à ces hypothèses est analysée en détails dans la suite de ce chapitre.

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 privé[27].

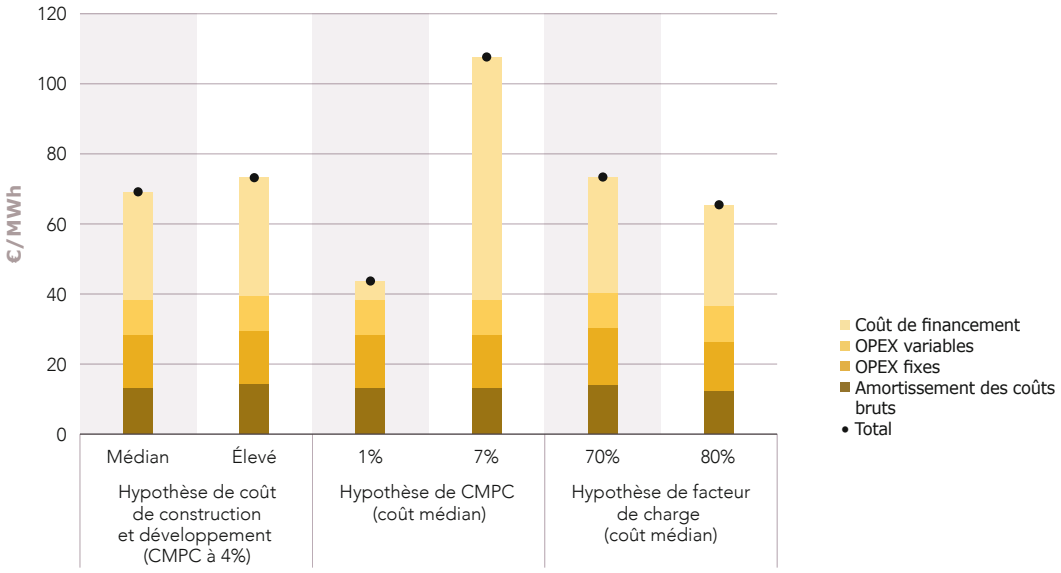
Par ailleurs, les possibilités de financement du nouveau nucléaire pourront également dépendre des orientations européennes sur les technologies éligibles à une finance durable et les obligations vertes. Le nucléaire ne figurait pas dans la première liste contenue dans l'acte délégué sur la taxonomie adopté par la Commission européenne au printemps 2021. Cette situation a évolué depuis la publication des principaux résultats de l'étude en octobre 2021 : 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 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

27. 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 11.7 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



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 2014[28]. 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**

28. *«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)

pour la gestion des charges futures[29] : 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 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).

29. 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).

11.3.1.5 Les coûts de traitement-recyclage du combustible usé : 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)[30]. 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 usé 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 donc nécessaire. La PPE prévoit ainsi de mettre en œuvre le moxage des réacteurs de 1 300 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.

30. 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.

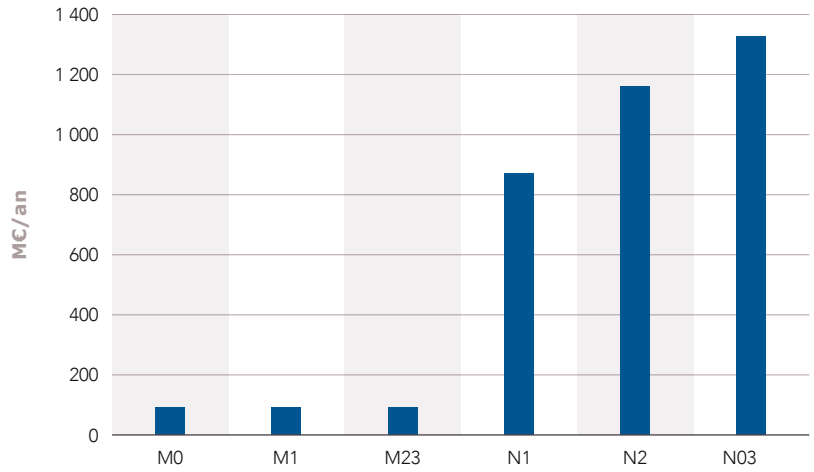
Les investissements de renouvellement des infrastructures

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**[31,32,33]**.** 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.

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

Figure 11.8 Coût complet des charges de traitement-recyclage dans les différents scénarios en 2060



31. *« 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)
32. Article 10 de l'arrêté du 23 février 2017 (…) établissant les prescriptions du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs.
33. 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.

d'une poursuite de la stratégie française de recyclage du combustible[34].

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'ASN[35] 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 comptes[36], 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.

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 (« surgénérateur ») et pourraient à terme conduire à une requalification de ces matières en déchets. Dans ses comptes, EDF constitue ainsi des provisions

34. 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.
35. https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/avis-sur-la-gestion-des-matieres-radioactives-et-l-evaluation-de-leur-caractere-valorisable
36. *«Les coûts de la filière électronucléaire»*, Cour des comptes (2012)

pour couvrir les éventuels coûts d'entreposage et de stockage direct de ces combustibles usés, s'alignant ainsi sur les recommandations de l'ASN[37].

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 flexible[38]. 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 nucléaire[39] 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 estimations publiques :** les coûts considérés sont de 31 Md€$_{2020}$[40] au périmètre de l'inventaire de référence ;
- une majoration supplémentaire de 10 Md€ pour prendre en compte la possibilité d'accueillir environ 20000 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 6300 tonnes de combustibles usés, à la quantité de 20000 tonnes correspondant par exemple aux combustibles

37. https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/avis-sur-la-gestion-des-matieres-radioactives-et-l-evaluation-de-leur-caractere-valorisable
38. 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.
39. *«L'aval du cycle du combustible nucléaire»*, Cour des comptes (2019), page 74.
40. Évaluation haute de l'Andra en 2012 (31,8 Md€2012) hors taxes (-4,1 Md€) et rapporté en €2020.

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 surestimer[41] 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 faibles[42].

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.

41. 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.
42. 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

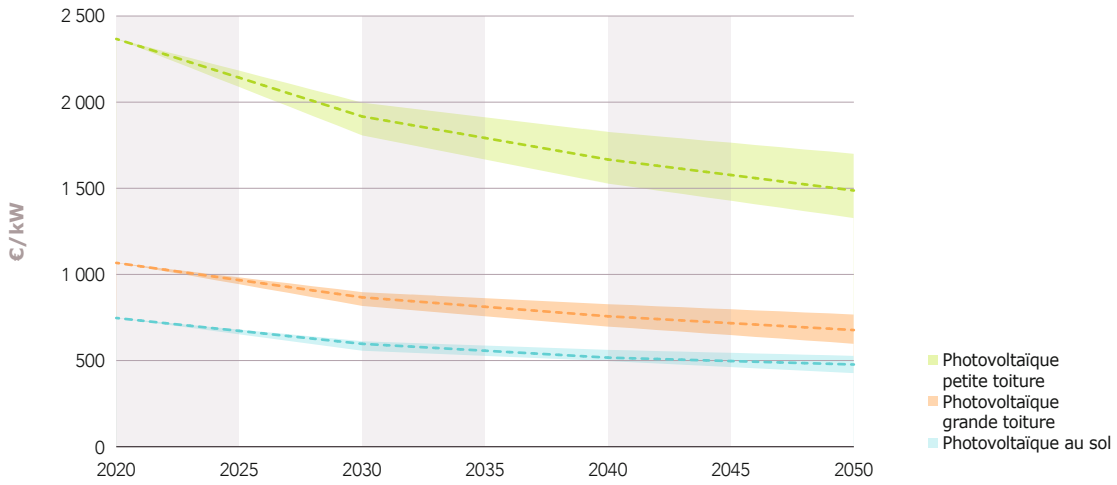
Au cours de la dernière décennie, la filière photovoltaïque a connu des baisses de coûts particulièrement marquées : selon l'IRENA, les coûts des centrales photovoltaïques au sol rapportés à l'énergie produite ont ainsi diminué de 85 % au niveau mondial entre 2010 et 2020[43].

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 retenues[44], 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 11.9 Évolution des coûts d'investissement en photovoltaïque à l'horizon 2050 (hors raccordement)



43. *«Renewable power generation costs in 2020»,* IRENA (2021)
44. Les CAPEX sont ensuite supposés rester constants entre 2050 et 2060.

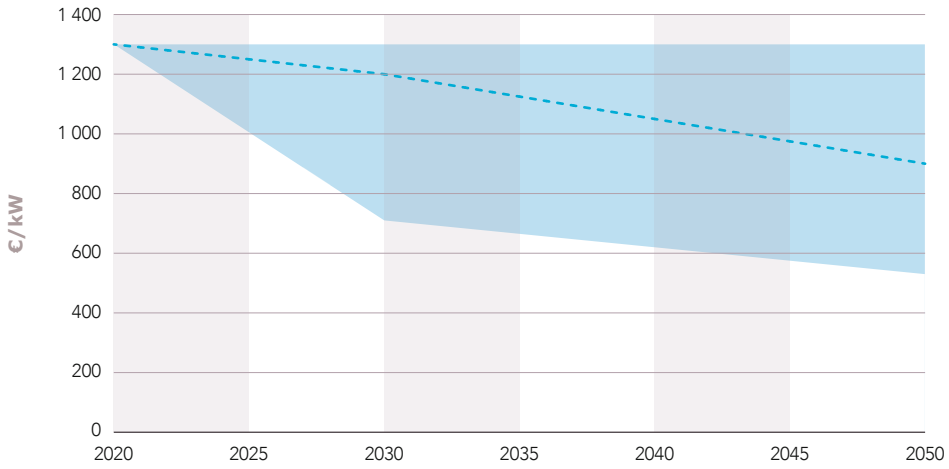
Plusieurs demandes convergentes d'ajout d'un stress test concernant le solaire (à l'instar de celui pour le nouveau nucléaire) ont été enregistrées tardivement, en fin de concertation. Elles consistent à analyser le cas d'une diminution plus faible du coût des panneaux solaires en s'appuyant sur les 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 *(cf. la variante « mondialisation contrariée » présentée dans la section 5.5).*

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'hui[45], mais également une trajectoire haute fondée sur une absence de diminution des coûts unitaires et une trajectoire basse de baisse plus significative.

Figure 11.10 Évolution des coûts d'investissement dans l'éolien terrestre à l'horizon 2050 (hors raccordement)



45. 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 2018[46]. 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 raccordement[47], 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).

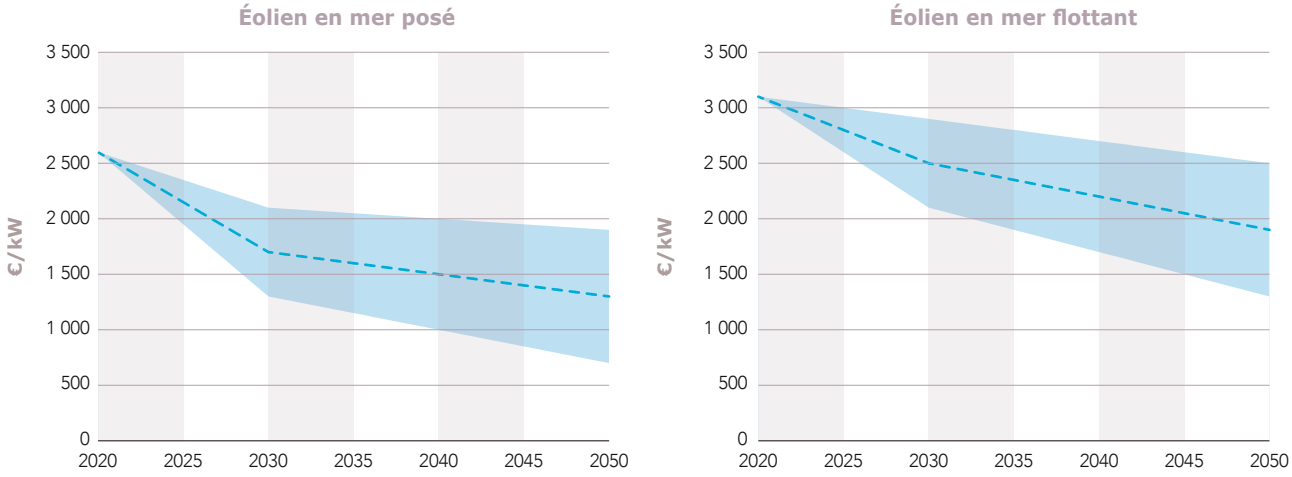
Pour l'éolien en mer posé, qui représente la quasi-totalité des installations d'éolien en mer aujourd'hui en Europe, les projections de coûts sont orientées en nette baisse avec les effets d'échelle liés à l'accélération du développement en Europe et avec le déploiement des technologies les plus récentes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

46. *« Décision de la Commission européenne en matière d'aides d'état, C(2019) 5498 final »* (2019)
47. Sauf les prix des appels d'offre des années 2010 avant renégociation.

Figure 11.11 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'hydrolien[48]. 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.

48. *«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[49,50,51,52].

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, la baisse des coûts rapportés à l'énergie produite est ainsi comprise :

- 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.

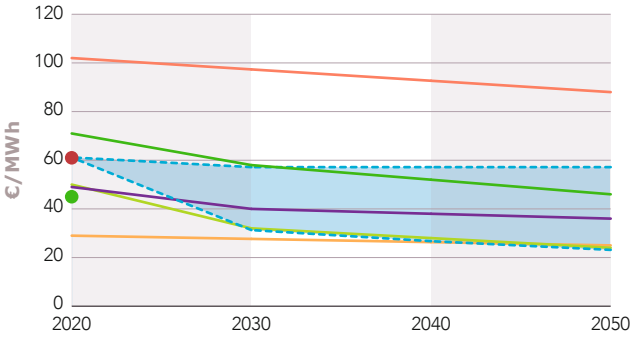
S'agissant des niveaux absolus, la comparaison est plus délicate dans la mesure où les périmètres ne sont pas toujours les mêmes : en particulier, les hypothèses de coûts considérées dans les *Futurs énergétiques 2050* s'entendent hors fiscalité et hors raccordement alors que ces composantes peuvent 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 mer[53].**

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.

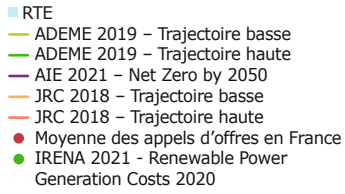
49. *«Renewable power generation costs in 2020»*, IRENA (2021)
50. *«Deployment Scenarios for Low Carbon Energy Technologies»*, JRC (2018)
51. *«Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France 2019»,* ADEME (2020)
52. *«Net Zero by 2050»,* AIE (2021)
53. Pour un taux de financement du capital de 4 %/an

Figure 11.12 Comparaison des hypothèses de coûts de production rapportés à l'énergie produite par différentes filières, à l'horizon 2050

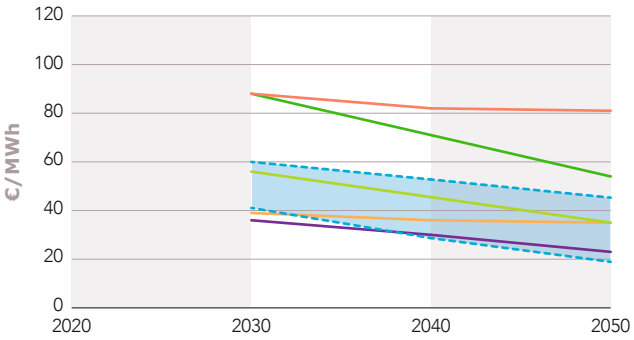
Éolien terrestre



Les coûts considérés sont hors fiscalité et avec coûts de raccordement dans les études AIE, ADEME. La moyenne des appels d'offres est calculée sur les appels d'offres 2018-2020.

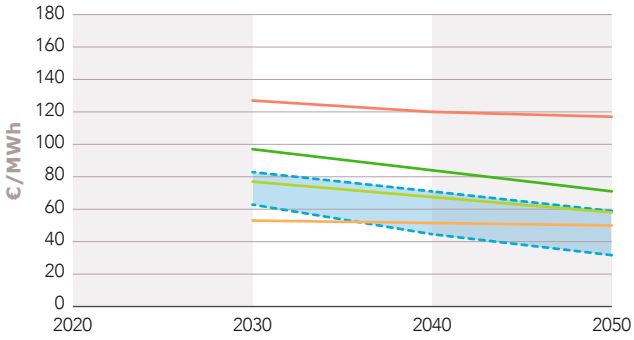


Éolien en mer posé



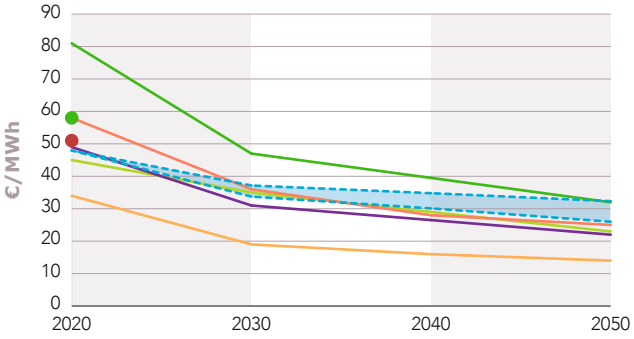
Les coûts considérés sont hors fiscalité et hors coûts de raccordement pour RTE. Pour les études européennes comparatives, le coût de raccordement est attribué au porteur du projet ou à l'État selon les politiques nationales.

Éolien en mer flottant



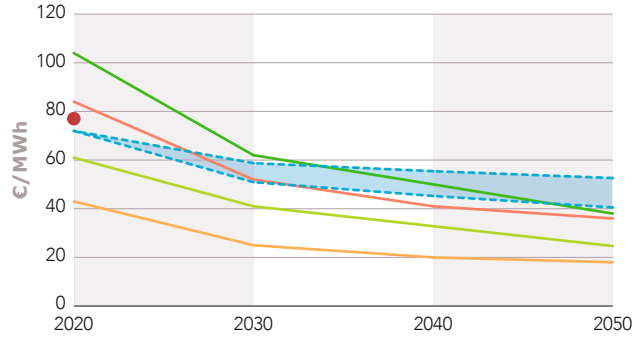
Les coûts considérés sont hors fiscalité et hors coûts de raccordement pour RTE. Pour les études européennes comparatives, le coût de raccordement est attribué au porteur du projet ou à l'État selon les politiques nationales.

Photovoltaïque au sol



Les coûts considérés sont hors fiscalité et avec coûts de raccordement dans les études AIE, ADEME. La moyenne des appels d'offres est calculée sur les appels d'offres 2016-2021.

Photovoltaïque sur grandes toitures



Les coûts considérés sont hors fiscalité et avec coûts de raccordement dans les études AIE, ADEME. La moyenne des appels d'offres est calculée sur les appels d'offres 2016-2021.

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

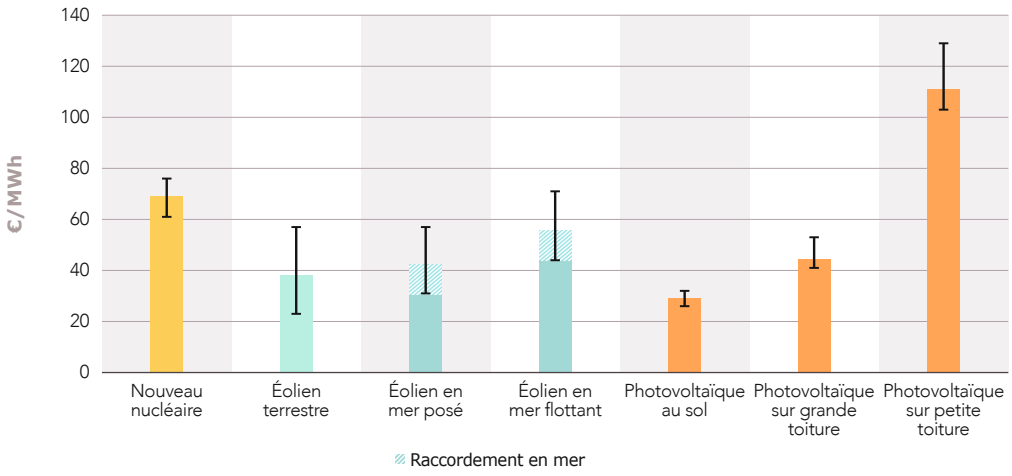
La comparaison des seuls coûts de production (hors raccordement) entre les différentes filières fait apparaître des coûts rapportés à l'énergie produite inférieurs pour les énergies renouvelables en comparaison du nouveau nucléaire. À coût du capital identique (4 % dans l'hypothèse de référence), **les 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 75 €/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 flexibilité[54] 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 *(voir partie 5.5 variante « mondialisation contrariée »).*

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 11.13 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

54. 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.

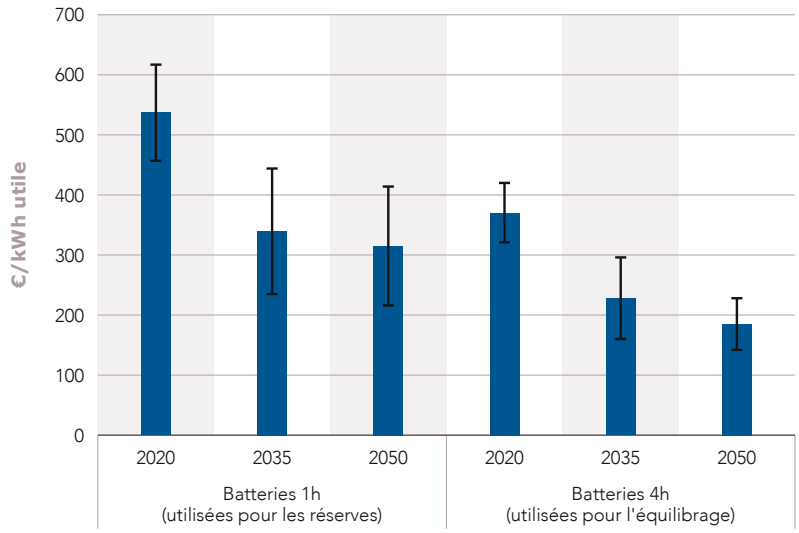
11.3.5.1 Les coûts des batteries : d'importantes baisses attendues grâce à la massification de leur fabrication

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 11.14 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). 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 : pilotage[55] 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 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 scénarios[56].

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.

55. 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).

56. 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 élevés pour apporter de la flexibilité de long terme

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.

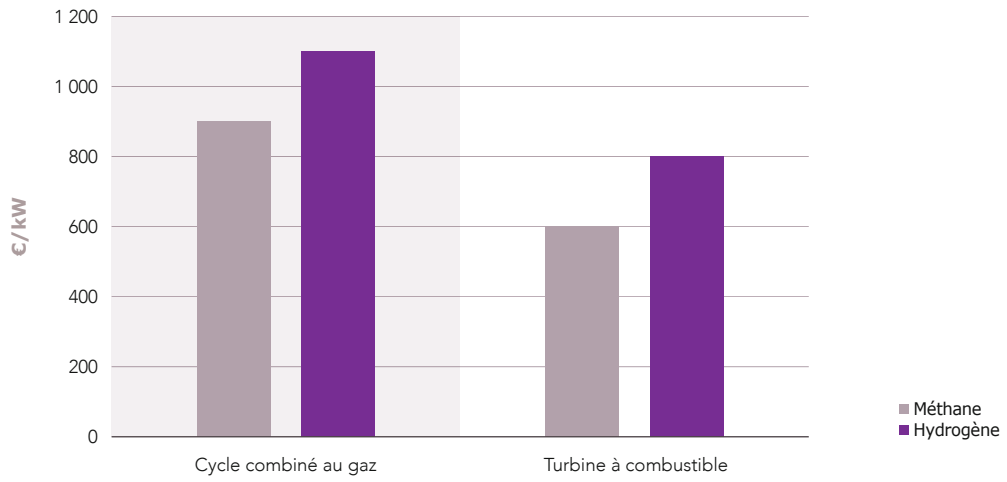
Dans le détail, les coûts peuvent être distingués en deux catégories.

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 thermiques[57].

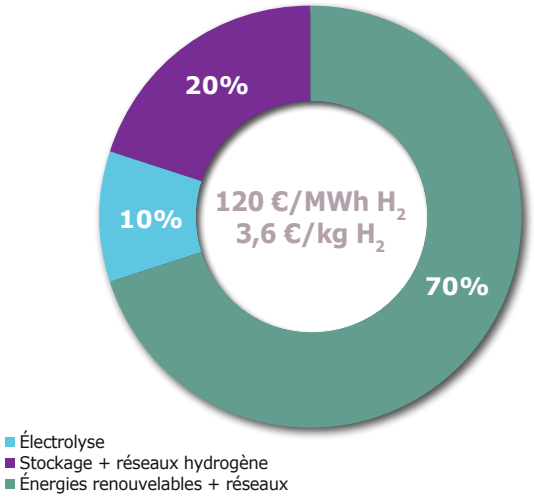
La seconde composante de coût correspond à l'approvisionnement en combustible.

Figure 11.15 Hypothèses de coût des moyens de production d'électricité thermique décarbonée



57. 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 11.16 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 2050[58]) 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.**

58. 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-methanol, 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.

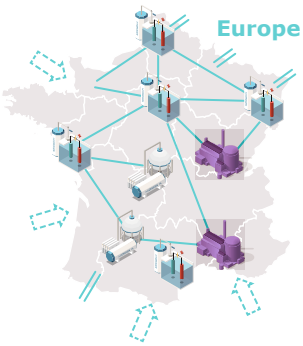
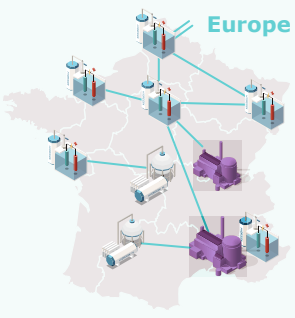
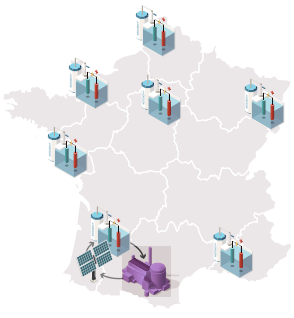
La variante « gaz verts très compétitifs » a été construite en supposant un approvisionnement en combustible à des coûts réduits à environ 70 €/MWh$_{gaz}$, qui serait rendu possible par l'utilisation de biométhane (produit en France ou importé) ou d'hydrogène importé à des coûts très favorables.

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 11.17 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	• Électrolyseurs flexibles	• Électrolyseurs flexibles	• Électrolyseurs non flexibles : fonctionnement en bande
Stockage & réseau	• Stockage largement accessible à l'échelle européenne • Fortes interconnexions + routes commerciales avec le reste du monde, pour importer de l'hydrogène à moindre coût	• 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	• Possibilités de stockage très limitées • Pas d'import-export
Production thermique	• Centrales thermiques utilisant l'hydrogène du réseau (produit en France ou importé)	• Centrales thermiques utilisant principalement l'hydrogène du réseau • Variante avec combinaison de méthane de synthèse et de biométhane	• Centrales thermiques alimentées par du méthane de synthèse
Coût du gaz pour la production d'électricité	• Environ 70 €/MWh$_{PCI}$	• Environ 120-130 €/MMWh$_{PCI}$	• Environ 160 €/MWh$_{PCI}$
Cartographie schématisée du réseau			

Électrolyseur — Stockage H_2 — Centrale thermique — Routes commerciales d'import de gaz décarboné — Interconnexions

Figure 11.18 Caractéristiques techniques de la chaîne de production d'électricité à partir de gaz verts

		Hydrogène			Méthane	
1 Fabrication du combustible	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
	Difficultés	• Stockage • Réseau • Gisement électricité bas-carbone	• Stockage • Réseau • Logistique CCS	Procédé non mature	Passage difficile à l'échelle industrielle (problèmes d'acceptabilité)	• Gisement d'électricité bas-carbone • Approvisionnement en CO_2
	Importations possibles	Par gazoduc, depuis l'Europe étendue			Depuis le monde (par gazoduc ou GNL)	
2 Production d'électricité pour l'équilibrage	Technologie	CCG et TAC à hydrogène			CCG et TAC conventionnels	
	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 11.19 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 €/kg_{H2} + 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

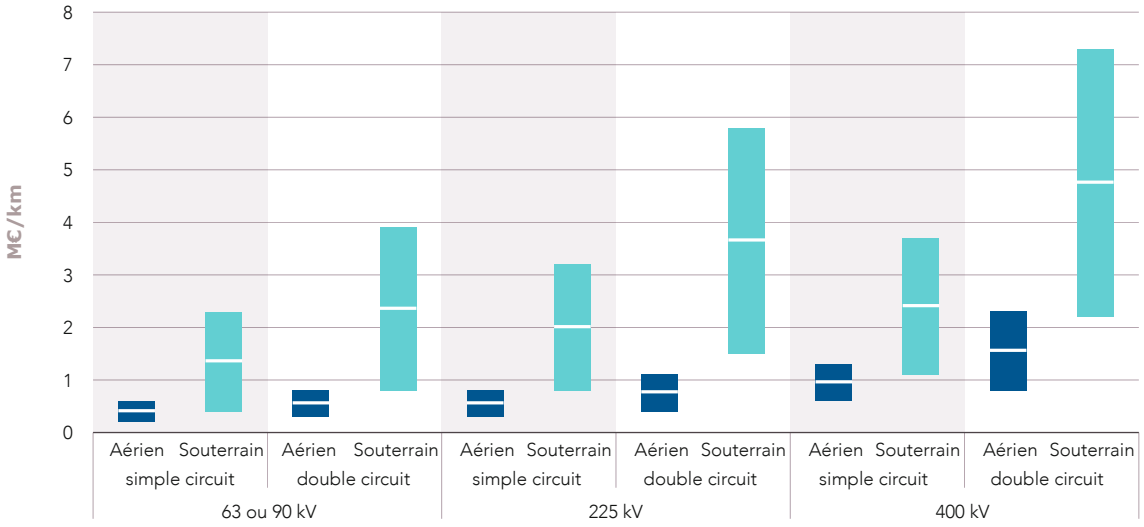
Les évaluations des coûts de réseau réalisées par RTE et Enedis dans le cadre de cette étude s'appuient sur les références de coût utilisées par les gestionnaires de réseau pour dimensionner leurs infrastructures.

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 RTE[59]. 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

59. *« 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 11.20 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.

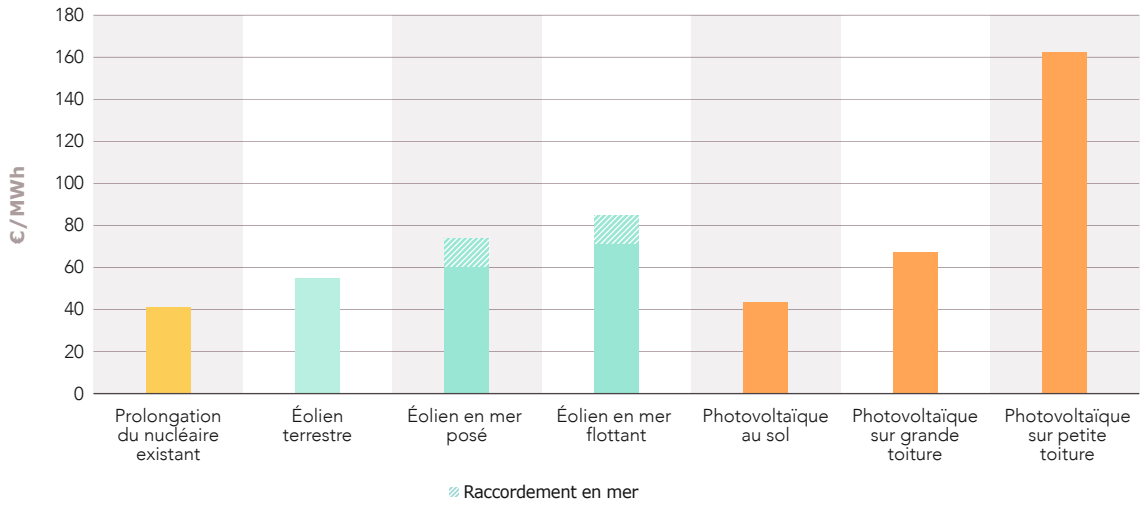
Au cours de la dernière décennie, l'essor de l'éolien et du photovoltaïque (en France mais également en Europe et dans le reste du monde) a contribué à la structuration de filières industrielles à grande échelle et à des innovations technologiques qui permettent aujourd'hui de disposer de technologies 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 11.21 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)



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 CO_2 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, d'évaluer la compétitivité des actions de décarbonation *(voir partie 11.9 pour l'analyse détaillée)*. L'analyse détaillée menée en partie 11.9 conclut 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.**

Plus précisément, en s'appuyant sur ce socle de production d'électricité bas-carbone compétitif, les analyses montrent 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 à la valeur tutélaire du carbone (ou valeur de l'action pour le climat) retenue par les pouvoirs publics à l'issue du rapport Quinet[60] de 2019 (évaluée à 250€/tCO_2eq en 2030 et 775 €/tCO_2eq en 2050). Ceci signifie que les actions de réduction des émissions sont efficaces du point de vue de la collectivité et doivent être engagées.

60. *« 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)

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.

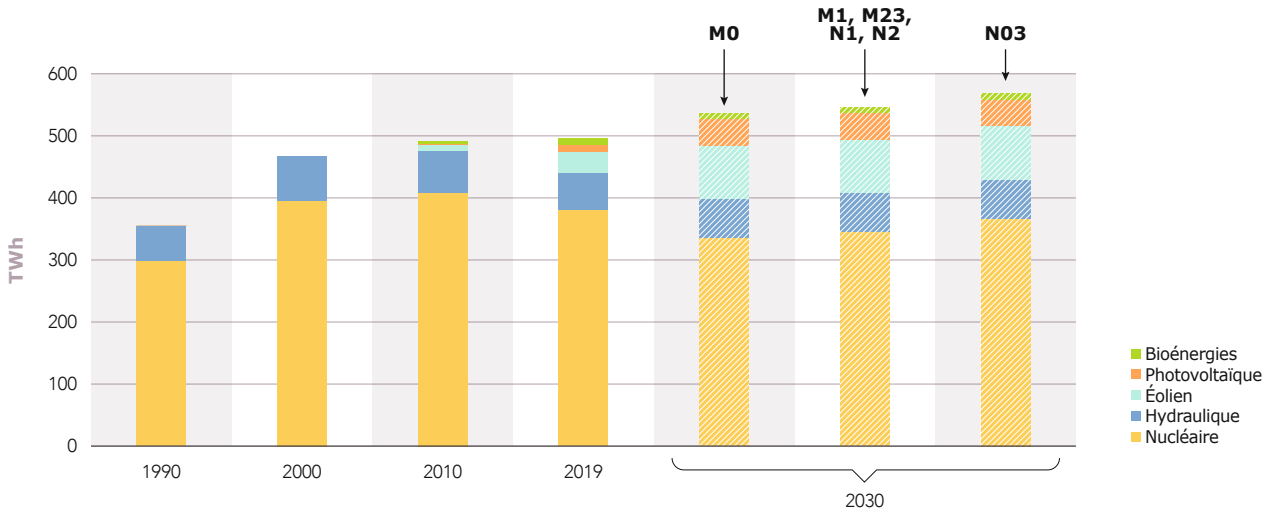
Or les analyses présentées dans le Bilan prévisionnel 2021 publié en mars 2021 ont montré qu'au cours des 15 dernières années, la production d'électricité bas-carbone n'avait pas crû alors même qu'aucune centrale nucléaire n'a été fermée avant 2020. **La moindre production des réacteurs nucléaires historiques 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 adaptée 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 11.22 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 CO_2 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 plus 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 CO_2, comme l'a montré l'étude publiée par RTE et l'ADEME en décembre 2020, ainsi que la partie 11.9 de ce chapitre). 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[61] *(voir chapitre 13).*

61. 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 du système électrique 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

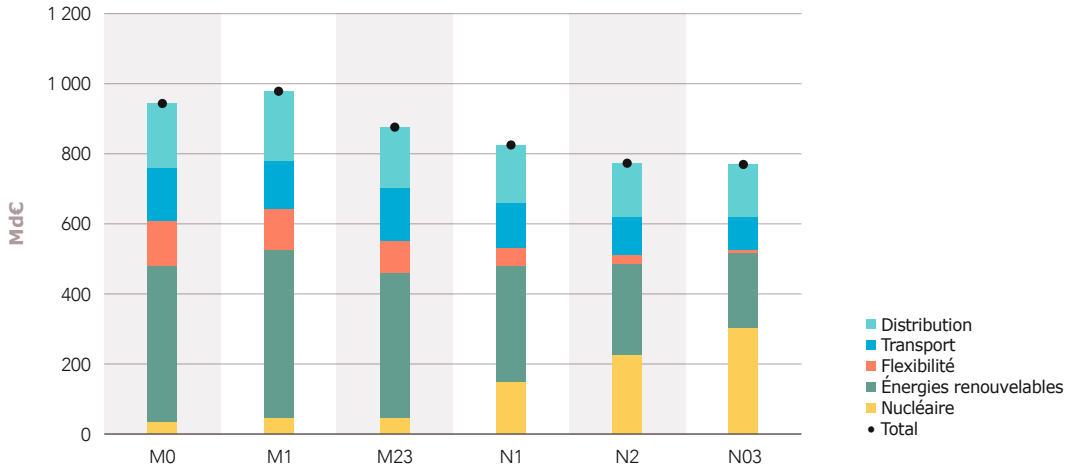
Sur toute la période entre 2020 et 2060, il existe un écart de plus de 200 milliards d'euros entre le scénario nécessitant le plus d'investissement (M1) et ceux en nécessitant le moins (N2 et N03). Il s'agit d'un différentiel de cinq milliards d'euros par an, qui est donc significatif.

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 11.23 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

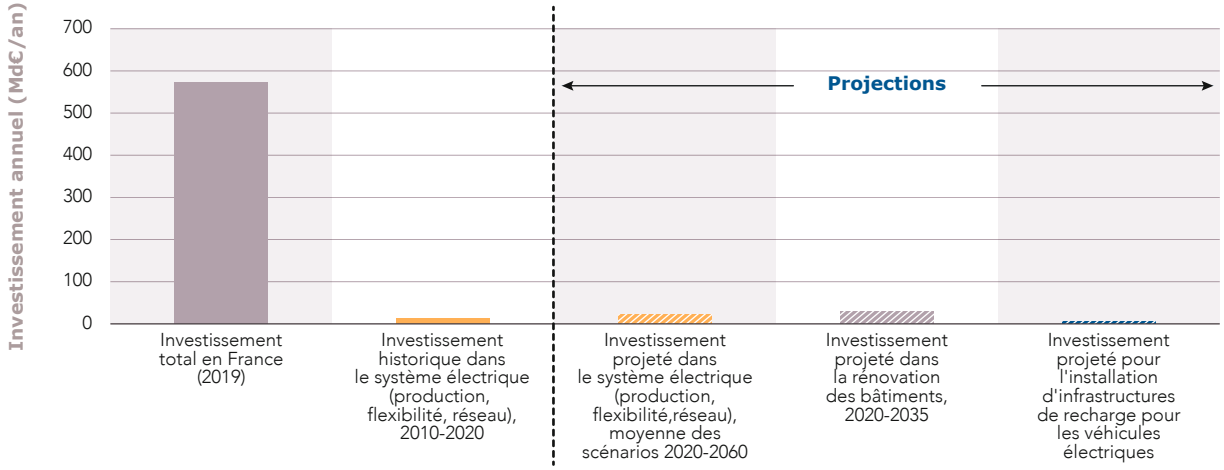
Les chiffres présentés au paragraphe précédent peuvent sembler importants. Néanmoins, ils doivent être interprétés dans un contexte large.

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 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 6 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 an[62]. 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 11.24 Rythmes d'investissement dans le système électrique et dans les usages aval



62. 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 trois trajectoires de consommation : trajectoire de référence, scénario sobriété et de réindustrialisation profonde.

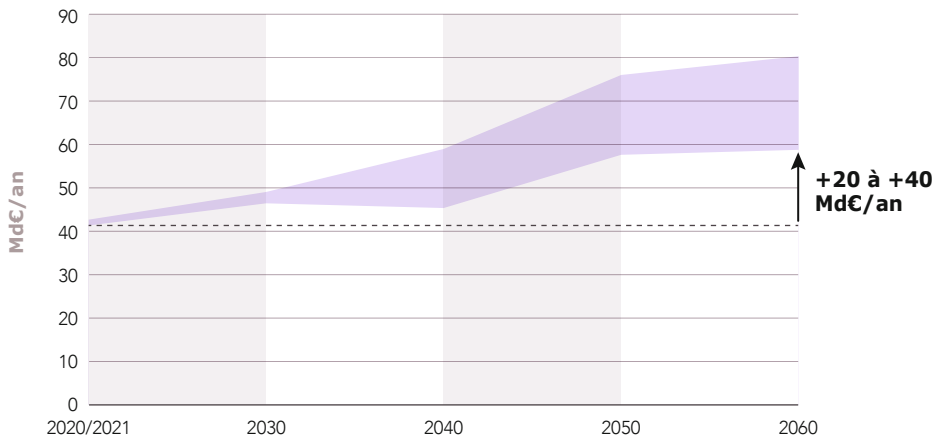
11.5.2.1 L'augmentation de la place de l'électricité dans le mix énergétique se traduit par des coûts totaux du système électrique en nette hausse

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.

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

Figure 11.25 Évolution du coût complet du système électrique, avec les hypothèses de coût de référence (l'aire représente l'ensemble des scénarios de mix considérés)



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

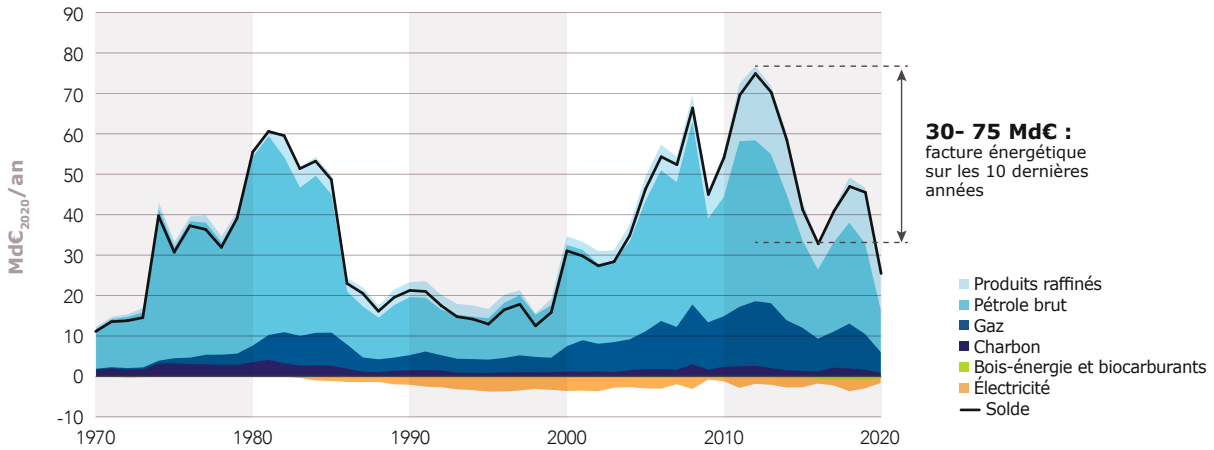
Si les coûts du système électrique augmentent dans tous les scénarios considérés, cette évolution doit être mise en regard des bénéfices à la sortie des énergies fossiles, à la fois pour la décarbonation de l'économie mais également pour réduire le déficit commercial de la France.

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 années. Ces valeurs sont très variables d'une année sur l'autre en fonction des cours des combustibles sur les marchés de commodités 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 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.

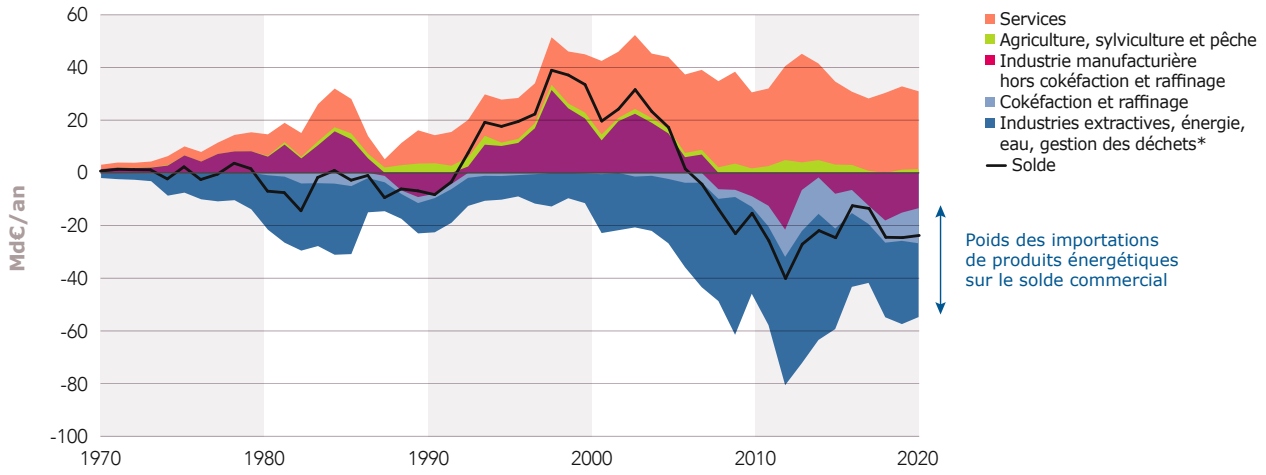
La transition vers la neutralité carbone prévue par la SNBC conduit à réduire au minimum les importations de combustibles énergétiques depuis l'étranger, contribuant ainsi à la réduction du déficit commercial de la France.

Figure 11.26 Facture énergétique de la France de 1970 à 2020



Source : SDES, Bilan énergétique de la France en 2020

Figure 11.27 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*

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 consommée[63], 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

63. 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.

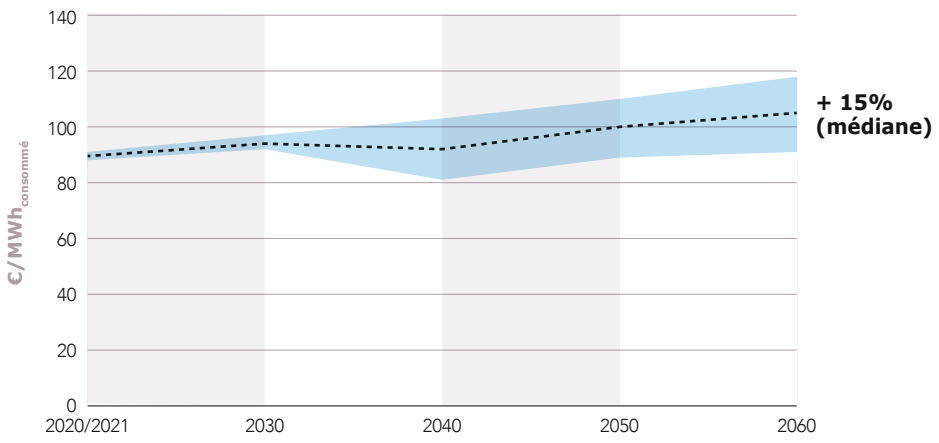
légèrement plus onéreuses que celles qui sont déjà amorties. De plus, les scénarios prévoyant à terme une forte part en énergies renouvelables s'accompagnent de coûts de développement de flexibilité et de réseau significatifs sur la période 2040-2060.

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 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).

Figure 11.28 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)



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 11.9)*.

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*.

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.

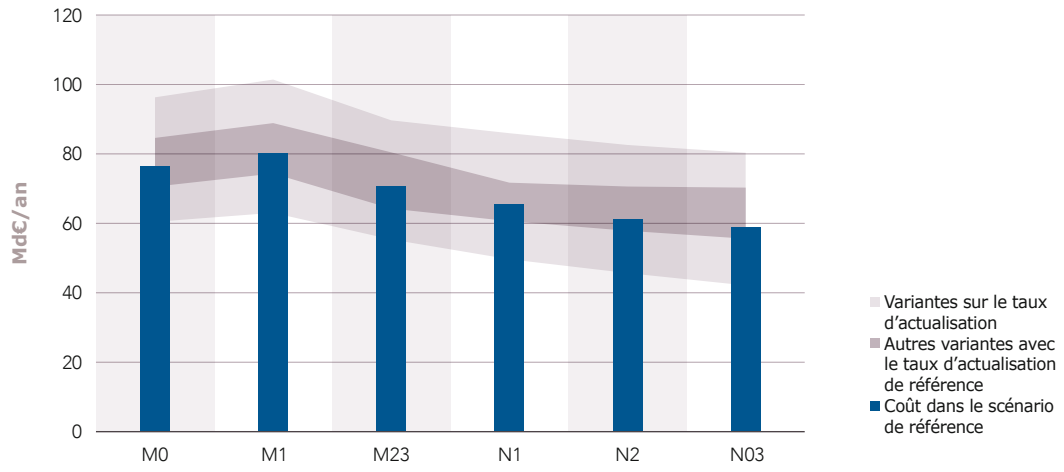
En intégrant l'ensemble des coûts de flexibilité et de réseau, les scénarios M0 (surtout en 2050) et M1 apparaissent clairement plus onéreux que les autres scénarios dans le cadre d'une comparaison à niveau de consommation desservie donné. Le surcoût de M1 s'explique essentiellement par celui des petits 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 11.29 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.

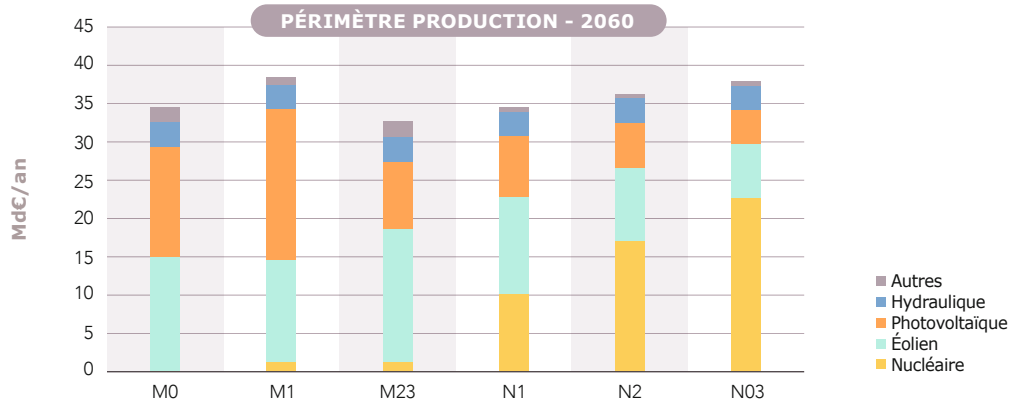
Ce résultat découle directement des hypothèses d'évolution des coûts présentées dans les sections précédentes et qui mettaient en évidence les coûts plus élevés du nouveau nucléaire en comparaison de ceux des énergies renouvelables les plus matures et les plus économiques (éolien terrestre, photovoltaïque 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).

La logique alternative visant à construire des scénarios qui seraient totalement optimisés sur le plan économique a fait l'objet d'une analyse complémentaire restituée en section 11.7.

Figure 11.30 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

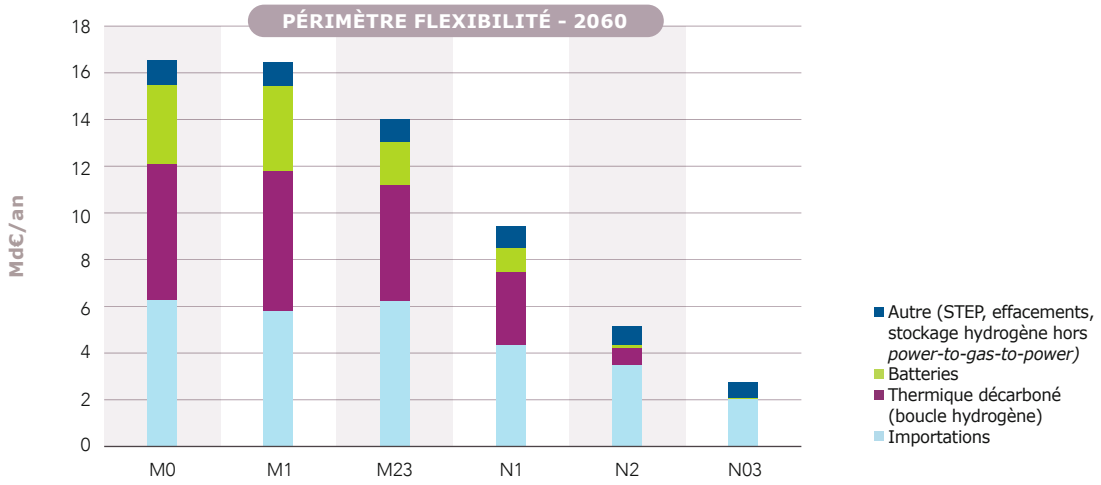
Les analyses présentées au chapitre 7 ont montré l'importance des volumes de flexibilités à développer pour assurer la sécurité d'approvisionnement électrique même dans un système très fortement interconnecté. Ces coûts sont significativement plus importants dans les scénarios à forte part en énergies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

Les imports d'électricité, qui permettent de tirer parti du foisonnement[64] 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 finale[65]. 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 11.31 Coût complet annualisé des moyens nécessaires à l'équilibrage du système, à l'horizon 2060



64. 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.
65. 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 combustion[66]. **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.

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

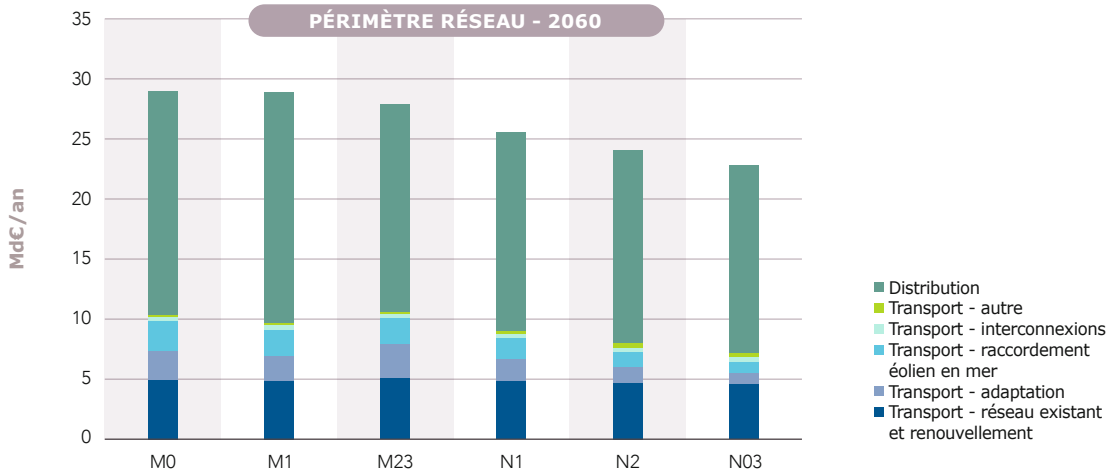
11.6.4 Les coûts du réseau sont également plus élevés dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables, du fait des besoins d'adaptation des réseaux de distribution et de transport et du raccordement de l'éolien en mer

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 11.32 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

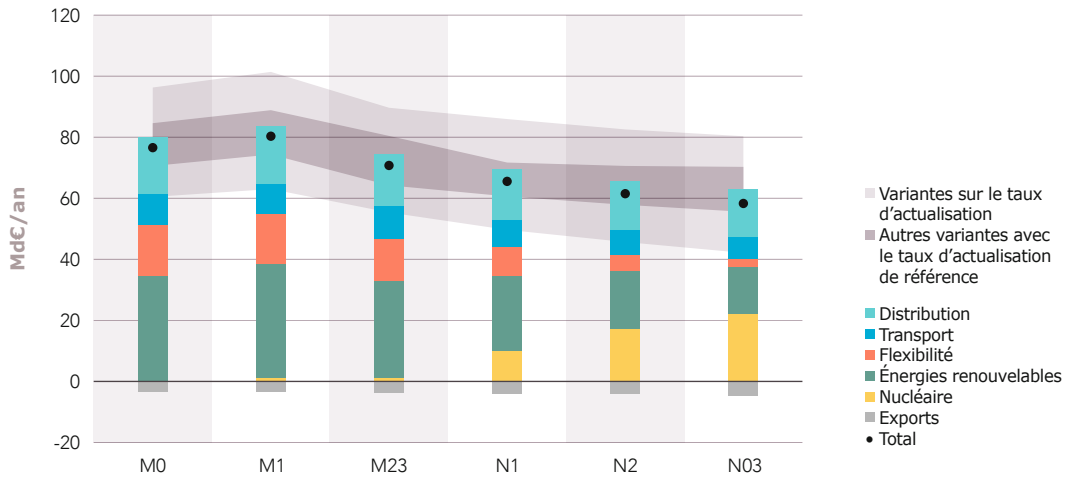
En prenant en compte l'intégralité des coûts de flexibilité et de réseau, certains scénarios apparaissent relativement proches, notamment le scénario « 100 % renouvelable » reposant sur de grands parcs (scénario type M23) et les scénarios avec nouveau nucléaire.

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 11.33 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 de moindres effets d'échelle que les grands parcs du scénario M23 et que le photovoltaïque sur grandes toitures (ce dernier étant environ deux fois moins coûteux que le photovoltaïque sur petites toitures, principalement du fait des coûts de pose plus faible).

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.

L'analyse sur les coûts du scénario M1 peut être enrichie en intégrant les nouvelles réglementations sur le déploiement du solaire dans les bâtiments neufs ainsi que certains leviers de maîtrise des coûts du développement de panneaux photovoltaïques sur toitures.

D'une part, la réglementation pourrait conduire à généraliser l'installation de panneaux photovoltaïques sur certaines toitures des bâtiments neufs : par exemple, pour les grandes toitures, il sera obligatoire d'installer des dispositifs de production d'énergie renouvelable ou de végétaliser une partie de la surface de toiture à partir de 2023. Dans ce contexte, l'installation de panneaux sur toitures de bâtiments neufs pourrait constituer un socle commun à l'ensemble des scénarios et ne créerait pas de différences significatives sur l'analyse comparative des scénarios. Cette perspective est déjà en partie intégrée puisque tous les scénarios contiennent une part d'installations sur toitures dans leur configuration de référence, même dans les scénarios de relance significative du nucléaire ou dans les scénarios ciblant principalement les grands parcs d'énergies renouvelables.

D'autre part, le coût d'installation du photovoltaïque sur toiture pourrait être réduit sous l'hypothèse que l'ensemble des panneaux installés dans le secteur résidentiel soient directement posés par les propriétaires des logements (développement du « do it yourself »). Des kits de panneaux prêts à poser existent dès aujourd'hui pour un coût compris entre 1 000 et 1 500 €/kW (sans compter la valeur du temps passé par le consommateur final à poser ses panneaux), soit un coût proche des installations photovoltaïques sur grandes toitures. Ce coût pourrait par ailleurs encore diminuer en suivant les perspectives de baisse du coût des modules photovoltaïques.

Ainsi, dans l'hypothèse extrême où l'ensemble des panneaux photovoltaïques sur toitures serait installé par les particuliers eux-mêmes (hypothèse très optimiste dans la mesure où ce modèle reste très marginal aujourd'hui et pourrait difficilement être généralisé à l'ensemble des ménages), le coût de l'ensemble des installations photovoltaïques

résidentielles du scénario M1 (environ 50 GW en 2060) baisserait au mieux de 3 milliards d'euros en coût complet annualisé. Même dans cette configuration, la baisse du coût du photovoltaïque sur petites toitures n'est pas de nature à modifier l'interclassement économique des scénarios mais pourrait néanmoins réduire les écarts de coûts entre ceux-ci.

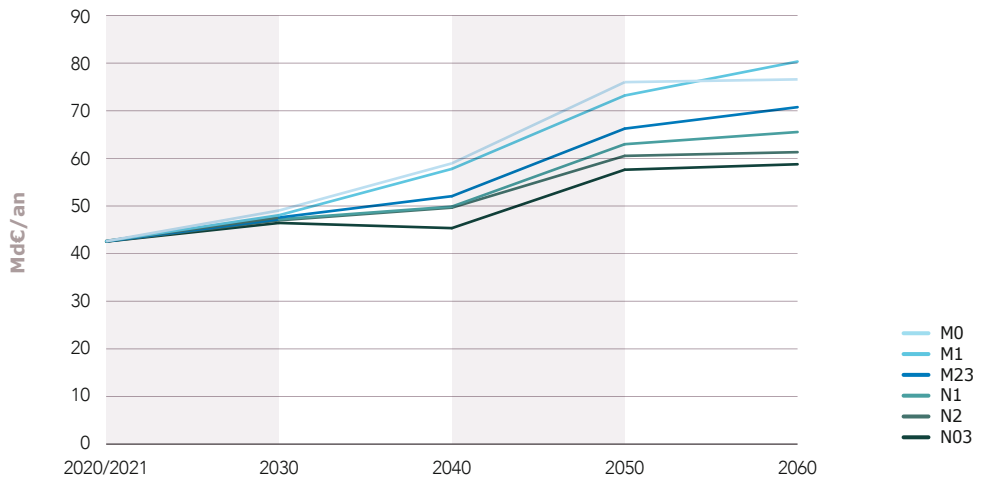
11.6.5.3 Les écarts entre scénarios se creusent progressivement à partir de la décennie 2040-2050

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 11.34 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.

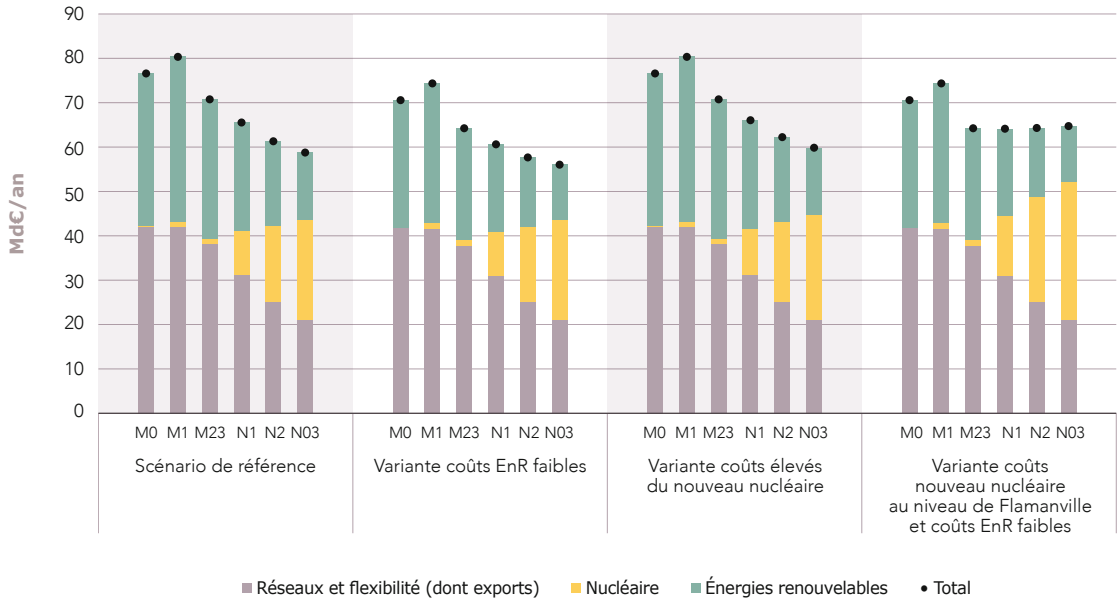
Même si une hypothèse de coût du nucléaire correspondant au scénario haut indiqué par les services de l'État à l'issue des audits menés aurait tendance à réduire les écarts entre les scénarios «N» et les scénarios «M», les premiers conserveraient tout de même un avantage économique.

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.

Figure 11.35 Coûts annualisés des scénarios en 2060, en fonction de la trajectoire de coûts des énergies renouvelables et du nouveau nucléaire



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 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).*

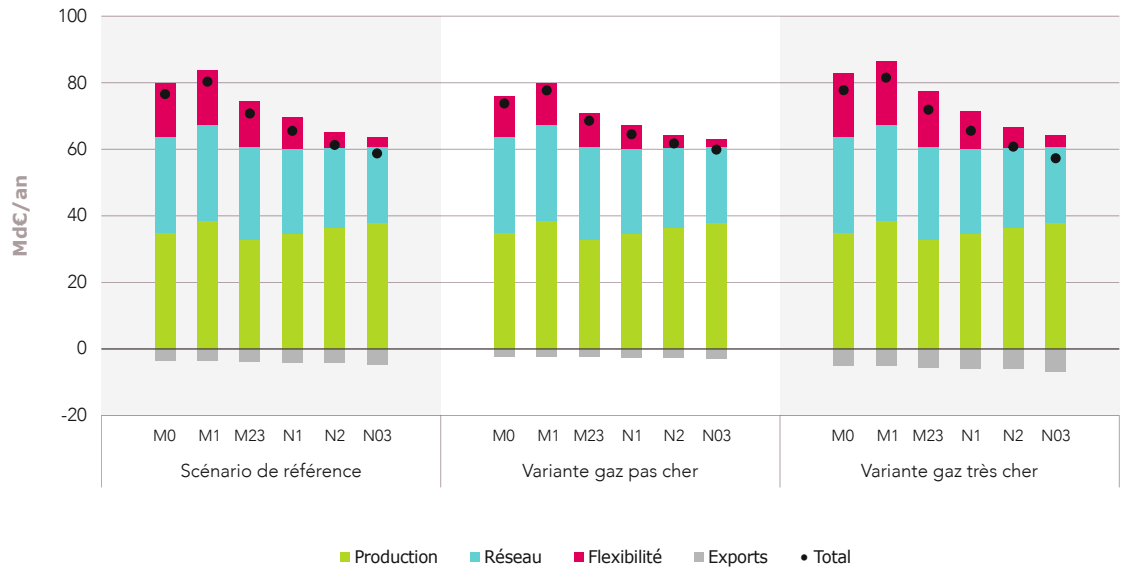
Il existe encore des marges d'optimisation pour les scénarios avec 100 % d'énergies renouvelables, dans le cas où il serait possible de cibler uniquement les grandes installations les moins coûteuses (à l'échelle du système) comme l'éolien et les grands parcs photovoltaïques au sol. La construction de scénarios qui seraient totalement optimisés sur le plan économique a fait l'objet d'une analyse complémentaire restituée en section 11.7.

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

Figure 11.36 Sensibilité des coûts annuels complets par scénario à l'hypothèse de coût des gaz verts



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 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. En particulier, la faculté à développer ou non un système hydrogène flexible a un impact important sur les coûts du système électrique *(voir partie 11.6.8.3).*

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

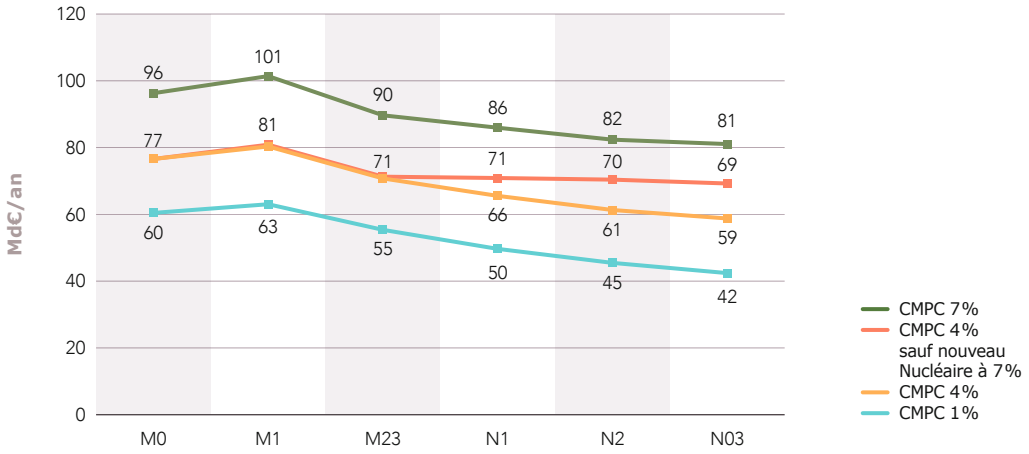
Le coût de financement du capital pour les acteurs est un paramètre déterminant pour l'évaluation du coût du système électrique *(voir partie 11.2 dans le présent chapitre).* Le niveau du taux de rémunération a un impact très marqué sur le niveau global des coûts pour l'ensemble des scénarios : le coût 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 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.

Figure 11.37 Coûts annualisés des scénarios en 2060, en fonction du coût moyen pondéré du capital pour les acteurs du système électrique



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 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.

Figure 11.38 Coûts annualisés des scénarios en 2060, dans les différentes variantes et *stress tests* analysés

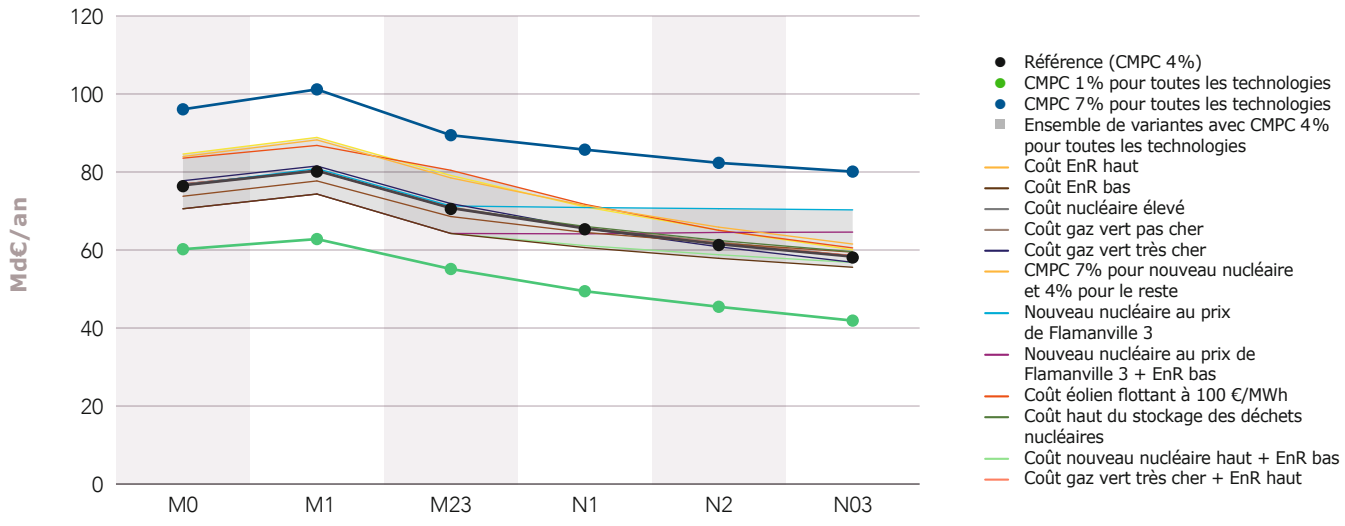
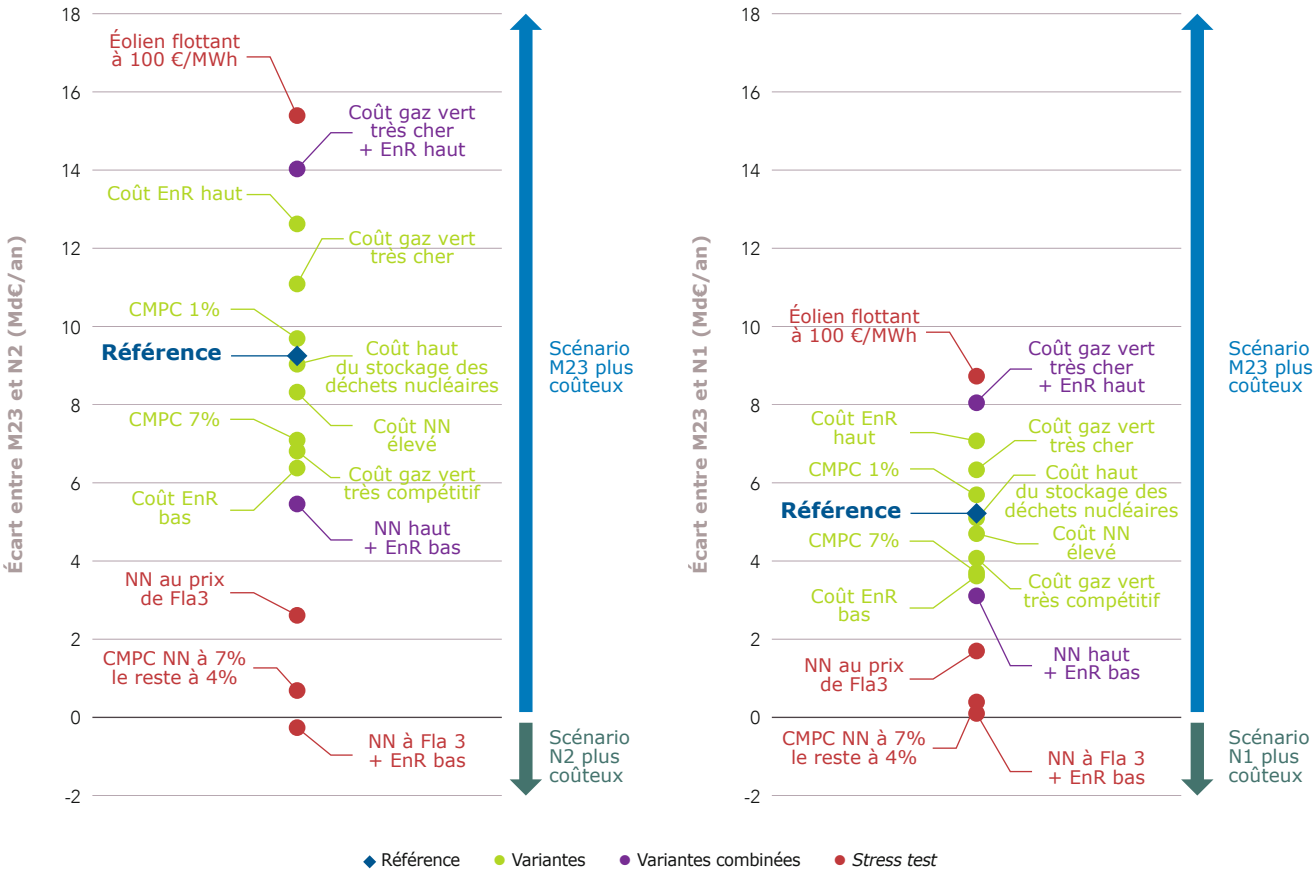


Figure 11.39 Différence de coûts annualisés en 2060 entre le scénario M23 et les scénarios N2 et N1



NN : nouveau nucléaire - FLA 3 : Flamanville 3

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 au système électrique, notamment les coûts de réseaux et surtout les 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.

11.6.7 L'utilisation des interconnexions permet une économie liée à la mutualisation des moyens pilotables en Europe et une valorisation des exports, mais l'interclassement économique des scénarios ne serait pas remis en cause dans une configuration « France isolée »

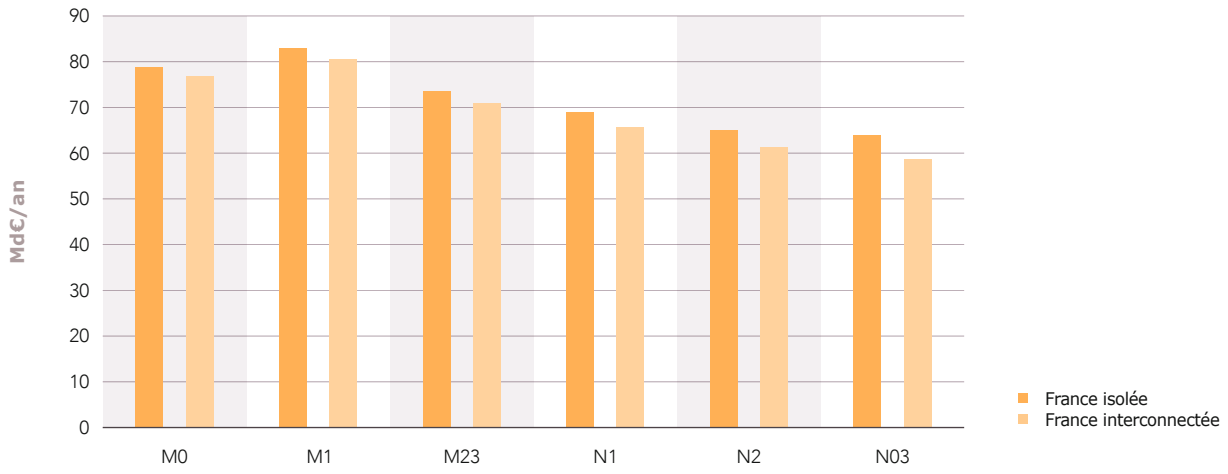
Pour illustrer les effets des échanges aux interconnexions sur l'équilibre et les coûts du système électrique, une configuration théorique sans interconnexions, dite en « France isolée », a été simulée et étudiée *(voir partie 7.6.4)*. Elle consiste à réévaluer, pour chacun des scénarios, le bouquet de flexibilités (batteries, centrales thermiques flexibles fonctionnant à l'hydrogène et électrolyseurs) économiquement pertinent pour assurer le même niveau de sécurité d'approvisionnement, dans un cas illustratif sans aucune interconnexion avec les pays voisins. Ceci implique également d'ajuster les mix de production de ces configurations, via des capacités de production solaires et éoliennes additionnelles, nécessaires pour le bouclage énergétique du scénario.

Cette analyse permet de conclure qu'en l'absence d'interconnexions, la production thermique décarbonée serait nécessaire dans des proportions significatives dans tous les scénarios, du fait de l'impossibilité d'utiliser, via les interconnexions, les opportunités d'excédents de production renouvelable en provenance des pays voisins ainsi que la production issue de capacités pilotables situées à l'étranger. Cette production thermique occasionne des surcoûts pour le système électrique français (coût des moyens de flexibilité comme les batteries et les centrales thermiques et coût de la production des gaz verts nécessaires pour les alimenter) qui viennent en contrepartie des économies sur le développement des interconnexions et le coût des importations.

L'évaluation doit également tenir compte des effets des interconnexions sur la balance commerciale : en effet, l'absence d'interconnexions se traduit également par l'impossibilité d'exporter de l'électricité, et donc un manque à gagner sur les ventes d'électricité aux pays voisins. Ceci contribue à accroître encore le coût complet du système électrique français (net de la balance commerciale).

Dans un cas théorique sans interconnexion (« France isolée »), l'analyse montre que le

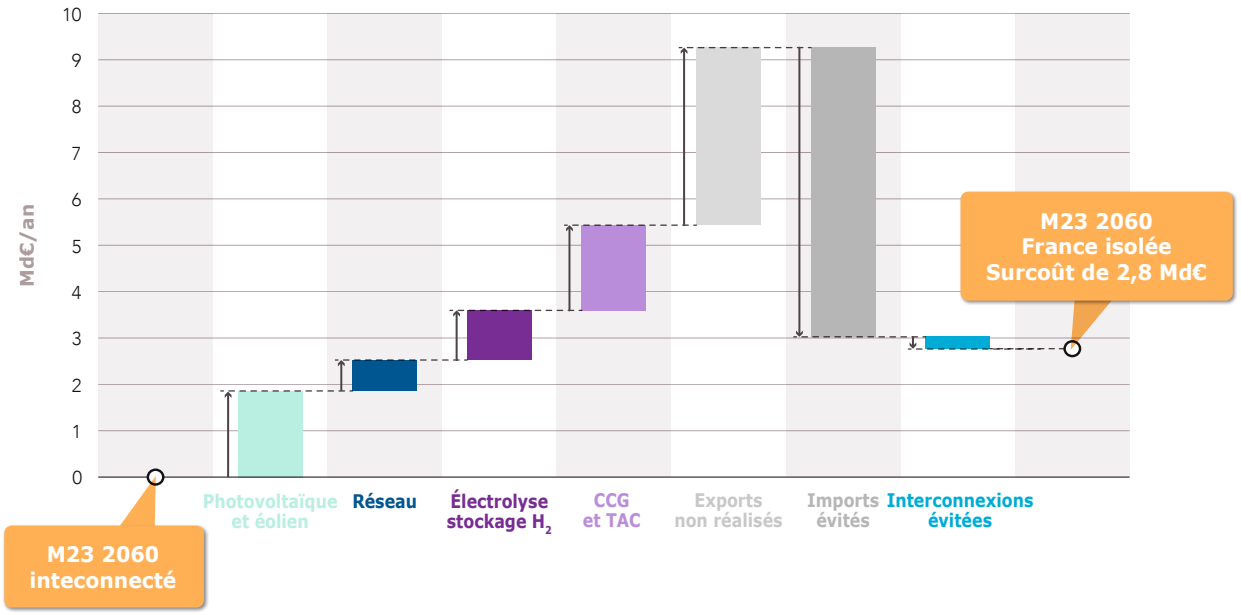
Figure 11.40 Comparaison des coûts complets annuels des scénarios de référence et des scénarios en France isolée



système électrique français peut assurer sa sécurité d'approvisionnement en s'appuyant sur des moyens de flexibilité supplémentaires déployés en France, mais à un coût supérieur, du fait de la mobilisation de cette flexibilité additionnelle, et notamment des volumes de gaz verts supplémentaires nécessaires à l'équilibrage du système.

L'analyse montre finalement que l'interclassement économique des scénarios n'est que peu modifié mais pourrait être légèrement atténué. Même en « France isolée », les scénarios avec de la production nucléaire sont moins coûteux et l'écart de coût entre les scénarios avec et sans nouveau nucléaire reste sensiblement le même que dans la configuration de référence en « France interconnectée ».

Figure 11.41 Décomposition des différences de coûts complets annuels du scénario M23 de référence et du scénario M23 en France isolée (CAPEX et OPEX fixes)



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

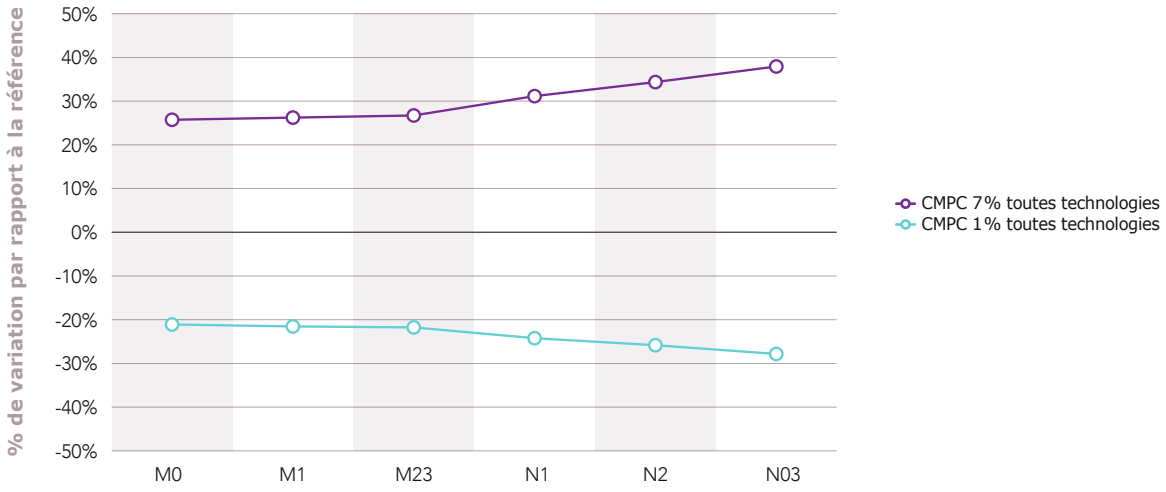
Toutes les technologies et infrastructures caractérisées par des dépenses d'investissement importantes et des durées de vie longues ont un coût de revient très sensible au taux de rémunération du capital *(cf. partie 11.2).*

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



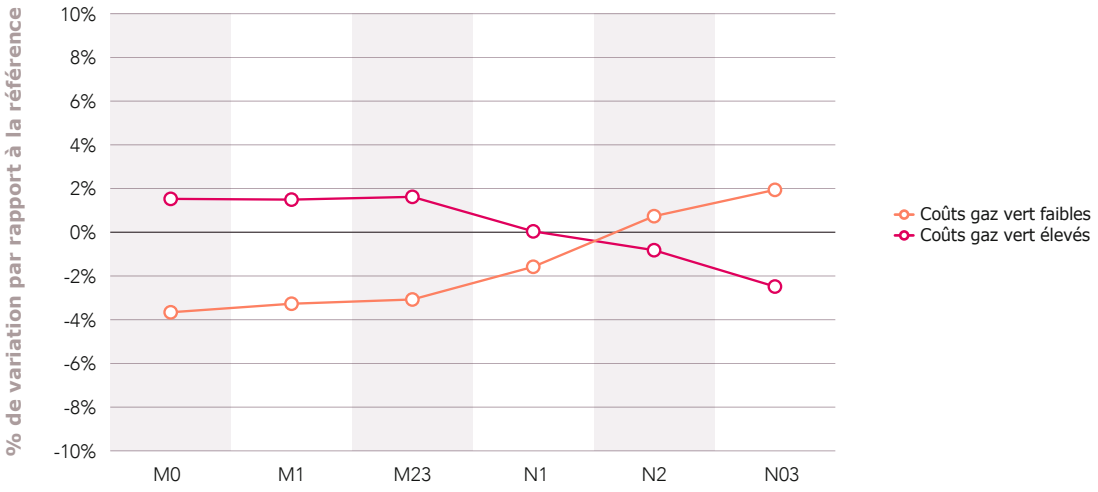
11.6.8.2 Les coûts des scénarios à forte part en énergies renouvelables sont très sensibles aux hypothèses de coût d'approvisionnement en gaz verts et à la maîtrise de la chaîne logistique de l'hydrogène

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 schématique, 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 possible que de l'électricité soit utilisée pour produire de l'hydrogène concomitamment à l'utilisation de méthane de synthèse 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* un renchérissement des

Figure 11.43 Variation des coûts complets par rapport à la situation de référence selon le coût des gaz verts



gaz décarbonés, correspondant par exemple au recours nécessaire à la fabrication de méthane de synthèse, pénalise les coûts de flexibilité. En particulier, dans une configuration où le système hydrogène n'est pas flexible, il devient alors nécessaire de recourir au méthane. S'il s'agit de méthane de synthèse, produit à partir d'hydrogène, son coût est plus élevé que celui de l'hydrogène, du fait des coûts (des unités de méthanation et de la logistique du CO_2) et des pertes énergétiques de la phase de méthanation.

La sensibilité de l'analyse à l'hypothèse de coût des gaz décarbonés diffère selon les scénarios, en fonction des besoins d'équilibrage qui leur sont propres. Pour les scénarios M et le scénario N1, les besoins de flexibilité sont importants : leur coût diminue logiquement si celui des gaz verts est faible, et augmente dans le cas contraire. 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.

11.6.8.3 La faculté à développer ou non un système hydrogène flexible a un impact important sur les coûts du système électrique neutre en carbone, notamment dans les scénarios sans nouveau nucléaire

La modélisation des scénarios des *Futurs énergétiques 2050* repose sur l'hypothèse d'un système hydrogène flexible, c'est-à-dire pour lequel les sites de production et de consommation d'hydrogène sont connectées à des capacités de stockage significatives. Ceci permet ainsi une double flexibilité : d'une part dans la production d'hydrogène par électrolyse qui peut s'adapter à l'équilibre de l'offre-demande électrique, et d'autre part dans le recours à l'hydrogène pour la production d'électricité (boucle *power-to-hydrogen-to-power)*.

Néanmoins, il demeure des incertitudes sur la possibilité technique de développer des capacités massives de stockage d'hydrogène à des coûts maîtrisés *(voir partie 9.8).*

Afin d'évaluer la dépendance des résultats à l'hypothèse retenue sur la flexibilité du vecteur hydrogènes enjeux associés à cette flexibilité, le fonctionnement du système électrique a été simulé dans une configuration où les capacités de stockage sont très limitées *(voir partie 7.6.9)*. Cela se traduit d'une part par un fonctionnement des électrolyseurs en base (avec la possibilité d'effacements ponctuels gérables grâce à de petits stocks tampons) pour fournir l'hydrogène destiné à un usage final, à hauteur de 50 TWh de consommation d'électricité. D'autre part, du méthane de synthèse est utilisé pour l'équilibrage du système électrique (en assurant qu'un volume suffisant de méthane de synthèse soit produit pour couvrir ces besoins). Dans cette configuration, le méthane est stocké dans les infrastructures existantes, ce qui permet d'éviter le développement de nouvelles infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène.

Comme indiqué au chapitre 7, l'absence de système hydrogène flexible conduit ainsi à une moindre efficacité énergétique pour deux raisons : d'une part, les électrolyseurs peuvent fonctionner concomitamment avec de la production d'électricité à partir de gaz et d'autre part, la boucle méthane est moins efficace énergétiquement que la boucle hydrogène. L'absence de flexibilité sur l'hydrogène pénalise plus particulièrement les scénarios où la production à partir de gaz est plus importante.

Ces pertes énergétiques supplémentaires (par rapport à la configuration de référence avec système hydrogène flexible) doivent ainsi être couvertes par des capacités de production renouvelable additionnelles. Une partie peut également être couverte par une meilleure valorisation de la production bas-carbone et de moindres écrêtements de production renouvelable, notamment dans le scénario M23 grâce à une capacité d'électrolyse et de méthanation (flexible) beaucoup

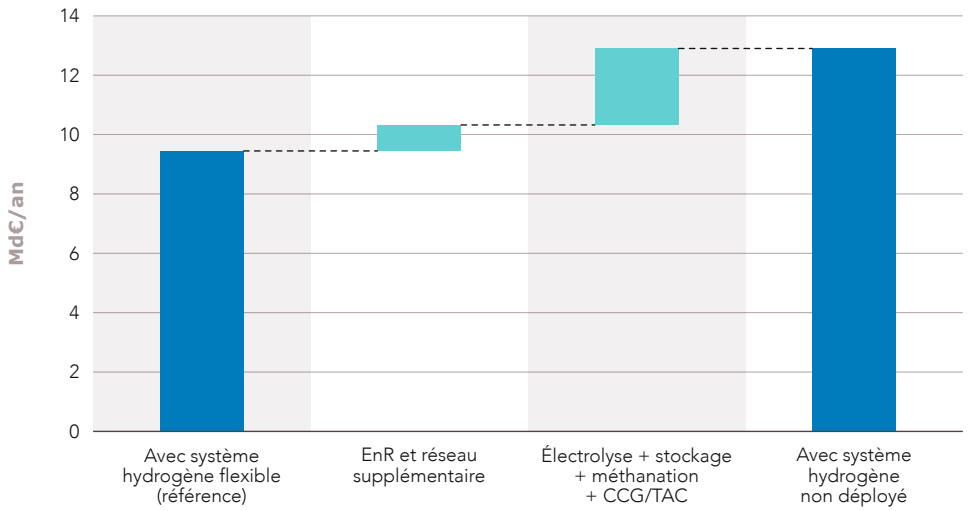
plus importante permettant de « récupérer » une partie significative des écrêtements de production renouvelable.

Dans la configuration où le système hydrogène n'est pas flexible, le nécessaire développement additionnel des capacités renouvelables pour assurer le bouclage énergétique, leur raccordement ainsi que les adaptations nécessaires du réseau associées engendrent des coûts supplémentaires, auxquels s'ajoutent les coûts liés au besoin d'une capacité d'électrolyse et de méthanation plus importante[67]. L'impact global sur les coûts du système énergétique dépend alors des coûts évités dans les infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène, sur lesquels pèsent aujourd'hui de nombreuses incertitudes.

Dans la configuration avec système hydrogène non flexible , les coûts totaux du système électrique français (hors effet sur la balance commerciale) apparaissent sensiblement plus élevés de l'ordre de 2 à 5 milliards d'euros selon les scénarios. Sur le plan économique, un échec du pari sur la flexibilité du système hydrogène pénalise davantage un scénario de type M23 qu'un scénario de type N2, avec un écart de coût supplémentaire de l'ordre de 3 milliards d'euros par an (hors recette des exports d'électricité).

Néanmoins, l'absence de déploiement d'une infrastructure flexible d'hydrogène en Europe conduit également à des modifications profondes du fonctionnement du système électrique européen et pourrait modifier la structure et les niveaux de prix de marchés de l'électricité en Europe. Toutes choses étant égales par ailleurs, avec plus de périodes où la production d'électricité à partir de gaz est marginale en Europe et des prix du méthane de synthèse plus importants que ceux de l'hydrogène, les prix de marché de l'électricité en Europe seraient rehaussés (par rapport

Figure 11.44 Écart de coûts complets du système électrique entre les scénarios M23 et N2 dans les configurations système hydrogène flexible (configuration de référence) et sans système hydrogène déployé (hors effet sur la balance commerciale)



67. Par rapport à la configuration de référence, la capacité d'électrolyse pour les usages finaux est diminuée (même volume de production mais reposant sur un fonctionnement en base) mais la capacité d'électrolyse+méthanation est largement supérieure à la capacité d'électrolyse servant à couvrir les besoins d'hydrogène pour la production d'électricité dans le scénario de référence. Ceci est dû à des besoins plus importants de production d'électricité à partir de gaz, ainsi qu'à un rendement plus faible du couplage électrolyse+méthanation par rapport à l'électrolyse seule.

à la configuration de référence), ce qui améliorerait significativement la balance commerciale de la France pour les échanges d'électricité (les scénarios ont été modélisés en conservant un léger solde exportateur). Cet effet, difficile à anticiper car très dépendant des développements des systèmes hydrogène dans les pays voisins et de la formation des prix de marché des gaz et de l'électricité, pourrait être important et compenser tout ou partie des surcoûts en France liés à l'absence de flexibilité de l'hydrogène. Ce bénéfice potentiel doit cependant être pris avec précaution tant sa sensibilité à de multiple paramètres apparait importante. Des études supplémentaires seront nécessaires pour approfondir ces incertitudes, normales à un stade où le modèle économique de la production d'hydrogène ou des gaz verts en général n'est pas stabilisé et peut encore prendre des voies très différentes.

De manière générale, l'analyse de l'intérêt économique des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène pour la flexibilité du système électrique fera l'objet d'analyses approfondies, qui seront menées dans le cadre des prolongements.

11.7 Une évaluation du « mix optimal » dans différentes configurations de coûts qui conforte les principaux enseignements sur l'analyse économique des scénarios

11.7.1 Les scénarios des *Futurs énergétiques 2050* ne sont pas fondés sur une unique logique d'optimisation économique : leur bilan économique peut donc être amélioré en modifiant certains équilibres

Les mix de production considérés dans les *Futurs énergétiques 2050* sont définis a priori, pour refléter différents choix politiques et industriels et les aspirations sociétales identifiées dans le cadre de la concertation. Ils ne résultent pas d'une optimisation du coût total du système électrique même si la répartition des moyens de flexibilité fait bien l'objet d'une optimisation économique.

Il s'agit d'un choix de modélisation assumé car plus réaliste sur le plan de la décision publique. En pratique, le dimensionnement du mix électrique résulte d'arbitrages politiques où la puissance publique prend une part importante dans le choix des technologies de production, en fixant des objectifs pour chacune d'entre elles et en mettant en œuvre des mécanismes pour les atteindre. Ces objectifs sont pris en fonction de nombreuses considérations, qui intègrent la volonté de réduire le coût du système mais ne s'y bornent pas.

Cette logique de construction se retrouve dans chaque scénario, avec des logiques très marquées qui peuvent entraîner un coût :

- le scénario M1 est articulé autour du principe d'initiatives locales (autoconsommation, communautés énergétiques locales…) même si cette perspective a un coût : installer des panneaux solaires sur petites toitures est plus cher que développer de grands parcs au sol sauf à ce que les consommateurs installent les panneaux eux-mêmes, les coûts de réseaux de distribution induits sont plus élevés que dans les autres scénarios, les besoins de flexibilité saisonnière sont accentués par la forte part de photovoltaïque ;
- à l'inverse, le scénario M23 correspond à une trajectoire vers un mix 100 % énergies renouvelables qui privilégie les grands parcs afin de bénéficier d'économies d'échelle. Pour refléter un mix possible du point de vue des acteurs du système électrique, RTE a néanmoins intégré au scénario certaines limites de gisements et d'acceptabilité délibérées avec les professionnels du secteur dans le cadre de la concertation, ainsi que de contraintes industrielles ;
- les scénarios « N » reflètent différents rythmes possibles de poursuite d'exploitation des réacteurs nucléaires existants et de développement de nouveaux réacteurs (à grande puissance comme les EPR2 ou à faible puissance comme les SMR) sans chercher à optimiser cette capacité nucléaire sur le plan économique ;
- enfin, tous les scénarios prévoient un développement, d'ampleur plus ou moins importante, d'éoliennes en mer flottantes et de panneaux solaires sur toiture, bien que ces installations soient en apparence plus coûteuses que d'autres technologies renouvelables.

Cette méthode permet de refléter le fait que le mix de production électrique ne dépend pas uniquement de considérations économiques. Au-delà des décisions de politique industrielle mise en œuvre par la puissance publique, l'évolution du mix électrique relève aussi de l'appétence des consommateurs (par exemple, consommateurs souhaitant s'équiper de panneaux dans une logique « citoyenne » pour favoriser la transition énergétique), ou encore de dynamiques territoriales (par exemple, répartition du développement de l'éolien en mer selon les différentes régions et façades maritimes, ce qui conduira dans tous les cas à construire des parcs éoliens flottants au large de la Bretagne et en Méditerranée dans les prochaines années) ou de choix industriels.

Dans le cadre de l'analyse économique, les coûts complets de ces scénarios sont calculés a

posteriori, des variantes permettant de mesurer leur sensibilité aux hypothèses de coûts unitaires. Ces coûts complets permettent de qualifier ces scénarios, au même titre que leurs impacts environnementaux *(chapitre 12)*, leurs conditions et implications sociétales *(chapitre 13)*, les conditions techniques pour leur fonctionnement et les paris technologiques et industriels sous-jacents *(chapitre 7)*.

RTE considère que cette démarche de scénarisation est la plus adaptée à l'éclairage du débat public. Celle-ci a d'ailleurs été largement plébiscitée dans le cadre de la concertation.

11.7.2 L'analyse en mix optimal permet de dégager des configurations optimisées du point de vue théorique mais très sensibles aux hypothèses

La détermination d'un mix optimal selon une unique logique de la minimisation des coûts du système électrique constitue un exercice de style, intéressant sur le plan théorique mais susceptible de livrer des conclusions manichéennes (telles que l'éviction complète du photovoltaïque sur toiture par rapport à d'autres filières) et donc peu réalistes prises en dehors de leur contexte.

Sur le plan purement méthodologique, il faut noter que l'approche de type «mix optimal» peut s'avérer très sensible au calage des hypothèses d'entrée sur le coût des différentes technologies si le «coût système» de ces dernières est proche, ce qui est bien le cas à long terme pour la production d'électricité. Dans certains cas, l'approche peut conduire à identifier un mix «optimal» caractérisé par des parts très importantes de l'une ou l'autre des filières alors même que d'autres configurations très différentes donnent des coûts proches : le choix d'hypothèses de départ légèrement différentes pourrait alors conduire à faire basculer l'optimum vers un mix complètement différent. **RTE considère ainsi que les analyses de mix optimal doivent être prises avec beaucoup de précaution, dans la mesure où leurs résultats sont fortement dépendants des hypothèses initiales et où elles tendent à qualifier un mix «d'optimal» là où la conclusion devrait plutôt être que plusieurs configurations de mix entraînent des coûts relativement proches.**

Malgré ces limites, la recherche d'optimisation économique dans l'élaboration des scénarios de mix constitue un outil intéressant qui permet de prendre conscience des facteurs limitants sur le plan économique. Elle constitue un sujet d'interrogation récurrent dans le débat public et le monde de la recherche : plusieurs études externes sont ainsi fondées sur ce type d'approche[68], et aboutissent parfois à des résultats divergents d'une étude à l'autre, le mix optimal étant composé à 100% d'énergies renouvelables dans certaines et intégrant une part significative de nucléaire dans d'autres.

Les modèles d'optimisation utilisées par RTE permettent d'identifier de tels mix optimaux, ou alors d'identifier des «optima partiels» en fixant tel ou tel paramètre dans le modèle. **Dans le cadre des compléments apportés en février 2022, RTE a réalisé ce type de calcul et a évalué différentes configurations de mix optimal avec ou sans contraintes sur le développement de chaque filière. Les conclusions de cette analyse sont mises en regard des analyses sur les six mix de production et permettent de tirer des conclusions, présentées en partie 11.7.3.4, sur les enjeux économiques associés au déploiement de certaines filières.**

Dans le détail, l'analyse réalisée consiste à évaluer, pour des hypothèses de consommation et de coûts des technologies données, les capacités de production et de flexibilité optimales du point de vue des coûts complets annualisés (CAPEX et OPEX) en tenant compte des implications sur le réseau. L'optimisation peut être libre ou sous contrainte, et par exemple appliquée en fixant a priori la capacité de production nucléaire ou en la

68. Par exemple : «Trajectoire du mix électrique 2020-2060», ADEME, 2018 ou «Low-carbon options for the French power sector : What role for renewables, nuclear energy and carbon capture and storage», B. Shirizadeh and P. Quirion, Energy Economics, 2020

laissant libre dans l'optimisation. Ces calculs ont été menés en considérant un certain nombre d'invariants, tels que la capacité d'interconnexion ou encore l'évolution du mix de production européen, de manière à évaluer la pertinence économique des choix sur le mix électrique français toutes choses étant égales par ailleurs.

11.7.3 Le système électrique théorique de coût minimum : un intérêt à développer fortement l'éolien terrestre et un avantage des mix avec production nucléaire, mais un « optimum plat » avec des écarts de coûts réduits à partir d'une certaine capacité nucléaire

11.7.3.1 Au sein des énergies renouvelables : une pure logique d'optimisation conduirait à limiter le recours au photovoltaïque au profit d'un développement massif de l'éolien terrestre

Un premier type de simulation consiste à évaluer les marges d'optimisation qui portent sur le mix de production renouvelable. Il s'agit alors d'évaluer, pour une capacité nucléaire donnée, les niveaux de capacité optimaux des filières renouvelables et des flexibilités permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

L'analyse montre alors que tous les scénarios pourraient être optimisés sur le plan économique en modifiant certains des équilibres sur le mix de production renouvelable des différents scénarios.

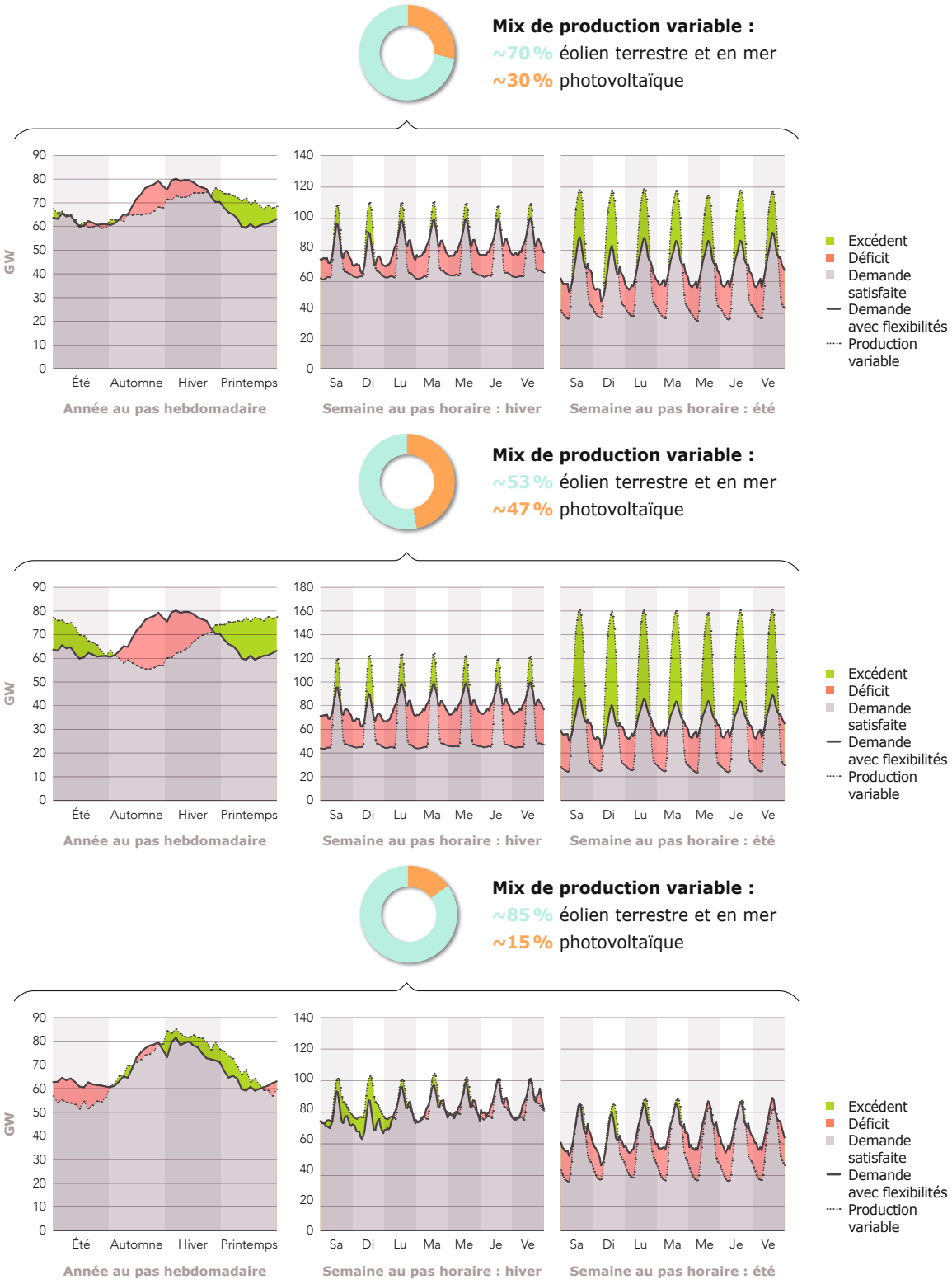
En premier lieu, tous les scénarios « optimisés » ne contiendraient aucune installation de photovoltaïque sur toiture dans la mesure où leur profil de production est quasi-similaire à celui du photovoltaïque au sol pour un coût unitaire supérieur, et très peu d'éolien en mer flottant en raison des perspectives de coûts plus importantes pour cette technologie que pour l'éolien terrestre et l'éolien en mer posé. Les scénarios optimisés du point de vue économique recourent donc presque uniquement aux sources renouvelables les moins coûteuses (éolien terrestre, éolien en mer posé et photovoltaïque au sol) et ce, quelle que soit la capacité nucléaire développée.

En particulier, ces configurations optimisées conduisent à mobiliser très fortement l'éolien dans le mix renouvelable et plus faiblement le photovoltaïque. Ainsi, l'optimisation conduit à une part de photovoltaïque dans le mix renouvelable (i.e. part de la production photovoltaïque par rapport au total de la production éolienne et photovoltaïque) de l'ordre de 10 à 15 % au maximum alors que celle-ci atteint environ 30 % à 40 % dans les configurations de référence des *Futurs énergétiques 2050,* et ce alors même que le LCOE du photovoltaïque au sol est le plus faible parmi l'ensemble des technologies bas-carbone considérées à l'horizon 2050.

Cette plus faible part du photovoltaïque dans un système optimisé s'explique par la moins bonne adéquation de son profil de production à la demande d'électricité à satisfaire (consommation de laquelle on déduit la production hydraulique non pilotable, comme illustré ci-contre), par rapport à l'éolien. En effet, la production photovoltaïque est naturellement plus élevée en été que l'hiver alors que la demande est à l'inverse plus importante l'hiver, ce qui génère donc un besoin de stockage saisonnier particulièrement coûteux. De même, l'alternance jour-nuit de cette production conduit à mobiliser des flexibilités spécifiques comme les batteries au-delà d'une certaine capacité photovoltaïque. La production photovoltaïque est néanmoins nécessaire pour gérer une partie de la variation journalière de la consommation ainsi que pour limiter une trop forte dépendance au vent dans les différents scénarios.

En conséquence, les configurations optimisées des scénarios conduisent à un développement très poussé de l'éolien, et en particulier de l'éolien terrestre, étant donné le gisement vraisemblablement limité pour l'éolien en mer posé et les surcoûts associés à la technologie

Figure 11.45 Adéquation à la demande du mix de production renouvelable non pilotable dans différentes configurations 100 % EnR – profils moyens



Avertissement : les figures présentées ci-contre sont à vocation illustrative. Les adéquations qui y sont illustrées à partir de profils moyens ne reflètent pas les besoins de flexibilité associés à la variabilité des productions en fonction des chroniques météo. Les besoins de flexibilité sont tout de même bien intégrés à l'optimisation du parc. En particulier, si ces figures restituent bien les plus forts besoins de flexibilité saisonnière et journalière associé à la présence de fort taux de photovoltaïque, elles masquent les besoins de flexibilité hebdomadaire et pluriannuelle associés aux forts taux d'éolien.

flottante. Un développement accru de l'éolien terrestre apparaît ainsi comme de nature à réduire le coût des scénarios.

Les capacités éoliennes terrestres installées dans un scénario de pure optimisation économique sans aucune capacité nucléaire pourraient atteindre de l'ordre de 200 GW, sous réserve qu'il soit possible de mobiliser un tel gisement à des coûts proches de ceux considérés dans les scénarios de référence où la capacité cible est beaucoup plus faible (50 à 60 GW). Il s'agit d'une hypothèse très forte, qui demanderait pour être établie des travaux supplémentaires sur les coûts prospectifs des différents types de gisements accessibles.

Ce type de développement soulève enfin des doutes sur le plan industriel et sur celui des conséquences en matière d'occupation du territoire et donc d'acceptabilité.

11.7.3.2 Entre le nucléaire et les renouvelables : une pure logique d'optimisation conduirait à un développement significatif du nucléaire, mais pour un bénéfice marginal qui décroît voire s'inverse au-delà d'un certain niveau

L'analyse en mix optimal différencie le cas des réacteurs actuels de deuxième génération d'une part, et la construction de nouveaux réacteurs d'autre part.

S'agissant des réacteurs actuels, **elle montre l'avantage économique de poursuivre l'exploitation des réacteurs existants à l'horizon 2030-2040.** En effet, le coût de prolongation des réacteurs nucléaires actuels au-delà de 40 ou de 50 ans d'exploitation (autour de 40 €/MWh) apparaît aujourd'hui comme très compétitif par rapport à la construction de nouvelles capacités renouvelables, nucléaires ou même thermiques. Ce résultat est cohérent avec le résultat de très nombreuses études et apparaît indiscutable sur le plan économique *(voir partie 11.3).*

S'agissant de la construction de nouveaux réacteurs, **l'analyse en mix optimal confirme avantage économique des scénarios avec nouveau nucléaire même dans le cas où ceux-ci se comparent avec des mix de production renouvelable totalement optimisés sur le plan économique.** Ceci est vrai même si, à long terme, le nouveau nucléaire conserve un coût de production supérieur à celui des énergies renouvelables matures. Le résultat se justifie sur le plan économique du fait qu'il soit pilotable et qu'il permette ainsi de réduire le besoin de flexibilité du système électrique européen interconnecté *(voir partie 11.6).*

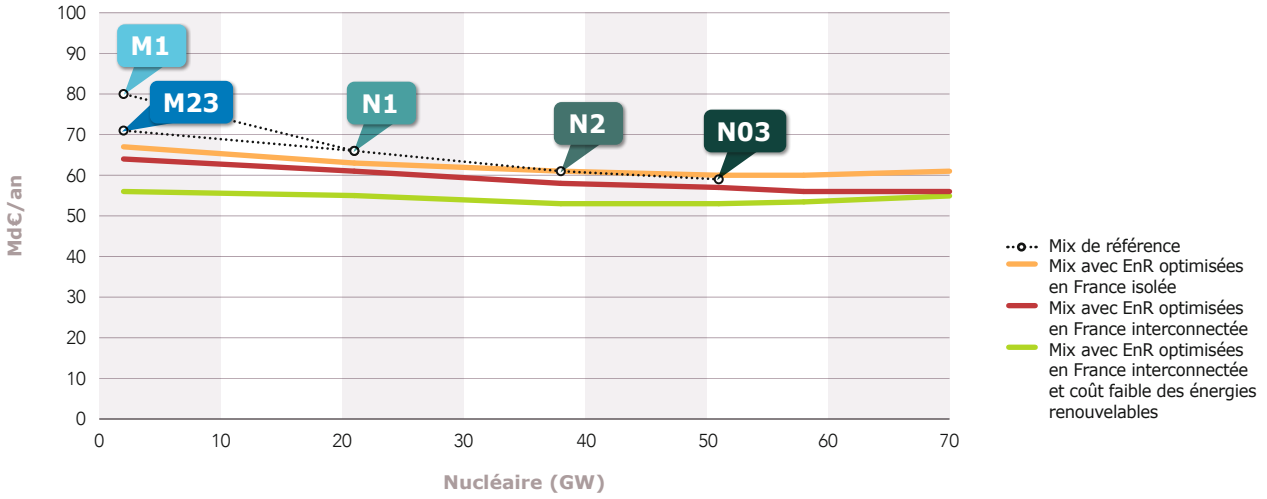
En retenant les hypothèses de coûts de référence, l'optimum économique se situerait à partir d'une quarantaine de gigawatts de capacité nucléaire, avec un degré d'incertitude important. Le mix optimal intègre donc également l'éolien terrestre dans des proportions importantes, l'éolien en mer posé et le photovoltaïque en privilégiant les grands centrales au sol. Les configurations comprenant une capacité significative de nucléaire restent sensiblement moins coûteuses que des configurations « 100 % renouvelable » optimisées, avec des écarts de coûts complets annualisés de l'ordre de 6 à 7 Md€ par an (contre par exemple 9 à 10 Md€ d'écart de coût entre M23 et N2 dans la configuration de référence).

L'analyse confirme qu'au-delà d'un certain volume de capacité nucléaire, le coût des différentes options de mix devient très proche (phénomène dit des « optimums plats »). Ainsi, l'optimisation ne peut servir à discriminer les scénarios : des configurations *a priori* très différentes (par exemple à partir de 40 GW de nucléaire) sont très proches en matière de coûts complets pour la collectivité.

En d'autres termes, au-delà d'une certaine capacité nucléaire, il est relativement indifférent, sur le plan économique, de développer de grands parcs d'énergies renouvelables technologiquement matures ou des réacteurs nucléaires additionnels.

Cette proximité des coûts complets des scénarios comprenant une capacité significative de nucléaire (à partir d'une quarantaine de

Figure 11.46 Coût complet annuel en 2060 des scénarios de référence et des scénarios de moindre coût (coûts unitaires de référence sauf mention contraire, CMPC 4 %)



gigawatts) conduit à rendre l'analyse très sensible à la modélisation du système électrique européen ainsi qu'aux hypothèses de coûts unitaires des technologies.

Ainsi, dans l'analyse des mix de moindre coût en France interconnectée, la diminution des coûts complets annualisés nets du système électrique français dans les scénarios avec nouveau nucléaire est due en partie à une valorisation plus importante des exports d'électricité français. Ceci signifie que le nouveau nucléaire ne se justifie alors pas uniquement pour apporter de la capacité pilotable en France mais également pour valoriser cette flexibilité à l'échelle du système électrique européen (en limitant les coûts de production à l'étranger). L'analyse dans une configuration théorique « en France isolée » optimisée (courbe jaune dans la figure ci-dessus) permet d'améliorer la compréhension de ce phénomène, puisqu'elle montre que l'optimum pourrait être atteint pour une capacité nucléaire inférieure à celle obtenue « en France interconnectée », avec une différence de coûts entre des configurations avec ou sans nouveau nucléaire par ailleurs légèrement réduite.

Ceci illustre à nouveau le caractère très « plat » de la courbe de coût en fonction de la capacité nucléaire dans des systèmes optimisés, en particulier pour un système isolé pour lequel les débouchés de la production nucléaire à l'export n'existent plus. Cette forme de la courbe de coût fait écho à la conclusion générale de l'analyse économique présentée à la partie 11.6.1, qui confirmait l'espace économique pour développer du nouveau nucléaire tout en soulignant que l'écart de coût avec un scénario « 100 % renouvelable » centré sur les grandes fermes solaires, éoliennes terrestre et éolienne en mer (M23) était faible et pouvait s'annuler selon certaines hypothèses.

11.7.3.3 Du fait des faibles différences de coûts entre les scénarios avec un mix renouvelable optimisé, l'évaluation du mix optimal apparaît très sensible aux hypothèses considérées sur le coût unitaire des technologies

La recherche du système électrique de moindre coût conduit, sous conditions de disponibilité des gisements de production renouvelable et de production nucléaire requis, à une courbe de coûts optimisés relativement «plate». Dès lors, le point bas de cette courbe, définissant le scénario théoriquement optimal devient encore plus sensible aux hypothèses de coûts unitaires des différents composants du système.

À titre d'illustration, une hypothèse de baisse de coûts plus importante des énergies renouvelables d'ici à 2050 (en particulier pour l'éolien terrestre) conduit à des coûts très proches entre les différents scénarios optimisés avec et sans nucléaire, au point que la quantité de nucléaire devient très peu différenciante. À l'inverse, une hypothèse de coûts élevés des énergies renouvelables accroît les différences entre scénarios optimisés avec et sans nouveau nucléaire et conduit à un mix théoriquement optimal très fortement fondé sur le nucléaire.

11.7.3.4 L'analyse en mix optimal confirme l'intérêt économique de l'éolien terrestre et du nucléaire, filières pour lesquelles les enjeux sont donc de nature sociétale ou industrielle

Les analyses en mix optimal ne peuvent suffire à être prescriptives s'agissant des choix des politiques publiques, puisqu'elles ne portent que sur l'une des dimensions qui interviennent dans le dimensionnement du mix électrique et les décisions des agents. Elles permettent par contre de mettre en lumière les enjeux associés à certaines filières.

Les analyses économiques complémentaires montrent tout d'abord que les limites au développement de l'éolien terrestre en France ne sont pas de nature économique. En l'absence de contrainte sur le déploiement des éoliennes, il serait ainsi possible de dépasser les 100 GW dans certaines configurations même en présence de réacteurs nucléaires, voire d'aller bien au-delà si le nucléaire est exclu par principe[69]. Dès lors, ce sont bien les enjeux de natures sociétale qui apparaissent à même de limiter le développement de la filière, voire des enjeux de nature industrielle si une unique logique de minimisation des coûts était choisie.

De la même manière, ces analyses montrent que les limites au développement du nucléaire ne sont pas non plus de nature économique. Elles sont tout d'abord de nature industrielle. Certaines configurations optimisées pourraient en effet conduire à mobiliser une capacité importante de nucléaire au-delà des niveaux de N2 ou N03, c'est-à-dire de la proposition la plus haute de la filière nucléaire dans le cadre de la concertation. Ces valeurs sont en outre extrêmement sensibles à de nombreux paramètres et donc au coût effectif de construction de nouveaux réacteurs nucléaires, qui demande à être confirmé dans la pratique, et à leurs conditions de financement. Des questions de nature sociétale (perception du risque d'accident nucléaire, question du traitement des déchets radioactifs) se posent également dans le débat public.

Ces analyses montrent enfin qu'une approche réduite à la recherche d'un optimum parfait entraîne un effet évictif très important sur l'éolien en mer flottant ou le petit photovoltaïque,

69. Avec une hypothèse de consommation électrique plus faible que celle intégrée dans la trajectoire de référence des *Futurs énergétiques 2050* (~645 TWh en 2050), les capacités éoliennes terrestres mobilisées dans le cadre d'un «mix optimal» pourraient être réduites. Une telle hypothèse de moindre hausse de la consommation électrique est ainsi parfois intégrée dans certaines études, mais elle interroge sur le bouclage énergétique d'ensemble pour atteindre la neutralité carbone. En effet, elle nécessite dans ce cas soit une très forte maîtrise de la demande passant par des efforts importants de sobriété énergétique, soit une mobilisation d'autres vecteurs bas-carbone, probablement via des importations depuis d'autres pays, les autres productions d'énergies bas-carbone en France (biométhane, biocarburants, bois-énergie) étant limitées par le gisement de biomasse.

qui ne semble pas justifié au regard de l'urgence d'augmenter la production d'électricité décarbonée pour atteindre les objectifs climatiques et qui apparaît même contestable dès lors que certaines externalités sont prises en compte. Par exemple, ne pas recourir à l'éolien en mer flottant, et le recours exclusif à l'éolien en mer posé, impliquerait une concentration géographique très marquée des productions maritimes dans les zones de faible profondeur des fonds marins, essentiellement dans le nord de la France et sur la côte normande. De même, l'absence de photovoltaïque en toiture s'accorde mal avec le souhait d'utilisation de surfaces déjà artificialisées et de diffusion des productions renouvelables facilitant une appropriation citoyenne. Par ailleurs, miser sur un développement des énergies renouvelables trop concentré sur l'éolien terrestre pourrait avoir un impact négatif sur l'effet de foisonnement de la production à l'échelle nationale *(voir partie 8).*

Les résultats confirment donc la réserve exprimée au début de ce paragraphe : si les simulations sur le mix optimal sont intéressantes sur le plan théorique et permettent d'enrichir la compréhension des résultats en montrant par exemple que les contraintes posées a priori sur l'éolien terrestre ou le nucléaire réduisent le potentiel d'optimisation économique des scénarios, elles ne peuvent se substituer à l'analyse complète des différentes options présentées dans la concertation qui permettent de représenter de manière plus réaliste l'éventail des choix pour la collectivité.

11.8 Les différents scénarios de consommation ont un impact de premier ordre sur les coûts bruts du système électrique mais modifient peu l'analyse comparée des mix électriques

11.8.1 La sobriété constitue un levier important de réduction des coûts du système électrique

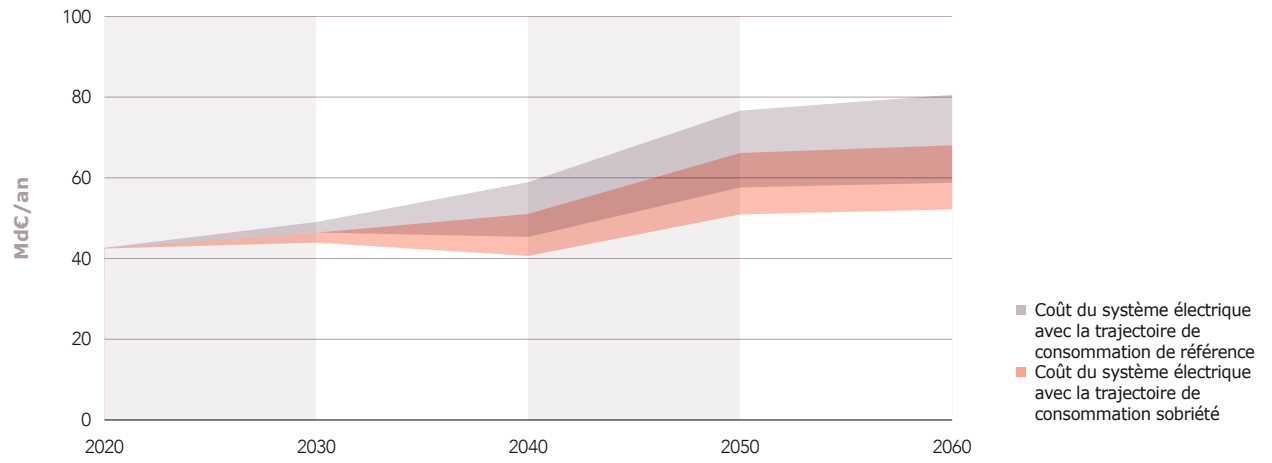
11.8.1.1 Dans le scénario « sobriété », le coût total brut du système électrique est réduit dans tous les mix de production « M » et « N »

Dans le scénario « sobriété », la hausse de consommation d'électricité est réduite par rapport à la trajectoire de référence grâce à des évolutions de modes de vie structurantes qui touchent tous les secteurs de l'économie (bâtiment, transport, industrie). La sobriété se traduit ainsi sur le dimensionnement du système électrique par une diminution du besoin en capacités de production bas-carbone et de moyens de flexibilité et permet en conséquence des économies importantes sur les coûts totaux du système électrique.

Afin d'évaluer l'impact de la sobriété sur les coûts du système électrique, la méthode d'analyse économique des *Futurs énergétiques 2050* a été appliquée aux différentes combinaisons des scénarios de mix croisés avec la trajectoire de sobriété dont l'analyse est présentée dans les chapitres précédents aux parties 5.3 (construction des scénarios), 7.11 et 7.12 (analyse des besoins de flexibilité), 10.2.8 et 10.3.4 (analyse des besoins de réseau).

En intégrant l'ensemble des composantes production-flexibilité-réseau, le chiffrage économique montre que la trajectoire de sobriété a un effet baissier de l'ordre de 10 à 15 % environ sur les coûts complets annuels du système électrique à l'horizon 2060, par rapport à la trajectoire de référence. Compte tenu de la dynamique avec laquelle pourrait intervenir une

Figure 11.47 Coûts complets du système électrique dans le scénario de consommation « sobriété », comparés à ceux de la trajectoire de référence



transformation sociétale de l'ampleur requise dans le scénario sobriété la mise en place de la sobriété et ses effets à long terme, les principales réductions de coût se situent à partir de 2040 : les économies s'élèvent à environ 1 Md€ par an à l'horizon 2030, et peuvent atteindre entre 6 et 12 Md€ en 2060.

Cette réduction des coûts par rapport à la trajectoire de référence doit être mise en regard de la baisse de la consommation d'électricité associée : le coût total du système électrique est plus faible dans le scénario de sobriété mais pour une énergie fournie moins importante. **Rapportés au MWh d'énergie consommée, le coût de l'électricité reste similaire entre les configurations de référence et avec sobriété.**

Il est important de noter que ce résultat provient de la construction même des mix, qui sont déterminés a priori par rapport à des aspirations sociétales et selon des principes discutés en concertation et ne se résument pas à une optimisation économique. Ainsi, la baisse de la demande entre le scénario de référence et le scénario sobriété ne conduit pas à ajuster le mix en supprimant les technologies les plus onéreuses *(voir principes présentés au chapitre 5 dans la partie 5.3)*, sauf à accepter l'éviction de filières entières (solaire sur toiture, éolien en mer flottant, etc.). Selon la même logique que celle présentée dans la partie 11.7.2 ci-dessus, des optimisations purement économiques sont possibles pour faire baisser les coûts de chaque configuration de mix.

11.8.1.2 L'écart entre les scénarios « N » et « M » est atténué dans la configuration « sobriété » mais l'analyse confirme la compétitivité des grands parcs d'énergies renouvelables et l'interêt économique du nouveau nucléaire même dans des scénarios de plus faible consommation

Dans la trajectoire de sobriété, toutes les composantes de coûts sont orientées à la baisse par rapport à la trajectoire de référence : la sobriété conduit en effet à diminuer le besoin de capacités de production renouvelable mais également le besoin de capacités flexibles et d'infrastructures de réseau.

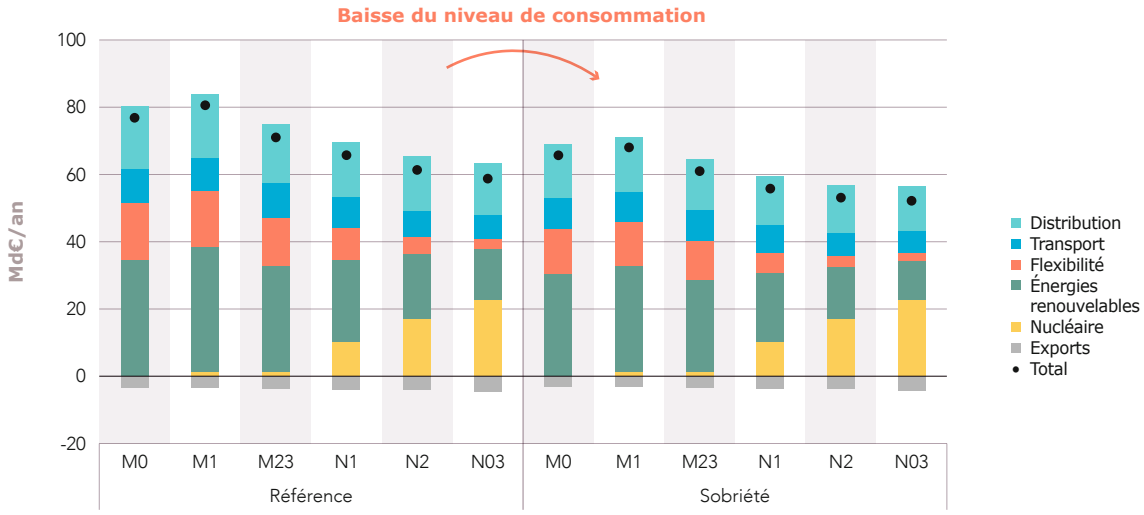
En particulier, la baisse des coûts de flexibilité et de réseau est légèrement plus importante dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables. Ceci s'explique notamment par le fait que les coûts de la flexibilité étaient d'ores et déjà relativement faibles dans les scénarios N2-référence et N03-référence, notamment du fait du faible besoin de capacités thermiques alimentées par des gaz décarbonés dans ces scénarios (sous réserve d'une forte interconnexion avec les pays voisins). Ainsi, réduire la consommation par rapport au scénario de référence se traduit par une évolution des coûts d'autant plus marquée que le poste de coût lié aux flexibilités était important.

Par conséquent, l'écart entre les scénarios avec et sans nouveau nucléaire est légèrement atténué dans la configuration « sobriété ». À titre d'exemple, l'écart entre les scénarios de mix M23 et N2 diminue de quelques milliards d'euros par an par rapport à leur version de référence (environ 7 à 8 Md€ d'écart entre M23-sobriété et N2-sobriété contre environ 9 à 10 Md€ d'écart entre M23-référence et N2-référence) notamment car les coûts des batteries et des centrales thermiques baissent plus fortement dans M23 que dans N2.

L'analyse montre que la sobriété n'est pas de nature à remettre en cause l'interclassement économique des scénarios de mix établi dans la trajectoire de référence. L'évaluation économique confirme ainsi les conclusions des précédentes parties : d'une part, il existe un espace économique pour la construction de nouveaux réacteurs même dans une configuration de sobriété et d'autre part, les énergies renouvelables présentent un intérêt économique réel, d'autant plus marqué avec le développement de grands parcs éoliens et solaires.

Le niveau de consommation influence les résultats au moins autant que les choix sur les mix de production. L'écart de coûts entre deux scénarios de mix fondés sur des trajectoires de consommation différentes (par exemple,

Figure 11.48 Coûts complets du système électrique dans le scénario « sobriété », comparés au scénario de référence, en 2060, selon le mix de production



environ 10 Md€ d'écart entre N1-référence et N1-sobriété, hors valorisation des externalités liées à la sobriété) est ainsi du même ordre de grandeur que l'écart de coûts entre des scénarios avec ou sans nouveau nucléaire fondés sur une même trajectoire de consommation (par exemple, environ 10 Md€ d'écart de coûts entre M23-référence et N2-référence). De même, le chiffrage comparé des scénarios montre que le coût total d'un scénario M23-sobriété est proche du coût des scénarios de type N1-référence ou N2-référence. Enfin, l'analyse détaillée des scénarios « M » montre qu'un mix 100 % renouvelable dès 2050 (scénario M0-sobriété) associé à une hypothèse de sobriété peut-être atteint à un coût complet équivalent ou inférieur à des scénarios qui n'atteindraient cet objectif qu'en 2060 (scénario M23-référence).

Ceci confirme qu'au-delà des conséquences industrielles, environnementales et sociétales, la sobriété constitue un levier de maîtrise des coûts pour le système électrique.

11.8.1.3 En s'appuyant sur l'évolution des modes de vie, la sobriété induit plusieurs externalités dont la valeur économique fait débat

Les baisses de coût en cas de développement de la sobriété, 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 associé au trafic routier, du temps passé dans les transports, amélioration de la qualité de l'alimentation, etc.

Ce débat ne peut être tranché dans le cadre des *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.**

11.8.2 L'économie du scénario de réindustrialisation profonde : un coût supplémentaire du système électrique qui doit être mis en regard des bénéfices attendus sur l'emploi, la souveraineté ou encore l'empreinte carbone

La réindustrialisation de la France est motivée par des raisons multiples, telles que la défense et la qualité de l'emploi, la compétitivité de l'économie française, la volonté de renforcer la souveraineté du pays ou celle d'en réduire l'empreinte carbone.

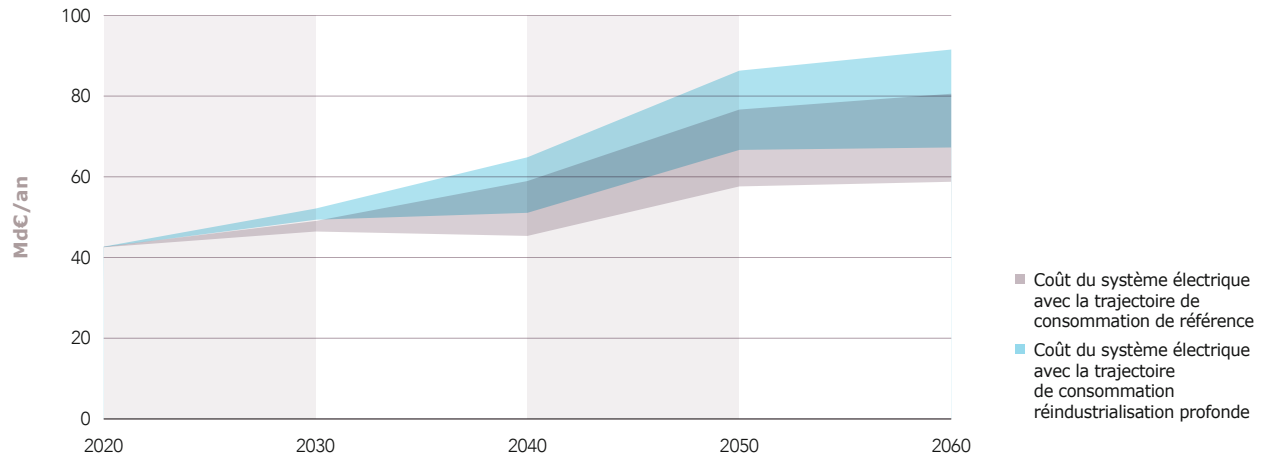
Dans un contexte d'atteinte de la neutralité climatique, toute perspective de réindustrialisation nécessite d'avoir recours à des usages énergétiques et des procédés peu ou pas carbonés. À ce titre, la France dispose à date d'un double avantage climatique et économique compte tenu du caractère décarboné et à faible coût de la production de l'électricité, pouvant constituer un facilitateur d'une politique de réindustrialisation à moyen terme.

L'analyse économique de ce scénario permet d'assurer, qu'à long terme, le système électrique français continuera à offrir des coûts de production maîtrisés et ne constituera pas une barrière à la mise en œuvre d'une politique de réindustrialisation profonde (en assurant par exemple un haut niveau de sécurité d'approvisionnement – ce qui est le cas dans l'ensemble des scénarios étudiés par RTE) ainsi qu'à évaluer les choix les plus pertinents de mix électrique pour alimenter cette consommation supplémentaire au meilleur coût.

11.8.2.1 Dans le scénario de réindustrialisation profonde, les coûts bruts augmentent de l'ordre de 10 à 15 % mais le coût du MWh consommé reste du même ordre de grandeur

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 des usages directs de l'électricité (procédés industriels, chaudières électriques…) ainsi que pour la production d'hydrogène en vue de fournir des gaz décarbonés pour certains usages difficilement

Figure 11.49 Coûts complets du système électrique dans le scénario « réindustrialisation profonde », comparés à ceux de la trajectoire de référence (l'aire représente l'ensemble des scénarios de mix considérés)



électrifiables. Il nécessite donc de bâtir un système électrique apte à alimenter une consommation plus importante d'environ 750 TWh *(voir partie 5.3.2), qui porterait la part de l'industrie à environ 12-13 % du PIB français.*

De manière symétrique à l'analyse des scénarios de sobriété, **la trajectoire de réindustrialisation profonde se traduit par un coût complet du système électrique plus élevé de l'ordre de 10 à 15 % à l'horizon 2060.**

Pour couvrir la consommation supplémentaire d'électricité du secteur industriel, les différents mix de production voient leur besoin en capacité de production bas-carbone augmenter. Cet effet explique au premier ordre la hausse globale des coûts complets avec la réindustrialisation profonde. En outre, le maintien d'un haut niveau de sécurité d'approvisionnement dans un contexte d'augmentation de la consommation nécessite un recours accru à la flexibilité et des développements de réseau supplémentaires (que ce soit sur le réseau de transport ou le réseau de distribution, pour alimenter les industriels et raccorder les énergies renouvelables supplémentaires).

La hausse des coûts du système électrique français dans la trajectoire de réindustrialisation profonde doit être rapportée à la consommation d'électricité supplémentaire couverte dans ce scénario : le coût moyen du MWh de consommation supplémentaire atteint ainsi autour de 95 €/MWh, quel que soit le scénario de mix considéré. Ce coût moyen du MWh ajouté est globalement du même ordre de grandeur voire inférieur aux coûts moyens de l'électricité dans les scénarios de référence. Ceci s'explique par le « profil plat » de la consommation industrielle (voire « profil flexible » dans le cas des usages de l'hydrogène), qui génère de moindres besoins de flexibilité et de réseau que le reste de la consommation.

11.8.2.2 L'interclassement des coûts complets des six scénarios de mix est identique à celui en trajectoire de référence avec des écarts de coûts du même ordre de grandeur

La hausse des coûts complets dans la trajectoire de réindustrialisation profonde est générale et peu différenciée selon les mix de production. En effet, la consommation d'électricité supplémentaire dans le scénario de réindustrialisation profonde génère des coûts additionnels de production, de flexibilité et de réseau relativement homogènes entre les scénarios.

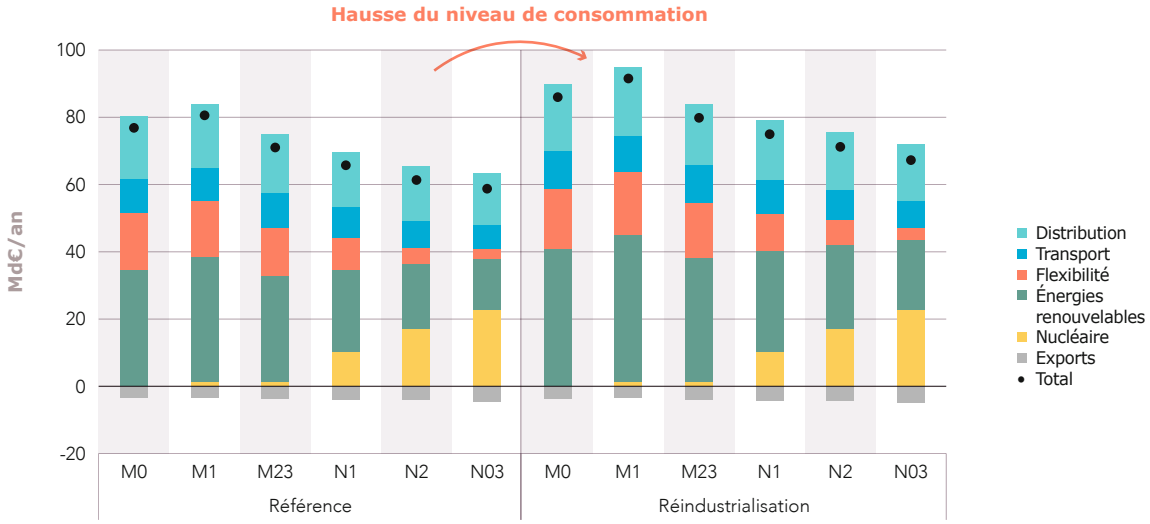
La configuration de réindustrialisation profonde n'est donc pas de nature à modifier l'interclassement économique des scénarios de mix qui reste identique à celui obtenu avec la trajectoire de consommation de référence.

Sur le moyen terme, la réindustrialisation profonde de l'économie peut être accompagnée favorablement par une maximisation de la production des sources d'électricité bas-carbone les plus compétitives, avec une prolongation de l'essentiel des réacteurs nucléaire existants et l'accélération du développement des énergies renouvelables les plus matures et les moins coûteuses (éolien terrestre, photovoltaïque au sol, éolien en mer posé proche des côtes).

Sur le long terme, l'analyse confirme à nouveau la robustesse des conclusions sur l'espace économique du nucléaire et des grands parcs d'énergies renouvelables dans une trajectoire de consommation plus haute que la trajectoire de référence. En particulier, l'écart entre les scénarios avec et sans nouveau nucléaire n'évolue pratiquement pas dans la trajectoire de réindustrialisation profonde. Ce résultat admet pour corollaire qu'une hypothèse de consommation plus haute que dans la trajectoire de référence ne conduit donc pas à créer un avantage économique plus important pour les scénarios avec nouveau nucléaire.

Cette conclusion diffère ainsi de celle obtenue avec l'analyse des effets de la sobriété, qui montrait une atténuation des écarts de coûts entre scénarios de mix électrique par rapport à la trajectoire de référence, du fait d'une baisse des besoins de flexibilité plus ou moins importante selon les scénarios.

Figure 11.50 Coûts complets du système électrique dans le scénario de consommation «réindustrialisation profonde», comparés à ceux en trajectoire de consommation de référence, en 2060, selon le mix de production



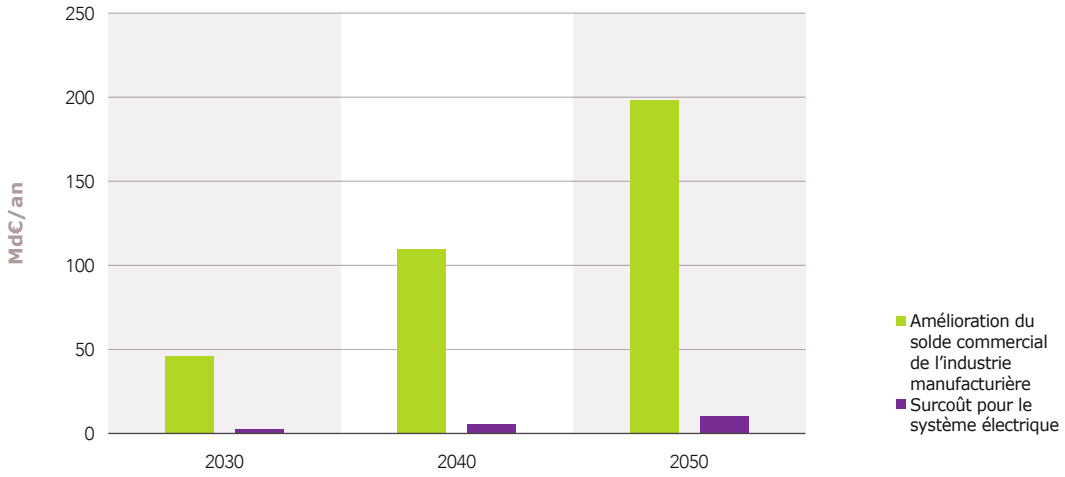
11.8.2.3 L'analyse économique de la réindustrialisation doit prendre en compte les gains attendus par la réindustrialisation profonde de certaines activités (emplois, réduction de l'empreinte carbone, souveraineté stratégique sur certains secteurs clés…), qui devront faire l'objet d'analyses approfondies

Les coûts additionnels des scénarios de réindustrialisation profonde doivent être mis en regard des bénéfices qui découleraient d'une réindustrialisation poussée de l'économie française. En effet, la réindustrialisation contribue à l'amélioration du solde commercial de l'industrie manufacturière et de manière générale au solde commercial de la France. Le gain par rapport à la trajectoire de référence (qui intégrait déjà une légère amélioration – *voir chapitre 3)* est déjà marquée sur le court/moyen terme (+46 Md€ en 2030) pour ensuite gagner 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 simplifiée[70] montre que plusieurs centaines de milliers d'emplois pourraient être créés dans l'industrie à l'horizon 2050 dans le scénario de réindustrialisation profonde, mais ces analyses méritent d'être précisées (en intégrant l'effet de l'amélioration de la productivité, ce qui aurait l'effet de réduire le nombre d'emplois estimé). Au-delà des bénéfices économiques, les analyses environnementales soulignent 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 France[71].

70. Avec un modèle entrées-sorties, à productivité inchangée et sans considérer les rétroactions macroéconomiques (effets sur les salaires, la consommation de biens…).
71. Voir partie 12.2.6 pour une description détaillée.

Figure 11.51 Effet du scénario de réindustrialisation profonde sur les coûts du système électrique et le solde commercial de l'industrie manufacturière



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 bruts 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…), la facture énergétique représente une faible partie des coûts de production : pour ces entreprises, la qualité et la continuité de l'alimentation constituent des exigences plus importantes en matière de fourniture d'électricité que son prix.

Les industries grandes consommatrices d'énergie seraient en revanche plus sensibles à une variation 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 de dispositifs facilitant l'intégration au système pourraient constituer des prérequis pour assurer une visibilité et une confiance suffisante à même de déclencher des investissements.

11.9 Le déploiement des solutions de décarbonation disponibles à un stade industriel est économiquement justifié du point de vue de l'action pour le climat et doit être engagé à court terme

L'atteinte des objectifs climatiques (actuellement -40 % d'émissions en 2030 par rapport à 1990, neutralité carbone en 2050) nécessite des investissements conséquents, notamment pour l'évolution de la production et des usages électriques. Dans une logique d'efficacité économique et de minimisation des dépenses publiques pour la décarbonation, de nombreux acteurs cherchent à identifier les leviers les moins coûteux pour réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Pour cela, le « coût d'abattement des émissions de gaz à effet de serre » constitue un indicateur clé à l'élaboration d'une stratégie climat efficiente : il représente le coût unitaire, du point de vue de la collectivité, associé à la réduction d'émissions permise par une action donnée, exprimé en euros par tonne de CO_2eq évitée.

Dans le cadre de ses études récentes sur l'intégration des nouveaux usages électriques (mobilité, hydrogène, chauffage), RTE avait calculé et publié des analyses sur le coût d'abattement associé à chacune des transformations considérées. Ces évaluations sont actualisées et complétées dans l'étude *des Futurs énergétiques 2050.* Elles confirment dans les six scénarios de mix et les trois scénarios de consommation, la pertinence économique des trajectoires d'efficacité énergétique et d'électrification envisagées dans le cadrage de l'étude. Elles permettent également d'identifier, au sein de ces trajectoires, les actions sans regret pouvant faire l'objet d'une priorisation par les politiques publiques et d'une accélération dans le cadre du rehaussement des objectifs climatiques à l'horizon 2030.

11.9.1 Une analyse détaillée du coût d'abattement action par action confirme l'intérêt d'activer de nombreux leviers dès aujourd'hui pour atteindre les objectifs climatiques

11.9.1.1 Une méthode de calcul des coûts d'abattement fondée sur les préconisations du rapport Criqui et appliquée de manière systématique à différentes actions de décarbonation

L'évaluation du coût d'abattement d'un projet ou d'une politique publique repose sur une comparaison en coûts et en émissions entre deux solutions : l'une fossile et l'autre permettant de réduire ces émissions par une réduction de la consommation d'énergie ou par un transfert vers une solution moins carbonée. La valeur du coût d'abattement d'une action de décarbonation correspond alors au surcoût qu'elle induit, rapporté au volume d'émissions qu'elle permet d'éviter. Son efficacité économique et climatique peut alors s'apprécier en comparant ce coût d'abattement à la valeur de l'action pour le climat (VAC) définie par le rapport Quinet[72], supposée refléter le niveau d'effort collectif à engager pour atteindre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

La valeur du coût d'abattement est donc fortement dépendante de la solution contrefactuelle (utilisant une énergie fossile) retenue ainsi que du périmètre de comptabilisation des coûts et des émissions.

En particulier, différents périmètres pour la comptabilisation des émissions de gaz à effet de serre peuvent être envisagés. Une première approche consisterait à respecter *stricto sensu* le périmètre défini pour le calcul de la valeur de l'action pour le climat, c'est-à-dire se limiter aux émissions territoriales. Cependant, ce périmètre pourrait favoriser certaines techniques d'électrification en négligeant par exemple l'impact climatique de la production d'une batterie de véhicule électrique à l'étranger ou les émissions induites sur le système électrique européen. Autant que possible, une approche «en cycle de vie» a été adoptée dans les études menées par RTE *(cf. partie 12.2.3).*

Une attention particulière doit être portée à l'affectation des coûts et émissions du système électrique compte tenu de l'importance de l'électrification des usages dans l'atteinte de la neutralité carbone (près de 50 % de la réduction des émissions territoriales d'ici 2050). Cela pose une difficulté méthodologique spécifique puisque d'une part, côté production, l'électricité voit son contenu carbone varier en fonction des moyens et sources de production sollicités sur la plaque européenne et d'autre part, côté consommation, l'électricité ainsi produite alimente plusieurs usages simultanément, ce qui pose la question de l'attribution des émissions à chaque usage. Pour traiter ce sujet, plusieurs méthodes ont émergé et ont été débattues au regard des objectifs visés. RTE a retenu dans ses précédentes publications une approche dite «incrémentale avec adaptation du mix électrique», la plus à même de représenter les conséquences du développement des usages électriques et de l'évolution simultanée du parc de production. Cette approche est également retenue dans l'étude des *Futurs énergétiques 2050 :* pour chaque action d'électrification, le coût et les émissions de CO_2 associés à la demande d'électricité additionnelle sont évalués de manière incrémentale par rapport aux scénarios étudiés (ici à l'horizon 2030). Ceci permet de tenir compte du fait que selon les usages concernés et le profil de demande au cours de l'année, le coût et les émissions liés à un besoin supplémentaire d'électricité ne seront pas les mêmes. Par exemple, la production d'électricité induite par un développement du chauffage électrique n'aura pas le même coût ni le même contenu carbone que celle nécessaire à l'alimentation des véhicules électriques dont la recharge est flexible.

72. «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, février 2019

Enfin, il est recommandé d'intégrer à l'évaluation du surcoût les éventuelles externalités associées à la mise en œuvre d'une action. En effet, certaines actions ne permettent pas seulement de réduire les émissions mais génèrent d'autres effets pour la collectivité : il s'agit de co-bénéfices ou de co-dommages. Leur prise en compte peut modifier significativement la valeur du coût d'abattement. Ces externalités recouvrent néanmoins des impacts de natures très différentes (bruit, pollution, emploi…), dont la valeur est parfois difficile à évaluer de manière précise (par exemple, pour l'impact paysager) et dépend par ailleurs d'enjeux locaux (par exemple, pour la pollution ou le bruit). Par conséquent, ces co-bénéfices ou co-dommages n'ont pas été inclus dans les évaluations des coûts d'abattement présentés ci-après mais ont été étudiés par ailleurs *(voir la partie 11.9.4 ou encore les parties 12.3 à 12.6 sur les impacts environnementaux autres que les émissions de CO_2, par exemple les polluants atmosphériques).*

Du point de vue de la méthode, plusieurs modes de calcul des coûts d'abattement sont également possibles.

Afin de définir un cadre méthodologique partagé, une commission de France Stratégie, présidée par Patrick Criqui, a examiné plusieurs modalités de calcul des coûts d'abattement[73]. Le rapport des travaux de cette commission présente trois approches conformes à la théorie économique : approches « à valeur sociale du carbone constante », « ajustée à la VAC » ou « en budget carbone ». Les deux premières sont toutefois difficilement applicables et présentent plusieurs défauts (par exemple, la première n'est valable que pour une valeur sociale du carbone constante dans le temps et la seconde doit être revue en cas de mise à jour de la valeur de l'action pour le climat). En conséquence, l'approche finalement retenue par RTE dans les *Futurs énergétiques 2050,* correspond à l'approche « en budget carbone », couramment utilisée pour ce type d'études[74].

L'analyse qui suit consiste donc à déterminer **les coûts d'abattement de différentes options de décarbonation, qui seraient déclenchées dès aujourd'hui (avec le coût des équipements actuels), avec un périmètre de comptabilisation des émissions étendu et une prise en compte systématique de l'impact sur le système électrique européen, dans une approche en « budget carbone ». Les coûts sont évalués action par action afin d'identifier et ainsi de cibler celles qui auraient un intérêt climatique et économique fort à être déployées en priorité.**

De nombreux paramètres, tels que l'évolution du prix des combustibles fossiles, l'usage qui sera fait de l'équipement ou encore les coûts d'investissement des technologies les moins matures, rendent incertaine l'évaluation du surcoût induit par l'action sur toute sa durée de vie ainsi que des émissions qu'elle permettra d'éviter. Par conséquent, de nombreuses analyses de sensibilité sur des hypothèses clés ont été réalisées et sont présentées dans la suite. Ces analyses portent notamment sur :

- des hypothèses de prix moyens des combustibles observés en 2021 plutôt que des hypothèses de prix fondées sur le scénario prospectif « *Sustainable Development* » de l'AIE[75] ;
- une hypothèse de coût de l'électricité plus élevé que celui évalué par la méthode incrémentale ;
- des variantes sur les services rendus (i.e. intensité d'utilisation), par exemple sur le besoin thermique selon le type de logement (neuf ou ancien) ou sur le nombre de kilomètres parcourus par les véhicules ;
- différentes trajectoires de baisses de coûts attendues dans certains secteurs (comme celui de la mobilité électrique).

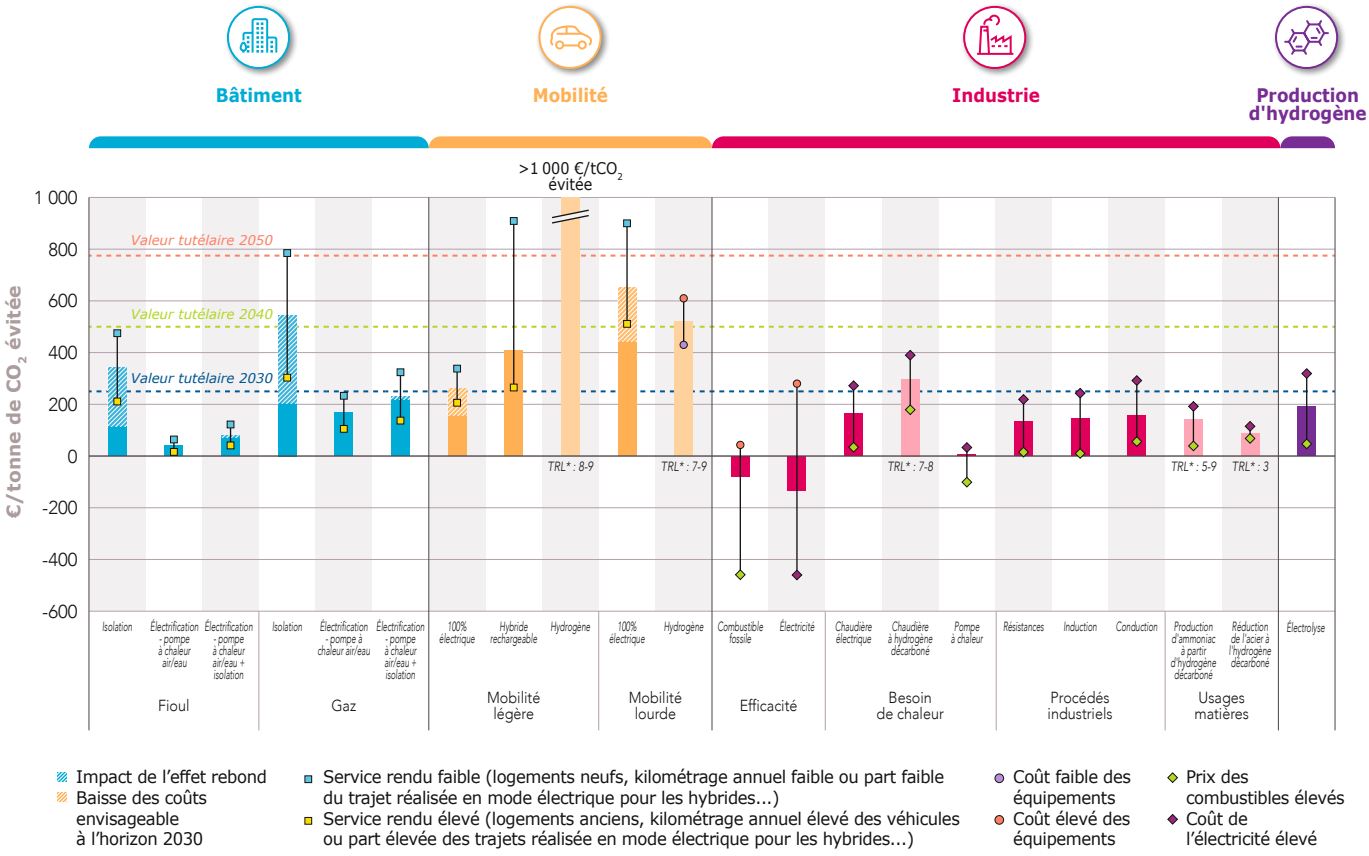
73. « Les coûts d'abattement – Partie 1 Méthodologie », Rapport de la commission présidée par P. Criqui, juin 2021
74. Les résultats de l'approche en « budget carbone » ne sont théoriquement pas directement comparables à la valeur de l'action pour le climat car la trajectoire de cette dernière croit plus vite que le taux d'actualisation public (4,5 %) d'ici 2030. Cependant, l'approche en « budget carbone » donne des valeurs de coût d'abattement plus élevés que la méthode « ajustée à la VAC », ce qui assure que, si les actions ont des coûts d'abattement en approche « budget carbone » plus faibles que la valeur de l'action pour le climat, alors elles sont bien pertinentes pour la collectivité.
75. World Energy Outlook 2020

11.9.1.2 L'électrification et l'efficacité énergétique évaluées dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050* apparaissent comme des solutions compétitives pour lutter contre le changement climatique : leurs coûts d'abattement sont généralement inférieurs à la valeur de l'action pour le climat

À l'horizon 2030, les coûts d'abattement de la plupart des actions de réduction des émissions envisagées dans les *Futurs énergétiques 2050* sont moins élevés que la valeur tutélaire (250 €/tCO$_2$eq) issue du rapport Quinet de 2019. **Ceci signifie que les solutions disponibles et matures pour décarboner l'économie sont pertinentes du point de vue de la collectivité et devraient être engagées sans tarder.**

Cette conclusion est renforcée par le fait que la trajectoire de la valeur de l'action pour le climat, calculée par rapport aux objectifs de la SNBC, sera revue à la hausse en cas d'adoption par la France d'objectifs plus contraignants à l'horizon 2030 (paquet « Fit for 55 »). À l'horizon 2040, l'ensemble des actions étudiées sont inférieures à la valeur de l'action pour le climat (500 €/tCO$_2$eq), ce qui justifie de se préparer à déployer ces solutions sur le long terme pour atteindre la neutralité carbone.

Figure 11.52 Coûts d'abattement et leurs incertitudes comparés aux valeurs de l'action pour le climat (2030, 2040 et 2050)



Clé de lecture : *Le remplacement d'une voiture particulière essence ou diesel par un véhicule électrique léger conduit à un coût d'abattement entre 200 et 350 €/tCO$_2$eq évitée selon le kilométrage annuel du véhicule remplacé. Dans le cas où les coûts des véhicules électriques baisseraient d'ici 2030, le coût d'abattement serait réduit à environ 150 €/tCO$_2$eq évitée.*

** : le TRL (Technology Readiness Level) est évalué sur une échelle de 1 à 9 et définit le niveau de maturité technologique*

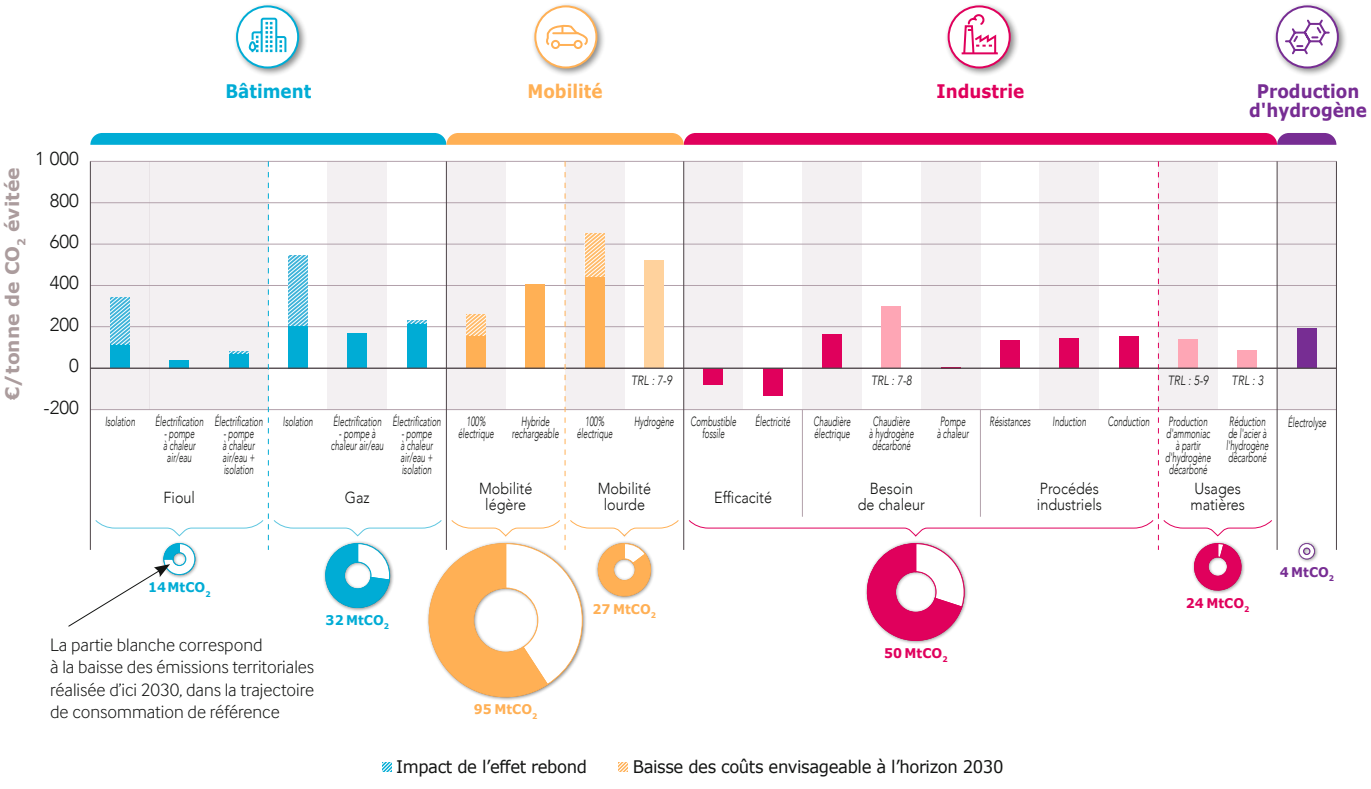
11.9.1.3 L'atteinte des objectifs climatiques de la France passera par des actions de décarbonation dans l'ensemble des secteurs de l'économie

L'indicateur de coût d'abattement est régulièrement utilisé pour déterminer une préséance dans les actions à entreprendre sur la base de l'interclassement de leurs coûts d'abattement (par ordre croissant). Cependant, l'analyse menée par RTE montre qu'il n'est pas possible de concentrer l'ensemble des efforts sur un secteur de l'économie plutôt qu'un autre.

En effet, il existe des solutions de réduction des émissions au sein de différents secteurs qui présentent des coûts d'abattement proches (par exemple, le passage d'un véhicule thermique à un véhicule électrique et l'électrification d'un logement chauffé au gaz) et qui sont donc difficiles à discriminer. Ce constat se trouve renforcé par les analyses de sensibilité représentant les incertitudes entourant ces coûts d'abattement (évolution des prix des combustibles, intensité d'utilisation par les usagers, coûts des solutions décarbonées) : les actions ayant des coûts d'abattement proches peuvent voir leur interclassement modifié dès lors qu'une hypothèse est légèrement modifiée.

Par ailleurs, le coût d'abattement ne saurait déterminer à lui seul l'ordre des solutions à déployer de par l'écart entre sa nature intensive (€/tCO$_2$eq) et celle des objectifs

Figure 11.53 Coûts d'abattement des différentes actions d'efficacité et d'électrification associées aux volumes d'émissions territoriales



Clé de lecture : *les émissions territoriales liées à la mobilité légère qui représentent environ 95 MtCO$_2$eq aujourd'hui sont réduites de 39 MtCO$_2$eq d'ici 2030 dans le scénario de référence, grâce à la mise en œuvre de différentes mesures (électrification, hybridation mais aussi report modal, meilleure efficacité énergétique des véhicules thermiques…).*

climatiques qui se déclinent en volume d'émissions à réduire. Les coûts d'abattement doivent en conséquence être mis en regard des des volumes d'émissions qui leur sont associés. Cela confirme l'impossibilité pour la France d'atteindre ses objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre en portant son action climatique dans un seul secteur puisque la réduction visée d'ici 2030, dans la SNBC actuelle, est de près de 125 $MtCO_2$ par rapport à 2019 (ce qui est supérieur aux émissions du transport – premier secteur émetteur) et pourrait être rehaussée à 160 $MtCO_2$ en cas d'adoption du paquet « Fit for 55 ». Pour atteindre l'objectif « zéro émissions nettes » en 2050, des actions même coûteuses devront être engagées dans l'ensemble des secteurs de l'économie, les puits de carbone ne permettant qu'une absorption limitée d'émissions résiduelles.

À moyen terme, au-delà de l'évaluation des coûts d'abattement, l'atteinte de ces objectifs nécessite de prendre en compte les dynamiques de déploiement des différentes solutions. Par exemple, le taux de renouvellement du parc est plus rapide dans les transports que dans le bâtiment (6 à 7 % par an pour les véhicules légers, contre 1 à 2 % pour le logement), offrant ainsi une opportunité de décarbonation plus rapide. Pour les secteurs soumis à des constantes de temps longues, une restauration ou modernisation de l'existant doit être envisagé, comme dans le bâtiment via l'isolation des logements actuels. Toutefois, même dans ce cas, il est nécessaire de tenir compte des capacités techniques ou industrielles nécessitant une mise en œuvre lissée dans le temps de certaines actions : par exemple, même avec la volonté de généraliser la rénovation des bâtiments existants, il n'apparaît pas possible de mobiliser un nombre suffisant d'entreprises ou d'artisans pour rénover la totalité du parc de logements de manière immédiate.

Dans le souci de l'atteinte de la neutralité climatique à long terme, il est nécessaire d'éviter d'engager aujourd'hui, de manière systématique des actions à coûts d'abattement faibles qui auraient des effets limités sur les émissions, notamment en cas de « lock-in technologique »[76]. Par exemple, compte tenu de leur longue durée de vie, si des installations industrielles sont renouvelées aujourd'hui, elles pourraient encore être en fonctionnement en 2050 voire bien au-delà. Le recours à de nouvelles installations fossiles dans les prochaines années rendrait très complexe leur décarbonation ultérieure, sauf à anticiper leur fin de vie, constituant alors des coûts échoués. De même, certaines solutions présentent des contraintes en matière de gisement qui pourraient conduire à des difficultés d'approvisionnement en cas de développement massif : il s'agit par exemple des solutions reposant sur le bois-énergie ou le biométhane dont le potentiel disponible en France est limité. Enfin, la prise en compte des effets de volume sur les émissions permet d'identifier des leviers potentiellement coûteux ou des solutions non disponibles industriellement à date (dont le niveau de maturité est mesuré par le TRL – *Technology Readiness Level*, sur une échelle de 1 à 9) mais qui permettent des gains substantiels sur les émissions et qui seront incontournables pour atteindre la neutralité carbone.

En conséquence, l'atteinte des objectifs climatiques à moyen terme devra mobiliser des actions dans l'ensemble des secteurs de l'économie.

76. Cette notion de « verrouillage technologique » désigne l'adoption durable d'une technologie au détriment d'une autre qui s'avérerait plus efficace.

11.9.2 Au sein des différents secteurs, les coûts d'abattement permettent de dégager des ordres de priorité

11.9.2.1 Dans le bâtiment : optimiser les coûts de la décarbonation en ciblant les logements chauffés au fioul et les passoires thermiques en priorité

Les émissions directes liées aux usages énergétiques dans le secteur des bâtiments (résidentiels et tertiaires) ont représenté un peu moins de 20 % des émissions de gaz à effet de serre nationales en 2019, dont environ 11 % pour les seules émissions liées au chauffage.

Compte tenu du faible taux de renouvellement du parc de bâtiments (environ 1 à 2 % par an), l'enjeu de décarbonation de ce secteur porte en premier lieu sur les logements existants qui, pour une large part, existeront toujours en 2050. Le calcul des coûts d'abattement s'est donc concentré sur les logements chauffés au fioul et au gaz fossile en évaluant des actions d'efficacité énergétique sur le bâti (isolation) et d'électrification (remplacement de chaudières alimentées par des combustibles fossiles par des solutions électriques comme les pompes à chaleur).

De manière générale, cette analyse montre que la combinaison d'un effort d'efficacité sur le bâti et d'une action d'électrification efficace à partir d'une pompe à chaleur sur les logements chauffés avec des combustibles fossiles offre le meilleur potentiel de décarbonation. Le déploiement de ce type d'actions apparaît tout à fait justifié par rapport à la valeur de l'action pour le climat.

Dans le détail, l'analyse des coûts d'abattement associés aux différentes actions sur le chauffage et le bâti permet d'identifier des stratégies de priorisation.

En particulier, l'évolution des coûts d'abattement dans les différents types de logements met en évidence l'importance de prioriser la décarbonation des logements chauffés au fioul sur ceux chauffés au gaz. En effet, le chauffage au fioul, bien que minoritaire en France (~3,4 millions de logements) représente une part substantielle des émissions du bâtiment (~14 $MtCO_2eq$). Les actions de décarbonation visant ces logements ont donc un intérêt climatique et économique marqué, qui se traduit par un coût d'abattement particulièrement faible, inférieur à 100 €/tCO_2eq évitée en cas d'électrification. Les actions sur les logements chauffés au gaz présentent quant à elles des coûts d'abattements plus élevés que pour les logements chauffés au fioul (du fait d'un facteur d'émission moindre pour le gaz que pour le fioul) mais ces coûts restent inférieurs à la valeur de l'action pour le climat en 2030. La rénovation des bâtiments chauffés au gaz reste donc justifiée du point de vue économique pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre, notamment lorsqu'elle intègre le remplacement du système de chauffe.

L'évaluation des coûts d'abattement montre également que les actions portant seulement sur l'isolation du bâti (sans changement de la solution de chauffage) ont un intérêt climatique marqué dans les logements chauffés par des combustibles fossiles mais sont coûteuses et doivent être concentrées, au moins dans un premier temps, sur les passoires thermiques.

Ces évaluations sont néanmoins particulièrement sensibles à la prise en compte de l'effet rebond ou en d'autres termes à l'intégration du «service rendu» dans l'analyse. En effet, la meilleure efficacité énergétique du bâti conduit généralement à une augmentation de la température de consigne ou du nombre de pièces chauffées qui vient contrebalancer une partie du gain sur la consommation énergétique et les émissions de gaz à effet de serre mais améliore le confort des individus. La prise en compte de l'effet rebond conduit à un coût d'abattement plus élevé, qui peut parfois devenir supérieur à la valeur de l'action pour le climat (sauf pour la rénovation ciblée sur les passoires thermiques chauffées aux combustibles fossiles). Ce résultat soulève néanmoins la question de la valorisation de l'externalité positive associée au gain de confort qui se traduit notamment par une réduction de la précarité énergétique *(voir partie 11.9.4* sur les co-bénéfices).

11.9.2.2 Dans la mobilité : une priorité à donner à la mobilité électrique légère dont le coût d'abattement est le plus faible et pourrait baisser encore dans les années à venir

Le secteur des transports est le seul dont les émissions n'ont pas diminué depuis 1990 et représente aujourd'hui près d'un tiers des émissions de gaz à effet de serre de la France. Celles-ci proviennent principalement du secteur du transport routier, sur lequel se concentrent donc de nombreuses mesures de décarbonation (normes sur les émissions de gaz à effet de serre, primes pour l'achat de véhicules électriques, interdiction de la vente de véhicules thermiques neufs à partir de 2040 voire potentiellement à partir de 2035 si les nouveaux objectifs discutés au niveau européen sont adoptés…).

Sur ce secteur, l'évaluation des coûts d'abattement réalisée par RTE a porté sur le remplacement des véhicules existants par des véhicules électriques, hybrides rechargeables ou hydrogène. D'autres solutions techniques ou organisationnelles existent comme le report modal, la sobriété dans les déplacements, l'amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules neufs ou encore le recours à d'autres carburants (biogaz ou biocarburants, sujets à des contraintes de gisement sur la biomasse), mais n'ont pas été évaluées en détails à ce stade.

Pour la mobilité légère, le passage à des véhicules 100 % électriques semble être l'option à privilégier avec des gains importants sur les émissions de gaz à effet de serre à un coût maîtrisé. La baisse des coûts attendue sur les batteries pourrait par ailleurs faire diminuer encore le coût d'abattement lié au passage au véhicule électrique (autour de 150 €/tCO_2eq évitée d'ici quelques années). Il s'agit ainsi de la manière la plus efficiente de décarboner le transport routier même si le développement massif du véhicule électrique à long terme conduit à un point de vigilance sur la consommation de métaux critiques associés tels que le cobalt ou le lithium *(voir partie 12.3).*

S'agissant du véhicule hybride rechargeable, celui-ci rend possible une plus faible réduction des émissions (risque de *lock-in* technologique), avec une part incertaine des trajets qui est effectivement réalisée en mode électrique. Le coût d'abattement plus élevé associé au remplacement d'un véhicule essence par un véhicule hybride rechargeable est donc nettement plus élevé et plus incertain que pour le passage à un véhicule 100 % électrique. Quant au véhicule à hydrogène, celui-ci présente un coût très élevé (> 1 000 €/tCO_2eq évitée) et ne semble donc pas présenter d'intérêt particulier pour la mobilité légère vu d'aujourd'hui.

Pour la mobilité lourde, l'analyse met en évidence des coûts de décarbonation plus élevés (autour de 500-600 €/tCO_2eq évitée) que pour l'électrification de la mobilité légère et qui atteignent des niveaux proches entre différentes solutions (notamment poids lourds électriques ou à l'hydrogène[77]). En effet, l'électrification du segment des poids lourds nécessite des batteries de taille importante et le surcoût est d'autant plus élevé que leur poids et leurs besoins d'autonomie sont importants. La concurrence avec d'autres solutions de décarbonation est par ailleurs plus marquée et présente plus d'incertitudes que pour la mobilité légère, les différentes technologies étant aujourd'hui encore très peu déployées par rapport aux poids lourds essence et diesel.

77. D'autres technologies comme les biocarburants ou le bio-GNV sont également susceptibles de permettre la décarbonation du transport lourd mais avec un enjeu sur le gisement de biomasse mobilisable. Les coûts d'abattement correspondant à ces technologies n'ont toutefois pas pu être évalués à date dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050*

11.9.2.3 Dans l'industrie : des coûts d'abattement hétérogènes et des solutions qui n'entrent pas forcément en concurrence mais des gains importants sur les émissions

Les émissions de l'industrie manufacturière représentent aujourd'hui près de 20 % des émissions nationales soit 80 $MtCO_2eq$ (dont 50 $MtCO_2eq$ sont liées à l'utilisation de l'énergie et 30 $MtCO_2eq$ sont des émissions dites « de procédés », associées à des réactions mécaniques ou chimiques). L'industrie constitue un ensemble très hétérogène, qui recouvre une grande diversité de procédés[78], impliquant des équipements de types et de tailles très différents.

L'évaluation des coûts d'abattement pour la décarbonation de l'industrie est par conséquent particulièrement difficile, les actions à engager étant nombreuses et de natures variées. Elle permet néanmoins de tirer quelques grands enseignements.

D'une part, les actions d'efficacité énergétique dans l'industrie affichent un gain à la fois climatique et économique important. Des efforts conséquents en matière d'efficacité énergétique ont déjà été engagés par le secteur dans le passé, mais des progrès apparaissent encore possibles dans certains secteurs ciblés. Des actions supplémentaires notamment de valorisation de la chaleur fatale, de valorisation énergétique des déchets ou encore d'optimisation peuvent être déployées. Les règlements d'éco-conception qui accompagnent le renouvellement progressif des équipements industriels permettront également de réduire la consommation d'énergie. La majorité de ces actions semblent pouvoir permettre à moyen et long terme des économies aux industriels, et sont donc à des coûts d'abattement négatifs.

D'autre part, l'électrification d'un grand nombre d'usages énergétiques dans l'industrie apparaît possible à moyen terme pour un coût d'abattement inférieur à 200 €/tCO_2eq. Pour la décarbonation des procédés industriels, plusieurs techniques électriques déjà matures peuvent se substituer à la consommation de combustibles fossiles dans l'industrie (par exemple, pompes à chaleur, techniques de résistance, d'induction, de conduction, de compression mécanique de vapeur ou encore d'infra-rouge)[79]. Les équipements reposant sur ces techniques électriques ont généralement de meilleurs rendements que leurs équivalents fonctionnant aux combustibles, même si cet avantage est moindre pour les procédés nécessitant les plus hautes températures. Les coûts d'abattement associés à l'électrification des besoins de chaleur basses températures se situent ainsi dès aujourd'hui en deçà de 50 €/tCO_2eq grâce aux coefficients de performances élevés des pompes à chaleur et de la recompression mécanique de vapeur. L'électrification des besoins de chaleur ou des procédés nécessitant des températures plus élevées (à plus de 150 °C) présente des coûts d'abattement plus importants mais qui restent *a priori* inférieurs à la valeur de l'action pour le climat en 2030.

Sur la durée de vie d'un tel équipement, l'essentiel de la dépense des industriels est surtout à l'usage, pour la consommation d'énergie : le coût d'abattement dépend moins du surcoût d'investissement initial que des coûts relatifs de l'énergie et du gain énergétique permis par le passage à l'électrique.

Afin de ne pas obérer la capacité à décarboner ces usages en créant un verrouillage technologique, ces solutions doivent être mises en œuvre dès les prochains renouvellements des installations concernées car leurs durées de vie peuvent dépasser 30 ans. Il est ainsi essentiel d'assurer l'alignement des intérêts privés et collectifs, en s'assurant notamment que les coûts et les bénéfices de la décarbonation portés par les industriels reflètent bien l'intérêt de réduire les émissions de gaz à effet de serre pour la collectivité.

Enfin, à plus long terme, des changements de procédés pourraient permettre de réduire les

78. Un procédé industriel désigne toute opération ou ensemble d'opérations de transformation (mécanique, chimique ou autre) permettant d'obtenir à partir de matières premières des biens, matériaux ou produits chimiques en grande quantité
79. Rapport « Première analyse du potentiel technique d'électrification des procédés industriels thermiques par des technologies matures », Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie (CEREN), octobre 2019

émissions des usages matières. Certains secteurs, comme la production d'acier, d'éthylène ou d'ammoniac, utilisent en effet des combustibles fossiles en tant que matières premières. Dans les hauts-fourneaux par exemple, le procédé de production d'une tonne d'acier primaire implique la consommation d'environ 600 kg de coke obtenu à partir de charbon. Pour ces industries, il ne suffit pas de décarboner le service énergétique : un basculement vers de nouveaux procédés, qui sont aujourd'hui pour l'essentiel peu matures, sera nécessaire.

11.9.2.4 Pour la production d'hydrogène : un coût d'abattement de l'ordre de 200 €/tCO_2 semble atteignable

Axe prioritaire de la stratégie hydrogène de la France, le déploiement d'électrolyseurs en remplacement des unités de vaporeformage au méthane permettrait d'éviter plusieurs millions de tonnes de CO_2 par an.

L'estimation du coût d'abattement confirme **l'intérêt de l'électrolyse pour décarboner la production d'hydrogène et la pertinence d'un fonctionnement en bande à moyen terme** avec un coût d'abattement de l'ordre de 200 €/tCO_2eq. Un électrolyseur fonctionnant de manière flexible (par exemple uniquement sur les heures où le contenu carbone de l'électricité est le plus faible) présente à moyen terme un coût d'abattement plus élevé, de l'ordre de 300 €/tCO_2eq, du fait d'un amortissement des coûts d'investissement des électrolyseurs sur un nombre plus réduit d'heures de fonctionnement. À plus long terme, ce type de fonctionnement pourrait néanmoins devenir très compétitif, en particulier dans des mix à forte part en énergies renouvelables et si les baisses de coûts attendues pour les électrolyseurs et le transport et le stockage d'hydrogène se matérialisent.

L'évaluation de ce coût d'abattement apparaît particulièrement sensible au coût de l'énergie qui est un paramètre clé de l'équation économique d'un électrolyseur. L'augmentation du coût de l'électricité pourrait renchérir de près de 100 €/tCO_2eq le coût d'abattement tandis qu'à l'inverse une hausse du prix du gaz (telle que celle observée fin 2021 et début 2022) pourrait faire chuter le coût d'abattement à moins de 50 €/tCO_2eq.

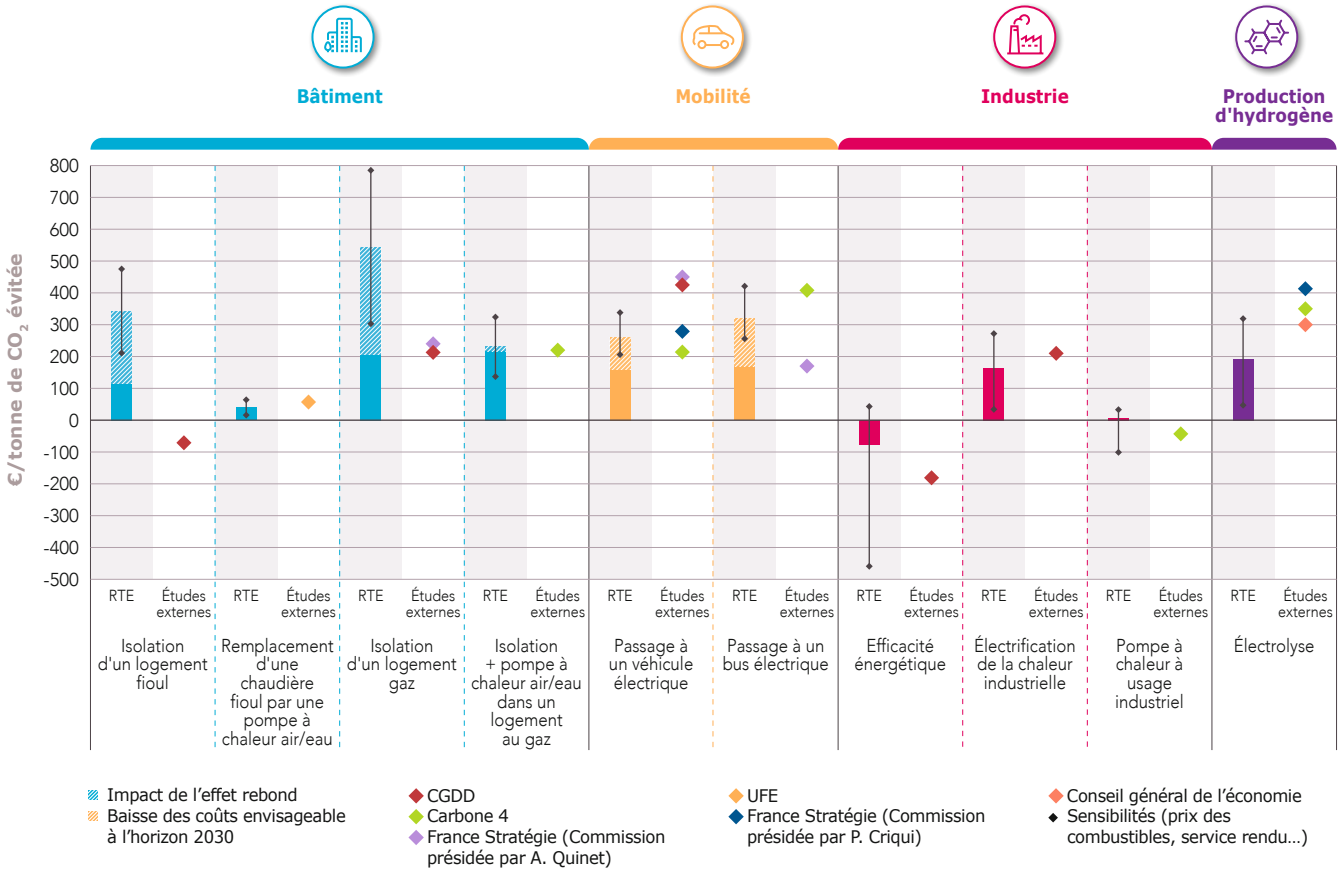
Le gisement d'émissions de CO_2 associé uniquement à la production d'hydrogène à base de vaporeformage apparaît limité en comparaison d'autres secteurs de l'économie mais l'usage d'hydrogène en tant que vecteur énergétique aurait la propriété de pouvoir décarboner d'autres secteurs pour lesquels les solutions d'électrification semblent difficiles à mettre en place sur le plan technique ou économique (procédés industriels ou mobilité lourde par exemple).

11.9.3 Une comparaison à la littérature qui tend à conforter les ordres de grandeur obtenus, malgré des différences de méthodes ou de périmètres

La littérature sur l'évaluation des coûts d'abattement est aujourd'hui concentrée sur un nombre limité d'études, notamment si le périmètre est restreint au cas français (la comparaison avec les coûts d'abattement d'actions situées dans d'autres pays serait délicate compte tenu des différences de contexte et de mix électrique pouvant exister). Même si elle n'est pas exhaustive, la littérature étudiée[80] montre de nombreux points de convergence avec les résultats obtenus par RTE, par exemple pour l'électrification des besoins de chauffage ou de mobilité.

Lorsque des différences sont observées, il est difficile d'en expliciter les causes compte tenu des différences en matière de méthodologie, de périmètre (intégration des co-bénéfices, périmètre de comptabilisation des émissions de CO_2, en analyse

Figure 11.54 Comparaison aux coûts d'abattement de la littérature pour différentes actions de décarbonation



80. «Les coûts d'abattement – Partie 2 : Transports», rapport de France Stratégie (commission présidée par P. Criqui), 2021 ;
«Baromètre de la décarbonation – Comment décarboner en profondeur et sans tarder le bâtiment, les transports et l'industrie ?», Carbone 4, novembre 2018 ;
«Thématique – Trajectoires de transition au moindre coût», Commissariat général au développement durable, novembre 2016 ;
«Les clés pour financer l'évolution de la demande en France – Méthode et résultats», Union Française de l'électricité, 2016 ;
«La valeur de l'action pour le climat – Compléments», rapport de France Stratégie (commission présidée par A. Quinet), 2019 ;
«La décarbonation des entreprises en France», Conseil général de l'économie, 2021

de cycle de vie ou en émissions directes…) et plus largement sur les hypothèses de référence utilisées (notamment le prix des combustibles fossiles).

À noter qu'en plus de définir un cadre méthodologique de référence pour le calcul des coûts d'abattement, la commission France Stratégie présidée par Patrick Criqui souhaite établir une série de coûts d'abattement harmonisés pour les grands secteurs de l'économie (transports, électricité, hydrogène, bâtiment, industrie et agriculture) qui devrait à terme constituer une référence en matière de valeurs de coûts d'abattement en France (à date, seules les études concernant le secteur des transports et de l'électricité sont disponibles).

11.9.4 La prise en compte des co-bénéfices de la décarbonation, notamment à l'échelle locale sur la santé, renforce l'intérêt des politiques climatiques

11.9.4.1 De nombreux co-bénéfices possibles associés aux politiques de décarbonation mais difficiles à intégrer de manière exhaustive à l'analyse économique

Figure 11.55 Exemples de co-bénéfices de la décarbonation dans différents secteurs

	Actions possibles	Nature des co-bénéfices de la décarbonation : Sanitaire et sociale	Environnementale	Économique & stratégique
Tous secteurs confondus	• Efficacité énergétique • Électrification • Recours à d'autres vecteurs énergétiques décarbonés • Sobriété des modes de vie	• Réduction de la pollution atmosphérique (augmentation de l'espérance de vie, réduction des maladies respiratoires et cardiovasculaires…)	• Réduction de la pollution atmosphérique (préservation des écosystèmes)	• Innovations technologiques • Baisse de la dépendance énergétique de la France • Réduction de la pollution atmosphérique (amélioration des rendements agricoles)
Mobilité	• Efficacité énergétique • Changement de motorisation • Report modal • Réduction du nombre de kilomètres parcourus/ circuits courts • Aménagement des villes et des territoires	• Accroissement de l'activité physique (vélo, marche…) • Réduction des nuisances sonores	• Préservation des espaces naturels par l'aménagement du territoire	• Réduction des coûts dus aux trajets domicile-travail • Loyers et valeur du foncier
Bâtiment	• Rénovation (isolation, changement des équipements de chauffage) • Sobriété énergétique • Hausse de la cohabitation • Densification de l'habitat	• Réduction de la précarité énergétique (réduction du taux de surmortalité hivernale, amélioration de l'apprentissage des enfants, augmentation de la surface habitable…) • Meilleure résilience aux épisodes de froid et de canicule • Amélioration du confort des individus (y compris confort phonique)	• Préservation des espaces naturels	• Amélioration du prix à la revente d'un bien immobilier • Création d'emplois non délocalisables
Industrie	• Efficacité énergétique • Électrification • Recours à d'autres vecteurs énergétiques décarbonés • Changement de procédés industriels • Économie circulaire • Consommation raisonnée		• Baisse des besoins d'extraction de matière par la hausse du recyclage	• Fiabilité et flexibilité accrue des équipements • Possibles gains de productivité • Compétitivité hors prix

Les politiques climatiques visent en priorité à décarboner l'économie, mais leur mise en œuvre peut induire d'autres externalités que les bénéfices liés à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Ces externalités sont qualifiées de co-bénéfices si elles sont positives pour la collectivité, et de co-dommages dans le cas contraire. À titre d'exemple, si l'accord de Paris a pour principal objectif la baisse des émissions de gaz à effet de serre pour limiter le réchauffement climatique, la recherche des co-bénéfices de la décarbonation y est aussi un facteur essentiel pouvant justifier et accélérer le déclenchement d'actions en faveur du climat.

Les co-bénéfices de la décarbonation peuvent apparaître à des degrés divers dans les différents secteurs de l'économie et sont de nature variés :

- Sanitaire et sociale : avec la baisse des inégalités, en particulier la réduction de la précarité énergétique (bâtiment) ;
- Environnementale : par leurs effets sur les écosystèmes et la biodiversité ;
- Économique : en influençant l'innovation, la localisation des emplois, ou encore la compétitivité hors prix (industrie) ;
- Stratégique : en améliorant la sécurité d'approvisionnement énergétique.

Du fait de leurs conséquences généralement concrètes et observables immédiatement au niveau local (au contraire des émissions de gaz à effet de serre), les co-bénéfices sont de nature à favoriser l'acceptation sociale des politiques de décarbonation et donc participer activement à leur déploiement. Ils peuvent également représenter un gain tangible pour la collectivité (par exemple, en réduisant les coûts du système de santé) qui peut être intégré en tant que tel à l'évaluation des coûts d'abattement (sur la base de valeurs tutélaires).

Toutefois, la prise en compte et la valorisation systématique de ces externalités s'avère particulièrement complexe compte tenu d'une part de la difficulté à les estimer de manière exhaustive (il est également nécessaire de considérer les co-dommages) et d'autre part de la difficulté à les traduire sur le plan économique.

11.9.4.2 La réduction de la pollution atmosphérique dont l'impact sur la santé se chiffre à plusieurs points de PIB paraît constituer un co-bénéfice de premier plan des politiques climatiques

Au niveau mondial, le principal co-bénéfice associé à la lutte contre le changement climatique est l'amélioration de la qualité de l'air permise par la réduction de la production de charbon (déjà faible en France), mais également par l'évolution du transport routier, du chauffage résidentiel et de l'industrie. Dans le cadre de l'analyse environnementale des *Futurs énergétiques 2050,* un volet a ainsi été consacré au sujet de la pollution atmosphérique *(partie 12.6),* qui est à l'origine de nombreuses maladies respiratoires et responsable de plusieurs dizaines de milliers de décès prématurés chaque année en France.

Bien qu'une quantification économique soit difficile (les évaluations variant d'un facteur un à quatre du fait de méthodologies hétérogènes), les différentes études sur le sujet convergent sur un coût sanitaire de la pollution extérieure se chiffrant en dizaine de milliards d'euros par an en France, soit de l'ordre de plusieurs points de PIB. Ceci permet d'établir que l'amélioration de la qualité de l'air peut dégager des bénéfices potentiellement importants sur le plan économique.

Au-delà de la réduction de certains impacts nocifs comme celui des polluants atmosphériques, les politiques climatiques peuvent également être de nature à améliorer le confort (notamment effet rebond associé à la rénovation du bâtiment) et avoir des effets positifs sur le plan sanitaire (réduction du taux de surmortalité hivernale, de certaines maladies cardio-vasculaires et respiratoires…). D'autres co-bénéfices d'une politique de décarbonation profonde peuvent également apparaître, comme la création d'emplois locaux non délocalisables ou encore la réduction de la dépendance énergétique.

11.9.4.3 Les co-bénéfices peuvent fortement réduire les coûts d'abattement mais leur évaluation est incertaine et leur intégration difficile compte tenu de leur aspect local

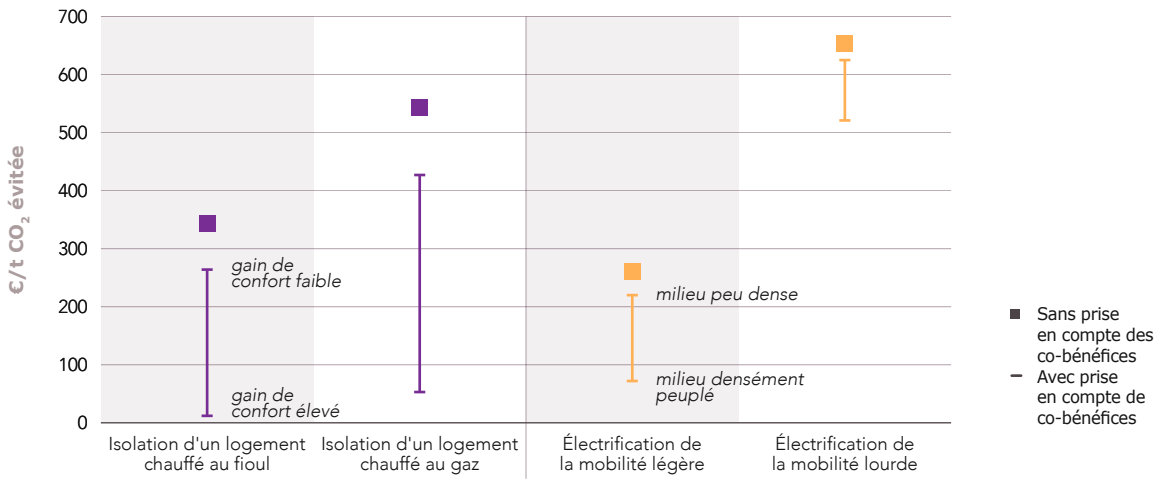
Les co-bénéfices sanitaires de la décarbonation sont très dépendants du contexte local[81] : ils ne sont par exemple pas les mêmes en milieu urbain dense qu'en zone rurale. L'évaluation de l'efficience des politiques de décarbonation peut donc différer d'une zone à une autre, dès lors que sont prises en compte les externalités locales.

Plusieurs études, dont celle menée par RTE dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050*, montrent que la prise en compte des co-bénéfices peut substantiellement réduire l'évaluation des coûts d'abattement dans tous les secteurs (réduction allant jusqu'à plusieurs centaines d'euros par tonne de CO_2 évitée).

À titre d'illustration, il est possible de représenter l'effet de la prise en compte des co-bénéfices en matière de confort ou en matière de réduction de la pollution atmosphérique sur l'évaluation des coûts d'abattement *(voir figure 11.55).*

Dans le bâtiment, la réduction théorique de la consommation énergétique attendue après la rénovation d'un logement n'est pas observée en pratique. En effet, grâce à la réduction de leur facture d'énergie, les habitants peuvent augmenter la température de leur logement et ainsi gagner en confort et en qualité de vie, avec un impact positif sur leur santé. Cet effet rebond (compris entre 30 % et 70 %) traduit également une baisse de la précarité énergétique pour certains ménages : pour prendre en compte ces bénéfices dans un coût d'abattement, une première estimation consiste à le calculer en l'absence d'effet rebond. Ainsi, pour la rénovation, l'intégration de ces gains en confort

Figure 11.56 Incidence de la prise en compte de co-bénéfices sur l'évaluation des coûts d'abattement de certaines actions de décarbonation (exemples)



81. Cassen, C., Guivarch, C. & Lecocq, F. (2015). Les cobénéfices des politiques climatiques : un concept opérant pour les négociations climat ? *Natures Sciences Sociétés,* 41-51.

conduit à faire baisser de manière très significative le coût d'abattement lié à des actions d'isolation de logements chauffés par des énergies fossiles.

Pour mesurer les bénéfices sanitaires liés au remplacement des véhicules diesel et essence par des véhicules électriques, les véhicules thermiques peuvent être pénalisés à hauteur de leurs émissions de polluants atmosphériques compte tenu de leur impact sur la santé humaine : une estimation moyenne, à partir de la littérature, conduit à attribuer à ces polluants un coût de l'ordre de 70 milliards par an pour la collectivité. Leur impact est d'autant plus élevé qu'une zone est densément peuplée : si 54 % de la mortalité associée aux polluants atmosphériques a lieu dans les grandes villes, seulement 20 % des kilomètres parcourus en voiture ont lieu dans des communes densément peuplées[82]. La prise en compte de ce surcoût attribuable à la pollution atmosphérique des véhicules thermiques conduit également à diminuer fortement le coût d'abattement lié au véhicule électrique, notamment pour les véhicules particuliers.

La prise en compte des différentes externalités dans l'évaluation des coûts d'abattement est limitée aux impacts qui peuvent être quantifiés économiquement et est soumise à une certaine subjectivité (quel coût donner aux nuisances sonores, à l'impact sur la santé humaine…). L'analyse des actions de décarbonation réalisée dans cette partie repose donc principalement sur des considérations économiques et climatiques, mais cela ne suffit pas à représenter l'ensemble des implications de ces leviers de décarbonation.

En pratique, le remplacement d'une technologie par une autre ne se fait pas toujours à même service rendu (plus d'attente à la recharge d'un véhicule électrique qu'à celle d'un véhicule thermique par exemple) et peut induire des changements d'usage. De la même façon, un changement technologique n'aura pas, au-delà des émissions de gaz à effet de serre, le même impact environnemental (la fabrication de ces véhicules électriques a une plus forte incidence sur les écosystèmes que celle d'un véhicule thermique, notamment dans les territoires où les ressources minérales destinées aux batteries sont extraites et traitées). L'incidence environnementale des différents scénarios est étudiée dans la suite immédiate de ce rapport *(chapitre 12).*

Par ailleurs, d'autres leviers de décarbonation possibles ne reposent pas sur des changements technologiques mais de modes de vie. Il apparaît encore plus difficile d'évaluer les coûts et/ou les bénéfices associés à ces transformations organisationnelles ou comportementales (report sur des modes de transport doux, hausse de la cohabitation, alimentation plus locale, autres actions de sobriété…). Ces différents leviers sont étudiés plus en détail dans le chapitre 13.

82. Enquête « Mobilité des personnes » 2019, SDES