

Les coûts d'abattement

Partie 3 – Électricité

Rapport de la commission présidée par
Patrick Criqui



LES COÛTS D'ABATTEMENT

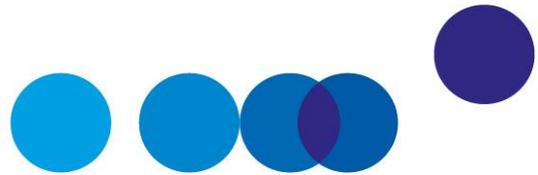
Partie 3 – Électricité

Rapport de la commission
présidée par **Patrick Criqui**

Rapporteurs

Julie Corberand, Silvano Domergue, Olivier de Guibert,
Emmanuel Memmi et Aude Pommeret





PRÉSENTATION

Suite à la signature de l'Accord de Paris en 2015, la France s'est engagée à atteindre la neutralité carbone à horizon 2050. La Stratégie nationale bas carbone (SNBC), révisée tous les cinq ans, constitue la feuille de route française pour lutter contre le changement climatique : elle détaille les actions à mettre en œuvre dans chaque secteur. Le présent travail vise à fournir des outils méthodologiques dans la perspective de l'élaboration de la troisième SNBC.

Les coûts d'abattement des différentes solutions de décarbonation, c'est-à-dire leur coût rapporté aux émissions évitées, sont en effet une donnée essentielle pour l'élaboration d'une stratégie climat efficace. Le recours au coût d'abattement socioéconomique permet de hiérarchiser les actions de décarbonation et d'identifier celles susceptibles de maximiser les réductions effectives d'émissions de gaz à effet de serre, à niveau d'effort donné pour la collectivité. La comparaison du coût d'abattement à la valeur de l'action pour le climat (VAC)¹ établit l'efficacité socioéconomique d'une action. Elle doit par ailleurs permettre de s'assurer que le niveau d'effort consenti reste proportionné au regard de la trajectoire nationale de réduction des émissions vers la neutralité carbone en 2050.

Suite au rapport de la commission Quinet sur la valeur de l'action pour le climat en février 2019, qui faisait le constat de la nécessité « de poser un cadre méthodologique clair et partagé pour pouvoir évaluer le coût d'abattement socioéconomique des différentes actions », la commission sur les coûts d'abattement des émissions de gaz à effet de serre a été installée en septembre 2019. Présidée par Patrick Criqui, directeur de recherche émérite au CNRS, elle est composée d'économistes et d'experts sectoriels.

L'objectif des travaux de la commission est triple :

- préciser le (ou les) sens que l'on donne au « coût d'abattement » et définir un cadre méthodologique partagé pour les calculs de ces coûts ;

¹ Quinet A. (2019), *La valeur de l'action pour le climat. Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques*, rapport, France Stratégie, février.

- expliquer l'interprétation qui peut être faite d'une évaluation des coûts d'abattement en fonction du mode de calcul retenu, en particulier préciser comment elle peut être comparée à la valeur de l'action pour le climat ;
- présenter les coûts d'abattement harmonisés d'une série de technologies ou d'actions pour la réduction des émissions ainsi que l'utilisation qui pourrait en être faite au service des politiques climatiques et les limites de ces utilisations.

Après une première partie méthodologique qui explicite le concept et les méthodes de calcul des coûts d'abattement socioéconomiques, les travaux de cette commission seront publiés secteur par secteur. Six parties thématiques présenteront des illustrations des coûts d'abattement pour six grands secteurs : transports, électricité – le sujet du présent rapport –, hydrogène, bâtiment, industrie et agriculture.



TABLE DES MATIÈRES

Synthèse	7
Introduction	23
Chapitre 1 – Rappel de l’ensemble des gisements	27
Chapitre 2 – Les spécificités du secteur électrique	33
Chapitre 3 – Scénarios pour l’évaluation des coûts d’abattement en France	37
1. La démarche de construction des scénarios.....	37
2. Le scénario de référence	40
3. Le scénario « Proxy-AMS ».....	42
3.1. L’évaluation des facteurs de charge	45
3.2. Les capacités de batteries et le <i>Power to Grid</i>	46
3.3. Construction de la boucle H ₂	46
4. Les variantes	47
4.1. Les variantes de mix de production « à consommation constante »	48
4.2. Les variantes avec modification de la consommation	49
5. Comparaisons des scénarios et des variantes	50
Chapitre 4 – Calcul des coûts de production	53
1. Le coût actualisé de production de l’électricité à la centrale, LCOE	54
1.1. Les hypothèses retenues	55
1.2. Comparaison avec l’OCDE-AEN.....	58
1.3. Comparaison avec les coûts AIE-IRENA du rapport <i>Net Zero by 2050</i>	59
2. La prise en compte des coûts système	62
2.1. Les coûts d’équilibrage et les coûts de réseau	63
2.2. Coûts d’équilibrage et de réseau, comparaison avec d’autres études.....	64
2.3. Une évaluation globale des coûts de profil par scénario ou variante.....	65

3. La question des coûts externes.....	66
3.1. Les enseignements des études européennes ExternE	67
3.2. Des évaluations plus récentes	69
4. Le coût total.....	70
4.1. Le coût unitaire	70
4.2. Le coût total des variantes.....	71

Chapitre 5 – Calcul des réductions d'émissions et des coûts d'abattement pour chaque variante.....	73
---	-----------

Chapitre 6 – Calcul du coût marginal de production de l'électricité pour l'électrification des usages	79
--	-----------

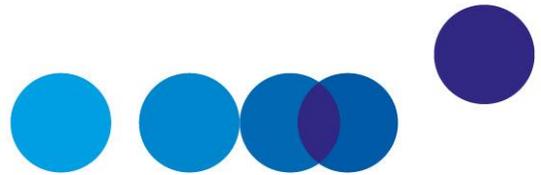
Chapitre 7 – Sensibilité au mix de production et aux coûts des technologies.....	85
---	-----------

1. Sensibilité au mix de production d'électricité renouvelable : une version « éolien renforcé »	85
2. Sensibilité aux coûts des technologies	89

Conclusions.....	91
-------------------------	-----------

ANNEXES

Annexe 1 – Membres de la commission.....	97
Annexe 2 – Trois études de référence pour l'analyse des coûts des systèmes électriques.....	99
Annexe 3 – Quelle valeur duale pour le nucléaire ?.....	113
Annexe 4 – Analyse de sensibilité à la source des données	115
Annexe 5 – Coûts de réseau et d'équilibrage multipliés par 10.....	117
Annexe 6 – Sensibilité aux capacités en batterie.....	119
Annexe 7 – Précisions techniques sur la construction des scénarios et variantes.....	121
Annexe 8 – Complément tableau « Entrées/sorties », cas du scénario Proxy-AMS	123
Annexe 9 – Comparaison entre le scénario Proxy-AMS et les variantes ECNB et ECNH	125



SYNTHÈSE

LES COÛTS DE LA DÉCARBONATION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Points à retenir

Le présent rapport vise à évaluer les coûts d'abattement associés à la décarbonation de la production d'électricité. Ils correspondent aux surcoûts pour le système électrique associés à la suppression totale des émissions de CO₂ dans la production d'électricité.

La méthodologie développée permet également d'évaluer les surcoûts pour le système électrique, associés à l'électrification des usages. Ces coûts constituent un élément de l'évaluation des coûts d'abattement correspondant aux actions d'électrification (véhicules électriques, chauffage électrique, etc.). Ils sont utilisés dans le chapitre 6 associé aux coûts d'abattement via l'électrification.

Sur la méthode utilisée

- À l'horizon 2050, nous comparons le coût d'un système électrique décarboné à celui d'un système dans lequel subsisteraient des émissions correspondant à une production à partir de gaz naturel (piloteable donc permettant d'assurer la flexibilité) d'un niveau équivalent au niveau actuel. La décarbonation se fait essentiellement grâce à du biogaz de méthanisation et au recours à des moyens de stockage (batteries et boucle hydrogène avec méthanation). Les mix énergétiques des deux scénarios comparés ne minimisent pas les coûts, de sorte que ces scénarios ne sont pas optimisés. Ils sont plausibles et présentent des capacités nucléaires et renouvelables identiques. Le nucléaire fournit environ 30 % de l'électricité produite, et les énergies renouvelables variables (PV, éolien) la moitié.
- Les coûts système (coûts de l'ensemble des solutions d'adaptation de l'offre à la demande) sont explicitement pris en compte, ainsi que la dépendance des coûts au niveau de déploiement des énergies renouvelables variables.
- Les coûts sont évalués en approche « Greenfield » : l'ensemble des capacités de production actuelles sont supposées ne plus fonctionner. L'enjeu de l'équilibrage du

réseau, crucial vu la place importante des sources d'énergie renouvelable variable, est explicitement pris en compte, grâce à un modèle offre-demande au pas horaire utilisant le profil de consommation d'une année type.

- Les scénarios construits dans cette étude se veulent robustes mais ils sont cependant simplifiés et les résultats associés n'ont donc qu'une vocation illustrative de la méthodologie retenue, qui permet de calculer les coûts d'abattement pour d'autres hypothèses et d'autres scénarios d'évolution du système électrique.

Sur les résultats

- Dans le cadre d'hypothèses retenu, le coût d'abattement en 2050 s'élève à 370 €/tCO₂, sensiblement inférieur à la valeur de l'action pour le climat (VAC) préconisée par le rapport Quinet (2019)¹ pour cette date : la décarbonation totale du système électrique est donc justifiée d'un point de vue socio-économique².

- Le coût d'abattement lui-même est peu sensible à une modification du mix nucléaire/renouvelables et des hypothèses de coûts car les scénarios carboné et décarboné diffèrent essentiellement par la présence ou non de gaz naturel.

- Les tests de sensibilité sur la proportion de nucléaire dans le mix semblent indiquer que la part retenue de 30 % de nucléaire pourrait être inférieure à celle d'un mix coût-efficace, en termes strictement économiques (hors prise en compte des coûts externes).

- À l'horizon 2050, le coût moyen de production (et de flexibilité) de l'électricité serait de l'ordre de 100 €/MWh (en monnaie constante) dans le scénario totalement décarboné, soit 14 €/MWh de plus que dans le scénario partiellement carboné. Ce niveau est significativement plus élevé que le coût de production moyen actuel (60 €/MWh).

- Le niveau et le profil temporel (répartition dans l'année) de la consommation d'électricité auront également une influence sur le coût moyen de production. Les simulations montrent que le coût incrémental de long terme (tenant compte d'une adaptation du parc à la demande supplémentaire) pour satisfaire une légère hausse de la demande, à profil temporel inchangé, s'élève à 130 €/MWh, significativement plus élevé que le coût moyen (100 €/MWh). Cela résulte du caractère croissant de certains coûts, comme ceux de flexibilité et ceux de production à partir des énergies renouvelables du fait de la raréfaction progressive des sites favorables (zones venteuses ou ensoleillées).

¹ Quinet A. (2019), *La valeur de l'action pour le climat. Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques*, rapport, France Stratégie, février.

² Faute de données, les coûts d'abattement socio-économiques présentés dans ce rapport n'intègrent pas les coûts externes (voir [section 3](#) du chapitre 4).

Dans l'analyse des coûts de réduction des émissions, il peut sembler surprenant de se pencher sur le rôle de l'électricité, alors que celle-ci est déjà fortement décarbonée en France. Cependant, le système électrique est appelé à jouer un rôle essentiel dans la transition, avec d'une part la possibilité de mobiliser des sources diversifiées d'énergies décarbonées et d'autre part celle de fournir un vecteur de consommation finale ainsi décarboné et apte à satisfaire des usages multiples. Depuis l'émergence des premiers scénarios de décarbonation profonde, avant l'Accord de Paris, comme dans les études les plus récentes, l'électrification des usages est en effet de plus en plus reconnue comme l'un des piliers stratégiques de la transition énergie-climat.

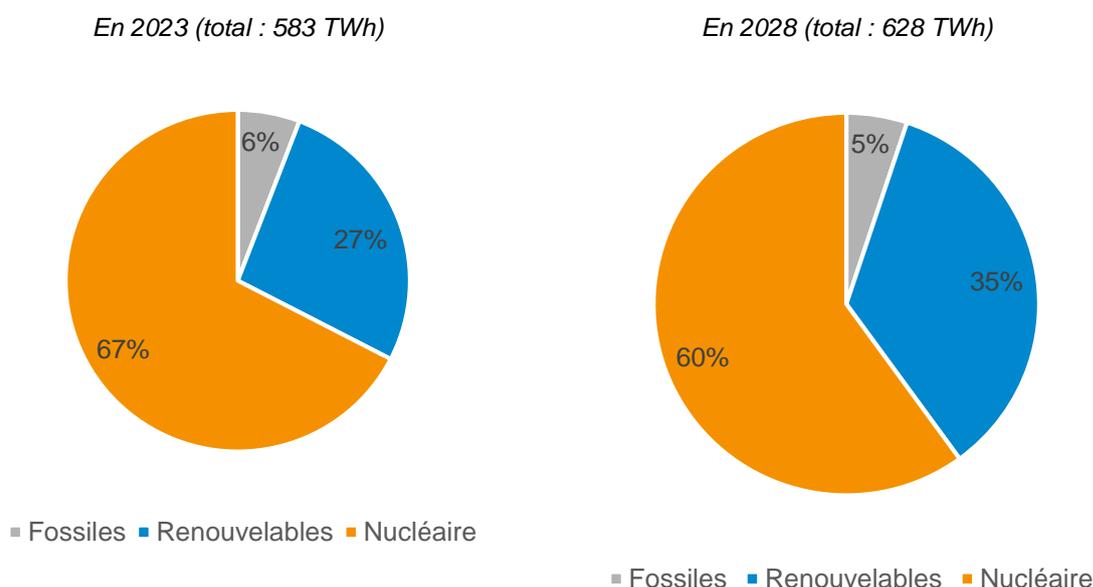
Le secteur électrique

En 2018, la production d'électricité était responsable de l'émission de 21 MtCO₂, soit près de 5 % des émissions nationales. Ces émissions ont lieu essentiellement pendant l'hiver et conduisent à faire appel à des moyens de production de pointe à base d'énergies fossiles. C'est en raison de la structure particulière du mix électrique français, avec une part élevée du nucléaire et des énergies renouvelables, que la production d'électricité en France métropolitaine demeure globalement peu intensive en émissions. Néanmoins, la décarbonation totale de la production, dans un contexte de renouvellement des parcs existants et d'électrification des usages, nécessitera des investissements importants.

La loi énergie-climat de 2019 a fixé comme objectif la diversification progressive du mix électrique et la réduction à 50 % en 2035 de la contribution de l'électricité d'origine nucléaire dans le mix électrique¹. Mais pour le plus long terme, plusieurs scénarios sont aujourd'hui considérés comme possibles, d'un scénario 100 % renouvelables à des scénarios dans lesquels le nucléaire continuerait à jouer un rôle important dans la production d'électricité.

¹ Il n'est pas précisé dans le rapport de la PPE si la part du nucléaire dans le mix tient compte de l'hydrogène ainsi que des pertes. Voir Stratégie française pour l'énergie et le climat (2020), [PPE 2019-2028](#), ministère de la Transition écologique et solidaire, avril, p. 153.

Figure – Part des différentes technologies dans la production d'électricité en 2023 et 2028



Source : Stratégie française pour l'énergie et le climat (2020), PPE 2019-2028

Les contraintes et problématiques spécifiques au système électrique

Si l'importance du rôle de l'électricité dans la transition énergétique est acquise, les incertitudes sur les options techniques qui devront être mobilisées, sur leurs coûts spécifiques, comme sur ce que l'on appelle les « coûts système », demeurent très importantes. Cela découle d'une part de la multiplicité des combinaisons techniques susceptibles d'être mises en œuvre, mais aussi et surtout d'une contrainte particulière du système électrique : l'électricité se stockant difficilement, il est impératif de mettre en œuvre des solutions garantissant l'adéquation, en permanence, de la production et de la consommation.

Les coûts système sont l'ensemble des coûts des solutions d'adaptation de l'offre à la demande, qu'il s'agisse de la flexibilisation de la demande, du stockage ou de la mise en œuvre de boucles de production de vecteurs stockables (hydrogène, méthane de synthèse)¹ ainsi que du surcoût de réseau associé. Ils seront d'autant plus importants qu'augmentera dans le futur la part des énergies dites variables – électricité d'origine éolienne ou solaire – dont la contribution au réseau ne peut être complètement « pilotée ».

¹ On appelle « boucle de production d'un vecteur stockable » (par exemple l'hydrogène) le fait d'utiliser de l'électricité pour produire ce vecteur, et d'utiliser par la suite ce vecteur pour produire de l'électricité.

Une seconde caractéristique des nouveaux systèmes électriques est que les différentes solutions mobilisées ne le sont pas « à coût marginal constant ». Dans le passé, la gestion d'un système électrique était avant tout une question de minimisation du coût total, en présence de technologies présentant différents profils de coûts fixes et de coûts variables : des centrales de base et des centrales de pointe. Aujourd'hui la problématique est plus complexe, car, **avec les énergies renouvelables variables, les coûts dépendent du niveau de déploiement de chaque option**. Cela avec deux effets agissant en sens opposé : les effets d'apprentissage technologique font que les coûts diminuent avec le déploiement ; mais à l'inverse, un déploiement plus poussé implique aussi la mobilisation de potentiels de ressources moins favorables (localisations moins ventées ou moins ensoleillées) et plus coûteux.

Une projection à l'horizon 2050, pour comparer les coûts totaux de différents scénarios et variantes

Du fait de l'importance des effets systémiques signalés plus haut, la démarche adoptée consiste à calculer un coût d'abattement pour le système électrique en son entier, et non pas pour une technologie particulière. **Il faut alors comparer le coût total d'un système décarboné à celui d'un système dans lequel les émissions n'auraient pas été complètement éliminées** : il s'agit de la situation de référence ou « contrefactuelle », nécessaire pour le calcul du coût d'abattement.

Pour mener cette comparaison, on considère l'horizon 2050 de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC). On suppose alors qu'à cette échéance de nouveaux investissements auront été développés, que l'essentiel du parc existant aura été déclassé et que l'on pourra mobiliser des technologies non encore matures aujourd'hui. Il s'agit donc d'une simplification, dans une logique dite « Greenfield », en terrain vierge, sans étudier la trajectoire d'évolution du mix électrique et les coûts de transition associés. Il aurait certes été préférable d'analyser la trajectoire complète, mais pour le secteur de l'électricité (au contraire de celui du transport pour lequel une approche microéconomique peut suffire) la nécessité de considérer le système en son entier aurait requis la mobilisation d'une modélisation complexe de la trajectoire¹, du type de celle conduite par RTE. Le calcul du coût d'abattement est donc mené, dans cet exercice, en comparant deux états du système à l'horizon 2050, ce qui permet de mesurer le coût unitaire de réduction des émissions à cet horizon. Cette approche fournit aussi des éléments sur la comparaison entre le coût de production en 2050 et celui d'aujourd'hui.

¹ Intégrant, par exemple, le fait que le coût de production aujourd'hui bénéficie du parc nucléaire amorti.

Les simulations sont effectuées à l'aide du modèle SimelSP, modèle technico-économique rendant compte des principales contraintes du système électrique et permettant une simulation heure par heure de l'utilisation des moyens de production pour répondre au profil de consommation d'une année représentative. L'équilibrage journalier est assuré par des batteries et l'équilibrage inter-saisonnier par de la méthanation (à hauteur de 5 TWh). **Les scénarios construits dans cette étude ont une vocation illustrative de la méthodologie retenue.** Cette méthodologie permettra ultérieurement de calculer les coûts d'abattement pour d'autres hypothèses ou d'autres scénarios d'évolution du système électrique, par exemple ceux publiés en octobre 2021 par RTE¹.

L'objectif est bien de comparer le coût d'un scénario décarboné, que nous appelons « Proxy-AMS », car il est proche de l'hypothèse AMS² de la SNBC, avec celui d'un scénario dans lequel il subsisterait une production d'électricité à partir de gaz naturel et qui ne serait donc pas complètement décarboné. Ce scénario dit « de référence » constitue la situation contrefactuelle pour la mesure, par différence, du surcoût du scénario Proxy-AMS. Par ailleurs, la construction de différentes variantes avec plus ou moins d'énergies renouvelables variables ou plus ou moins de nucléaire permet d'évaluer les coûts marginaux d'abattement pour différentes configurations du système.

Les scénarios de référence, Proxy-AMS et les variantes

Le scénario de référence est défini comme un scénario d'évolution du parc avec une réduction de la part du nucléaire, mais aussi le maintien à son niveau actuel d'une production à partir de gaz naturel. Il intègre une dimension de minimisation du coût total avec les hypothèses suivantes :

- une consommation finale totale de 532 TWh (niveau de consommation prévu dans le scénario AMS de la SNBC) et, compte tenu des pertes (transport-distribution, écrêtement, conversion), une production totale de 612 TWh. Ce niveau SNBC est inférieur à celui de l'étude RTE 2021, qui considère dans le cas de référence une consommation totale de 645 TWh³ (intégrant les pertes réseau mais pas les pertes de conversion dans les stockage STEP, batteries et *power-to*) ;

¹ RTE (2021), *Futurs énergétiques 2050. Les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050*, octobre.

² Voir scénario « Avec mesures supplémentaires ».

³ Cette valeur de 645 TWh correspond à la consommation totale d'électricité, telle qu'affichée dans les bilans électriques de référence. Le périmètre comprend la consommation finale d'électricité, les pertes réseau et la consommation pour usage énergétique (notamment production d'hydrogène par électrolyse). Les soutirages des moyens de stockage d'électricité (ni leurs pertes de conversion associées) comme les STEP, batteries et boucle *power-to-gaz-to-power* ne sont pas inclus dans ce périmètre.

- une production comprenant environ 30 % de nucléaire, 50 % d'ERV (énergies renouvelables variables), 10 % d'hydraulique et 10 % de gaz naturel ; les 50 % d'ERV sont répartis à parts égales entre photovoltaïque et éolien¹ ;
- une production à partir de gaz naturel, qui engendre des émissions de gaz à effet de serre comparables au niveau actuel (ce dernier provenant aussi des centrales à charbon et au fioul). La contrainte sur les émissions du secteur est donc supposée ne pas se renforcer, sans toutefois disparaître. Ce scénario est facilement comparable au scénario AMS, car le passage à zéro émission consistera essentiellement à supprimer la production à base de gaz naturel.

Le scénario Proxy-AMS est dérivé de la Stratégie nationale bas carbone, il est ajusté et simplifié sur quelques points, en particulier la non-prise en compte des échanges d'électricité avec les pays limitrophes. Ce n'est donc pas un scénario complètement optimisé. Deux modifications substantielles sont ensuite apportées :

- l'introduction de capacités de batteries, à hauteur de 219 GWh d'énergie mobilisable par le réseau électrique (voir *infra*, [point 3.2](#) du chapitre 3) ;
- l'introduction de capacités installées d'électrolyse pour la production d'hydrogène, à hauteur de 12,5 GW, ainsi que les capacités de méthanation de l'hydrogène ainsi produit ; il est possible qu'à l'avenir le développement de piles à combustibles ou de turbines à gaz adaptées pour brûler l'hydrogène permette une utilisation directe de l'hydrogène et donc une augmentation significative du rendement global du système.

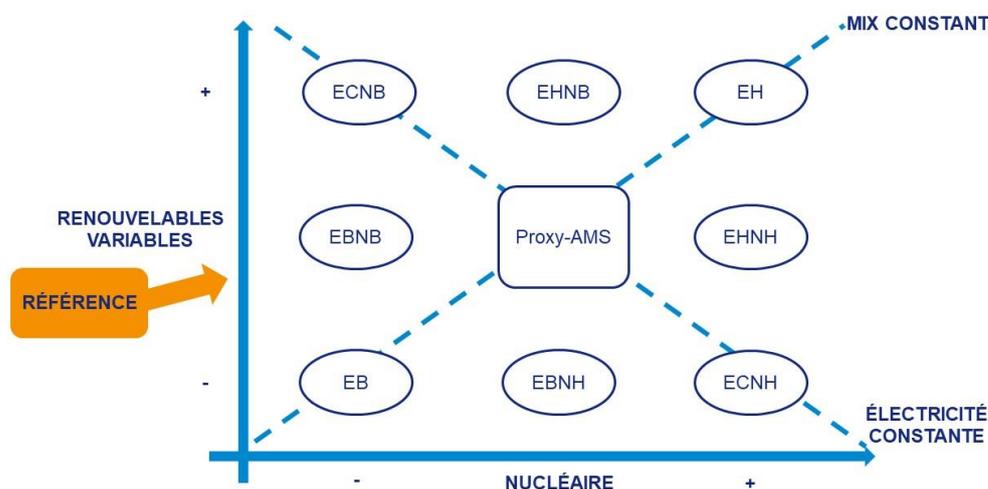
Les capacités de production d'électricité à partir de gaz (gaz de méthanation complété par du biogaz de méthanisation) ainsi que la production totale avec les pertes sont ajustées automatiquement, via le calculateur SimelSP : pour une consommation annuelle de 532 TWh, la production totale est alors de 621,5 TWh.

Nous disposons donc de deux scénarios qui assurent le même niveau de sécurité d'approvisionnement : le scénario de référence et le scénario Proxy-AMS. Ils sont assez proches car le scénario de référence intègre les tendances d'accroissement des renouvelables déjà à l'œuvre aujourd'hui ; la différence principale réside dans le remplacement du gaz naturel (présent dans le scénario de référence) par du gaz décarboné de méthanisation et de méthanation. À partir de Proxy-AMS, huit variantes sont construites, schématiquement en faisant varier la contribution des ERV et du nucléaire, ou bien le niveau de consommation d'électricité finale. Ces variantes permettent d'apprécier la variation marginale du coût d'abattement

¹ Une analyse de sensibilité au mix, avec une version comportant davantage d'éolien maritime est proposée dans la [section 1](#) du chapitre 7.

lorsqu'elles sont à production d'électricité constante, et celle du coût du kilowattheure lorsqu'elles augmentent la production de manière marginale.

Figure – Les différents scénarios



Source : France Stratégie

Le calcul des différents coûts d'un système électrique

Dans une logique « Greenfield », le coût d'abattement du système est égal au ratio entre, d'une part, le différentiel de coût pour la collectivité de la production totale d'électricité dans les deux scénarios, et d'autre part le différentiel d'émissions lié à cette production par rapport au scénario de référence. Comme on se place en 2050, le coût d'abattement ainsi calculé peut directement être comparé à la VAC (voir la [Partie 1 – Méthodologie](#)).

Le calcul des coûts de production doit *a priori* intégrer quatre composantes :

- le coût de production à la centrale (identifié comme le LCOE, *Levelized Cost Of Energy*) ;
- les coûts système (coûts de profil de production liés à la nécessité d'assurer l'adéquation globale de l'offre et de la demande d'électricité, coût d'équilibrage à court terme de l'offre et de la demande et coûts de déploiement et de maintenance des réseaux) ;
- les coûts externes de la production, notamment les impacts sur l'environnement et la santé ;
- enfin, les coûts macroéconomiques (emplois notamment) et géopolitiques (dépendance vis-à-vis d'autres pays).

Néanmoins, la capacité à quantifier précisément ces différents coûts décroît de la première à la dernière catégorie. Nous nous limiterons donc à la quantification des coûts de production et des coûts système dans les évaluations chiffrées des différents scénarios et variantes.

Les coûts de production (LCOE)

Dans les débats sur l'économie du système électrique, l'accent est souvent mis sur la comparaison des coûts de production ou LCOE (*Levelized Cost of Energy*) des différentes options technologiques. Or, en raison des caractéristiques spécifiques de ce système, rappelées plus haut, cela ne constitue qu'une vision très incomplète du problème. Par ailleurs, le calcul du LCOE est évidemment fortement dépendant des hypothèses retenues sur la valeur des coûts d'investissement (CAPEX) dans le futur, les coûts d'opération et maintenance (OPEX), le coût du combustible, le taux d'actualisation, la durée de vie de l'équipement et enfin sur son facteur de charge.

Dans nos évaluations des LCOE, nous avons retenu une combinaison d'hypothèses fondées sur les facteurs de charge issus des travaux de RTE en 2019¹ et des études menées pour la Commission européenne. Elles peuvent différer significativement des hypothèses présentées notamment dans les derniers rapports de l'AIE (2021, *Net Zero Emission*). Dans le rapport de l'AIE, les valeurs fournies par l'IRENA sont plus favorables aux énergies renouvelables et moins favorables au nucléaire. Mais une analyse détaillée permet d'expliquer une grande partie des écarts, qui tiennent avant tout au choix du taux d'actualisation et des valeurs retenues pour la durée de vie et le facteur de charge des différents équipements.

Dans le rapport de RTE (2021), les LCOE affichés sont calculés avec des facteurs de charge théoriques², alors que nous prenons en compte des facteurs de charge reflétant des conditions moyennes d'exploitation en France. À souligner également le fait que nous prenons en compte des caractéristiques qui ne sont pas celles des dernières centrales mises en service en 2050, mais plutôt celles d'un parc composé d'équipements installés au cours des années précédentes, donc avec des coûts plus élevés et des performances moyennes inférieures.

Compte tenu de ces dernières publications, nous présentons aussi dans cette synthèse les résultats obtenus lors de notre analyse de sensibilité aux coûts des technologies, sur la base d'un scénario qualifié de variante « ENR moins coûteuses » dans laquelle les LCOE des ENR sont 20 % plus bas tandis que celui du nucléaire est 20 % plus élevé.

¹ RTE (2019), « Développement du réseau électrique français à l'horizon 2035 ».

² RTE ne raisonne pas en LCOE dans l'analyse économique et fournit un coût global système (et non pas un coût par mégawattheure produit pour chaque technologie). Par construction, ce coût repose sur le fonctionnement simulé des moyens et non des hypothèses normatives/exogènes sur les facteurs de charge. Néanmoins, RTE affiche des LCOE (avec le facteur de charge théorique) dans le rapport, pour permettre une comparaison avec d'autres références.

Tableau – Comparaison des LCOE Proxy-AMS (avec le facteur de charge du scénario) avec des hypothèses alternatives de coûts (en €/MWh)

Technologie	RTE ⁽¹⁾ 2050*	AIE 2040	AEN-OECD 2020		Proxy-AMS ^{***}	Variante « ENR moins coûteuses »
			ta = 3 %	ta = 7 %		
Nucléaire	68	92	38	59	63	76
Gaz CCGT	-	92	-	-	168	168
PV en toiture	110**	-	82	108	81	65
PV en centrale	30	42	21	29	49	39
Éolien terrestre	38	54	37	47	62	50
Éolien en mer	42 ^{****}	42	57	75	85^{****}	68

⁽¹⁾ Les valeurs correspondent aux coûts de capacités installées en 2050 et pour un coût du capital de 4 % (hypothèse centrale de l'étude *Futurs énergétiques 2050*).

* obtenus avec des facteurs de charge théoriques pour les EnR (c'est-à-dire les facteurs de charge hors écrêtements éventuels) : 14 % pour le PV, 23 % pour l'éolien terrestre, 41 % pour l'offshore. Pour le nucléaire, les facteurs de charge sont issus de la simulation du fonctionnement du système électrique.

** sur petite toiture.

*** y compris le raccordement.

**** les facteurs de charge pour Proxy-AMS sont 76,6 % pour le nucléaire, 6,6 % pour les turbines à gaz CCG, 13 % pour le PV en centrale et toiture, 24 % pour l'éolien terrestre, 42 % pour l'éolien en mer.

Note : le taux de change choisi est 1,2 \$ pour 1 €.

Source : France Stratégie

Nous utilisons dans cette évaluation un taux d'actualisation unique pour toutes les technologies, car nous adoptons une perspective d'évaluation socio-économique, du point de vue de la collectivité, et non une optique d'économie industrielle qui impliquerait de prendre en compte le coût moyen pondéré du capital¹ spécifique aux différents opérateurs et options technologiques. Par ailleurs, les facteurs de capacité retenus pour les ERV sont inférieurs à ceux estimés dans une partie de la littérature, notamment pour l'éolien², afin de prendre en compte les conditions météorologiques françaises.

C'est une des raisons pour lesquelles nous menons aussi une analyse de sensibilité de nos résultats aux coûts relatifs des ERV et du nucléaire. Plus précisément, l'[annexe 4](#) présente les résultats obtenus à partir de différents jeux de données pour le coût des technologies (Commission européenne et RTE 2015) et le chapitre 7 est consacré à l'analyse de la sensibilité des résultats au coût des technologies et au mix de production

¹ En anglais : le WACC, *Weighted Average Cost of Capital*.

² Hirth L. et Müller S. (2016), « [System-friendly wind power: How advanced wind turbine design can increase the economic value of electricity generated through wind power](#) », *Energy Economics*, vol. 56, p. 51-63.

d'électricité renouvelable, avec ses conséquences en termes de coût des technologies. La variante « ENR moins coûteuses » présentée dans cette synthèse en est issue.

Les coûts externes

Les coûts externes de la production d'électricité constituent un immense sujet qui a été depuis longtemps exploré de manière rigoureuse, notamment dans la série des études ExternE financées par la Commission européenne. Malgré l'ampleur, la qualité et la rigueur des travaux menés dans ce contexte, il reste impossible aujourd'hui de quantifier les coûts externes, notamment les externalités négatives du nucléaire ou des éoliennes, de manière générique : en effet, l'intensité des impacts comme la valorisation monétaire de ces impacts restent par essence extrêmement dépendantes du contexte. On ne peut donc retenir que des ordres de grandeur, tirés le plus souvent de « méta-analyses » publiées dans la littérature scientifique.

Les coûts système

Comme indiqué plus haut, la démarche qui a été adoptée dans ce rapport consiste à évaluer le coût total, pour la collectivité, d'un système électrique nouveau, « projeté » à l'horizon 2050.

Dans les simulations menées avec le modèle SimelSP, les coûts de production sont explicitement pris en compte, ainsi que les coûts de profil. Ces derniers correspondent aux coûts engagés pour l'ajustement offre-demande, par les modifications des facteurs de charge des différents types d'équipement, la mise en œuvre de batteries de stockage et enfin l'introduction d'une « boucle hydrogène ». Ils sont évalués de manière globale, car il est impossible d'affecter les coûts système spécifiquement à l'une ou l'autre des technologies de production. Les coûts d'équilibrage à court terme et de réseau sont quant à eux introduits de manière exogène, à partir d'évaluations tirées de la littérature et de dires d'experts.

À l'issue de ce processus, il apparaît que le coût total du système électrique dans le scénario décarboné Proxy-AMS est de 52,7 G€/an, contre 45,8 G€/an dans le scénario de référence. Les coûts unitaires de l'électricité sont respectivement de 99 €/MWh et 86 €/MWh, soit en 2050 pour le scénario complètement décarboné un surcoût de 15 % par rapport à la référence. À titre de comparaison, le coût actuel est de 60 €/MWh.

Les analyses menées par RTE en 2021 dans l'étude *Futurs énergétiques 2050* estiment une augmentation du coût du système électrique à horizon 2060 plus modérée que celle estimée dans le présent rapport. Ramenées au mégawattheure consommé, les trajectoires de coût complet annualisées des scénarios de RTE évoluent en +0 % (scénario N03 avec 50 % de nucléaire) et +30 % (scénario M1) en 2060 par rapport à aujourd'hui, soit un coût entre 90 €/MWh consommé et 117 €/MWh consommé. Le scénario le plus proche de celui considéré dans ce rapport (scénario N1) correspond à une hausse de coût d'environ 15 % en 2060 (c'est inférieur pour 2050).

Mais le coût présenté par RTE prend en compte l'ensemble des coûts du réseau alors que nous ne considérons que le surcoût dû au déploiement des renouvelables. L'estimation qui découle de notre évaluation de 100 €/MWh, sur un périmètre correspondant peu ou prou aux seuls coûts de production et flexibilité du rapport de RTE, est donc sensiblement supérieure à l'estimation de RTE. Cet écart s'explique par plusieurs facteurs.

D'abord, l'approche considérée ici est « Greenfield » : on suppose que l'ensemble du parc est « reconstruit » pour l'horizon 2050. Dans les scénarios RTE avec nucléaire, il est supposé qu'une partie du parc nucléaire historique est encore en activité en 2050. Or, comme le souligne RTE, la prolongation du parc nucléaire historique est l'option à moindre coût parmi l'ensemble des choix technologiques. Ensuite, les hypothèses de coût de production à partir des énergies renouvelables sont plus hautes que celles de RTE. Enfin, la modélisation employée ici considère un système électrique « France isolée », alors que RTE tient compte dans ses évaluations du rôle des interconnexions. Ces dernières permettent d'optimiser le fonctionnement du système électrique européen et limitent les besoins en capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement. Elles permettent aussi de valoriser les excédents de production, dont la valeur d'exportation pour la France est défalquée des coûts du système électrique.

Calcul du coût des réductions d'émission

Une fois connus les coûts totaux des différents scénarios et variantes, le coût d'abattement est le rapport du surcoût estimé aux émissions évitées. Les résultats sont synthétisés dans le tableau ci-après, qui résulte de la comparaison des scénarios Proxy-AMS, ECNB (variante consommation constante, nucléaire bas) et ECNH (variante consommation constante, nucléaire haut).

La première conclusion qui peut être tirée de ce tableau est la suivante : **pour le scénario central de décarbonation et le jeu d'hypothèses retenues, le coût d'abattement est de 370 €/tCO₂ si l'on retient les hypothèses de coût du Proxy-AMS et de 362 €/tCO₂ pour la variante « ENR moins coûteuses »**. Ce résultat est important car ce coût d'abattement est égal à moins de la moitié de la VAC issue du rapport Quinet (2019), soit 775 €/tCO₂ en 2050. La décarbonation complète du secteur électrique est donc socialement désirable dans une politique de neutralité carbone en France.

La seconde conclusion découle de l'analyse des coûts d'abattement dans les deux variantes correspondant à des proportions différentes (à la marge) des énergies renouvelables variables et du nucléaire : **par rapport à Proxy-AMS, la variante « nucléaire bas » présente un coût d'abattement plus élevé de 6 %, la variante « nucléaire haut » un coût d'abattement de 6 % plus faible**. Cela suggère que dans le mix retenu initialement, la part de 30 % pour le nucléaire est inférieure à ce que serait un optimum strictement

économique du système, compte tenu des hypothèses retenues pour les coûts des technologies. Ce résultat reste qualitativement valide pour des ENR moins coûteuses mais l'ampleur des effets est réduite. On en déduit qu'avec des ENR 20 % moins chères et un nucléaire 20 % plus cher, le mix se rapproche d'un optimum strictement économique.

Tableau – Coûts d'abattement

		Scénario central	ECNB (consommation constante, nucléaire bas)	ECNH (consommation constante, nucléaire haut)
Consommation (TWh)		532	532	532
Surcoût par rapport au scénario de référence carboné (M€ 2015)	<i>Proxy-AMS</i>	6 900	7 334	6 473
	<i>Variante « ENR moins coûteuses »</i>	6 765	6 984	6 552
Émissions abattues (MtCO _{2e})		18,6	18,6	18,6
Coût d'abattement (€/tCO_{2e})	<i>Proxy-AMS</i>	370	393	347
	<i>Variante « ENR moins coûteuses »</i>	362	374	351

Note de lecture : dans le scénario « nucléaire bas » dans lequel il y a 3 % de moins de nucléaire et 3 % de plus de renouvelables que dans « Proxy-AMS » (resp. « ENR moins coûteuses »), le coût d'abattement serait de 393 €/tCO_{2e} (resp. 374 €/tCO_{2e}). Dans le scénario « nucléaire haut » dans lequel il y a 3 % de plus de nucléaire et 3 % de moins de renouvelables que dans « Proxy-AMS » (resp. « ENR moins coûteuses »), le coût d'abattement serait de 347 €/tCO_{2e} (resp. 351 €/tCO_{2e}).

Source : France Stratégie

L'analyse de sensibilité aux hypothèses de coût montre qu'il faudrait un coût du nucléaire 50 % plus élevé et un coût des renouvelables 50 % plus faible pour que le résultat s'inverse, et qu'accroître la part de renouvelable réduise au contraire le coût d'abattement. En particulier, retenir les LCOE de RTE 2021 ne changerait pas le sens du résultat. Cette analyse permet donc d'apprécier l'impact des incertitudes sur le coût des technologies dans l'identification du mix électrique coût-efficace. Notons que les hypothèses sur les coûts des renouvelables et du nucléaire ne jouent que sur les coûts des variantes de mix (nucléaire haut et nucléaire bas). Sur le coût d'abattement du scénario Proxy-AMS, les hypothèses de coût jouent peu car le mix nucléaire/renouvelables est identique dans les scénarios de référence et Proxy-AMS (seuls les coûts de la production d'hydrogène et de la méthanation affectent différemment les deux scénarios). Rappelons par ailleurs que l'impossibilité d'une évaluation robuste des coûts externes des différentes options n'a pas permis leur prise en compte.

L'hypothèse d'une électrification plus poussée : les variantes à consommation variable

Au-delà du calcul du coût d'abattement de la décarbonation du système électrique, l'exercice de scénarisation et de modélisation donne des éléments sur les conséquences d'une augmentation de la consommation d'électricité, telle qu'elle pourrait découler soit de la décarbonation des autres secteurs, en particulier celui des transports, soit de gains d'efficacité moins importants que prévus. Ici, on a considéré l'hypothèse normative d'une augmentation homothétique du profil de consommation.

Il s'agit alors d'estimer ce que serait le coût marginal d'un kilowattheure supplémentaire produit pour contribuer à une électrification plus poussée de la consommation finale, selon que la production supplémentaire nécessaire est assurée à mix inchangé (EH), ou par plus de nucléaire (EHNH), ou encore par plus de renouvelables (EHNB). Ce coût incrémental est sans lien direct avec le coût d'abattement, mais c'est une information pertinente pour les travaux supposant une électrification plus poussée des usages.

Tableau – Coûts incrémentaux (€/MWh)

Variantes comparées	au scénario Proxy-AMS	à la variante « ENR moins coûteuses »
EH (consommation haute, mix constant)	129	124
EHNH (consommation haute, nucléaire haut)	91	105
EHNB (consommation haute, nucléaire bas)	167	143

Note de lecture : dans le scénario EHNH, il y a 1 % de moins de production que dans le scénario EH avec la même puissance installée de nucléaire, mais 5 GW de moins de puissance installée de renouvelables. Dans le scénario EHNB, il y a 1 % de moins de production que dans le scénario EH avec la même puissance installée de renouvelables mais 1 GW en moins de nucléaire.

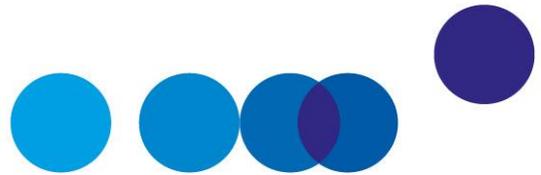
Source : France Stratégie

Le dispositif décrit ci-dessus et initialement conçu pour l'évaluation des coûts d'abattement permet aussi cette évaluation. Le résultat central est que le coût du kilowattheure incrémental dans la variante « électricité haute » (EH), dans laquelle le mix est le même que celui du scénario Proxy-AMS, est de 129 €/MWh, contre 99 €/MWh pour le coût moyen de production dans Proxy-AMS. Par ailleurs, **le coût incrémental du kilowattheure passe à 91 €/MWh dans la variante « nucléaire haut » et à 167 €/MWh dans la variante « nucléaire bas »**. Ce résultat est cohérent avec les conclusions tirées à partir des analyses sur les coûts d'abattement.

Après modification de 20 % des LCOE (variante « ENR moins coûteuses »), le coût marginal de l'électricité est plus élevé qu'à partir de Proxy-AMS dans les scénarios mobilisant, pour la fourniture d'électricité supplémentaire, plus de nucléaire (EHNH) et réduit dans ceux mobilisant plus d'ERV (EHNB).



La démarche ainsi élaborée pour l'évaluation des coûts d'abattement dans le secteur électrique s'appuie sur un modèle simplifié, mais néanmoins suffisamment détaillé pour prendre en compte l'équilibre heure par heure du système électrique. Elle reste incomplète, notamment du point de vue de la prise en compte des coûts externes de la production d'électricité ou des impacts des interconnexions européennes. Elle permet néanmoins de mettre en évidence la nature et l'importance des coûts système qui apparaissent lorsqu'augmente la part des sources d'électricité non pilotables. Elle permet également d'évaluer les variations de coûts associées à une modification, à la marge, du mix de production ou du volume de cette production. Cette information pourra être prise en compte dans les décisions relatives au choix du mix électrique, comme pour l'électrification des usages.



INTRODUCTION

Dans l'analyse des coûts de réduction des émissions, il peut sembler surprenant de se pencher sur le rôle du secteur électrique, qui est déjà fortement décarboné en France. Le système électrique est cependant un carrefour, avec d'une part des entrées en énergies primaires partagées avec d'autres secteurs et d'autre part des usages multiples, susceptibles de développements importants. Il joue d'ailleurs un rôle majeur dans la plupart des scénarios de décarbonation, qu'il s'agisse par exemple du projet [Deep Decarbonization Pathways](#) mené par l'Institut du développement durable et des relations internationales (IDDRI) et le Réseau de solutions de développement durable des Nations unies (SDSN¹), des documents de synthèse du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), ou encore de ceux de la Commission européenne².

On peut en effet distinguer deux grandes familles de mesures pour réduire les émissions énergétiques de CO₂. **La première porte sur la maîtrise de la demande** et s'appuie sur la sobriété et l'efficacité énergétique. **La seconde porte sur l'offre** : elle consiste à développer les sources décarbonées et à transférer la quasi-totalité des usages actuellement satisfaits avec des vecteurs fossiles vers des vecteurs décarbonés (essentiellement électricité, hydrogène et produits biosourcés, notamment les gaz verts). **Tous les scénarios de décarbonation profonde du système énergétique publiés à ce jour prévoient donc un développement important de ces vecteurs décarbonés**, à une échelle qui varie fortement selon la place donnée à la sobriété et à l'efficacité.

Dans ce contexte de déploiement des vecteurs décarbonés, les coûts futurs de l'électricité et des gaz verts sont marqués de très fortes incertitudes, en raison des multiples facteurs qui affectent leur dynamique. Ils dépendront à la fois de l'intensité escomptée des politiques de **maîtrise de la demande, et aussi de la composition des mix de**

¹ Sustainable Development Solutions Network.

² Voir Capros P., Kannavou M. *et al.* (2018), « Outlook of the EU energy system up to 2050: The case of scenarios prepared for European Commission's "clean energy for all Europeans" package using the PRIMES model », *Energy Strategy Reviews*, vol. 22, novembre, p. 255-263.

production. D'autres effets affecteront aussi ces coûts, car le déploiement des énergies décarbonées est susceptible d'avoir des impacts déterminants sur les coûts de l'énergie :

- d'une part, la **mobilisation de ressources** est de plus en plus onéreuse lorsque le niveau de production requis augmente. Comme le montrent Abrell *et al.* (2019), les sites géographiques sont mobilisés pour la production d'électricité éolienne et solaire par ordre décroissant de qualité¹. De même, Amigues et Moreaux (2019) insistent sur la potentielle concurrence pour l'usage des sols² ;
- mais d'autre part, les **effets d'apprentissage**, soit la réduction des coûts qui accompagne dans tous les domaines le déploiement des nouvelles solutions technologiques, vont venir peser à la baisse sur l'évolution des coûts d'investissement et de production ;
- enfin, il n'est pas possible de comparer directement le coût du mégawattheure (MWh) de production à partir des énergies renouvelables au coût du mégawattheure des filières composant le mix actuel. En effet, les caractéristiques de la production ne sont pas les mêmes et la croissance des énergies renouvelables a des effets sur l'ensemble du système. Concernant l'éolien et le photovoltaïque (PV), la production est « variable », ce qui suppose que d'autres filières de production, ou des moyens de stockage, prennent le relai en cas de besoin. Par ailleurs, le potentiel de production est disséminé sur le territoire, induisant de nouveaux besoins de transport. Le développement des énergies renouvelables variables (ERV) crée donc des surcoûts indirects qu'il faut prendre en compte. Cela suppose une approche globale des coûts à travers la détermination des **coûts système**³.

Cette troisième partie est consacrée à l'analyse des coûts dans le système électrique (coûts de production et coûts système), pour la détermination des coûts d'abattement.

L'horizon considéré est le long terme, **avec l'hypothèse d'un développement libre des nouveaux investissements**, un déclassement de la majorité du parc et la possibilité de considérer des technologies non encore matures aujourd'hui. Nous simplifions la représentation du système en nous plaçant dans une logique dite de « Greenfield », c'est-

¹ Abrell J., Rausch S. et Streitberger C. (2019), « [The economics of renewable energy support](#) », *Journal of Public Economics*, vol. 176(C), p. 94-117.

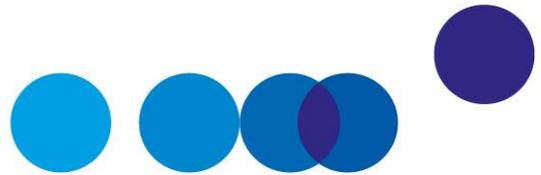
² Amigues J.-O. et Moreaux M. (2019), « [Competing land uses and fossil fuel, and optimal energy conversion rates during the transition toward a green economy under a pollution stock constraint](#) », *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 97, septembre, p. 92-115, qui indique que la localisation et l'acceptabilité des grands parcs au sol sont déterminants pour le rythme de développement du photovoltaïque.

³ On rappelle que les coûts système peuvent être définis comme l'ensemble des coûts associés à la livraison fiable, à tout moment, de l'électricité produite au niveau des différentes unités de production aux endroits où l'électricité est demandée.

à-dire que nous ne nous intéressons qu'à la configuration finale de 2050, sans détailler la trajectoire d'évolution du mix électrique et les coûts de transition associés.

Du fait de l'importance des effets systémiques, nous calculons un coût d'abattement pour le système électrique en son entier (et non pas pour une technologie particulière), en comparant le coût d'un scénario décarboné, proche de l'AMS¹ avec celui d'un scénario encore partiellement carboné (que nous qualifions de « scénario de référence »), proche de l'AMS, mais dans lequel le biogaz est remplacé par du gaz naturel. **Ces scénarios ont essentiellement un but pédagogique et pourront être révisés sur la base de ceux produits notamment par le Réseau de transport d'électricité (RTE).**

¹ Scénario « Avec mesures supplémentaires » défini par la Stratégie nationale bas carbone (SNBC). C'est le scénario permettant d'atteindre nos objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre (GES).

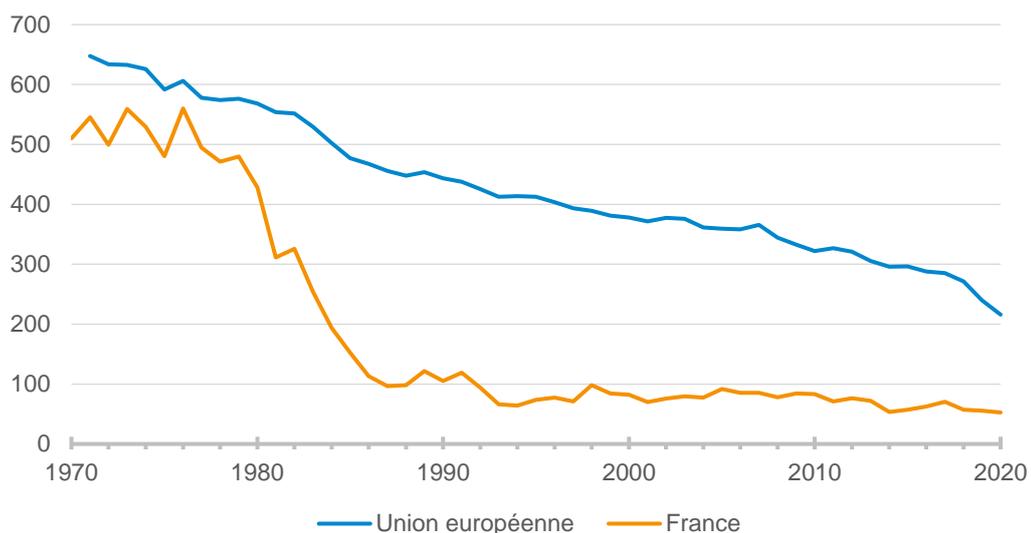


CHAPITRE 1

RAPPEL DE L'ENSEMBLE DES GISEMENTS

En 2018, la production d'électricité était responsable de l'émission de 21 MtCO₂. Ces émissions ont lieu essentiellement lors des pointes hivernales qui conduisent à faire appel à des moyens de production de pointe carbonés. C'est en raison de la structure particulière du mix électrique français (part élevée du nucléaire et des énergies renouvelables) que la production d'électricité en France métropolitaine demeure globalement peu carbonée. Ainsi, avec un hiver particulièrement doux en 2018, la production était décarbonée à 93 % (électricité d'origine nucléaire, hydraulique, photovoltaïque, éolien et thermique renouvelable), la part carbonée restante étant émise par les installations thermiques à combustible fossile (charbon, gaz et fioul) notamment utilisées comme appoint.

Figure 1 – Contenu en CO₂ de la production d'électricité, Union européenne et France (gCO₂/kWh)



Source : Enerdata

En France métropolitaine, le principal risque pesant sur la sécurité d'approvisionnement en électricité survient lors de la pointe de consommation hivernale, et l'un des enjeux de la transition du secteur est bien celui de la décarbonation de cette pointe. Les pics de demande se produisent lors des vagues de froid et excèdent largement la consommation électrique moyenne¹. De façon générale, le parc de production et l'ensemble des moyens de flexibilité doivent donc être dimensionnés de façon à pouvoir répondre à ce pic de consommation. Pendant la décennie 2000, la puissance appelée à la pointe de consommation a augmenté deux fois plus rapidement que la consommation annuelle. Depuis, la pointe a globalement tendance à stagner, avec des fluctuations annuelles liées à la variabilité climatique.

L'évolution à long terme de la pointe électrique dépend essentiellement de l'évolution des usages de l'électricité, et notamment du chauffage électrique. La mise en place de la réglementation thermique 2012 (RT 2012) a conduit à une baisse de la part de marché du chauffage électrique dans les logements neufs collectifs, ainsi qu'à une diminution des besoins en chauffage dans ces logements. Au sein des modes de chauffage électrique, la forte progression des pompes à chaleur électriques contribue aujourd'hui à réduire la demande d'électricité à la pointe. À l'avenir, la nouvelle RT 2020, applicable à partir de 2021, pourrait impacter les déterminants de la pointe électrique² – d'autant qu'à long terme et compte tenu de la pénétration des énergies renouvelables variables, le « paysage de défaillance » pourrait être très différent. Les périodes de tension offre-demande pourraient ainsi non plus correspondre aux périodes de « vague de froid » induisant un pic de consommation électrique, mais surtout aux périodes de faible production des énergies renouvelables, éolien et solaire.

La SNBC vise une réduction de 33 % des émissions du secteur de l'énergie en 2030 par rapport à 2015 et une décarbonation quasi complète en 2050. À cet horizon, la partie résiduelle serait constituée de combustibles fossiles destinés aux transports aériens et maritimes internationaux, et des fuites résiduelles, notamment des fuites de méthane. À noter qu'en 2017, 74 % des émissions de GES du secteur étaient soumises au régime du système d'échange de quotas d'émissions de l'Union européenne (EU-ETS). La trajectoire de la SNBC implique une diminution annuelle moyenne des émissions de 1,3 MtCO₂e/an entre 2015 et 2050. Historiquement, le rythme moyen de diminution des émissions a été également de 1,3 MtCO₂e/an (soit une baisse de 2 % des émissions par an) entre 1990 et 2015.

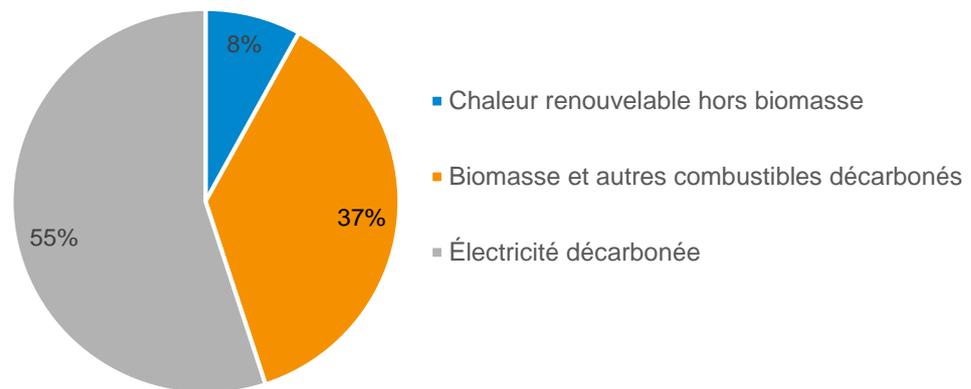
Quatre leviers peuvent permettre de réduire les émissions de CO₂ du secteur énergétique. Ce sont, d'une part la sobriété et l'efficacité, et d'autre part la diversification du mix avec

¹ La puissance appelée augmente alors d'environ 2,4 GWe pour chaque baisse de 1°C.

² Ministère de la Transition écologique (2020), « [Réglementation environnementale RE 2020](#) », 27 novembre.

des sources bas carbone et le transfert d'usage vers des vecteurs décarbonés (électricité, hydrogène, gaz verts). En matière de décarbonation et de diversification du mix de l'énergie finale, la SNBC insiste sur le recours à une électricité décarbonée et sur la mobilisation de biomasse, avec pour celle-ci une contribution 2,5 fois plus importante qu'aujourd'hui (figure 2).

Figure 2 – Besoin en énergie finale par vecteur en 2050 : 1 060 TWh



Source : SNBC, *Synthèse* (mars 2020), p. 27

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) détermine quant à elle l'évolution du mix énergétique et les objectifs d'efficacité énergétique pour les dix prochaines années. Dans la partie consacrée à l'électricité, la PPE estime le besoin en électricité à 440 TWh en 2023 et 426 TWh en 2028 (hors échanges internationaux et pertes du réseau). L'hypothèse est donc celle d'une relative stabilité de la consommation sur les cinq années considérées, les réductions de consommation liées aux efforts d'efficacité énergétique étant en partie compensées par les transferts d'usages¹.

Pour l'horizon 2050, la SNBC estime à 530 TWh la consommation finale en électricité². La SNBC et la PPE sont fondées sur le même scénario de référence et sont complémentaires du point de vue des horizons considérés.

La loi énergie-climat de 2019 a fixé comme objectif, pour la diversification progressive du mix électrique, la réduction à 50 % de la contribution de l'électricité d'origine nucléaire dans le mix

¹ Stratégie française pour l'énergie et le climat (2020), *PPE 2019-2028*, ministère de la Transition écologique et solidaire, avril, p. 110.

² Ce chiffre provient de la *Synthèse du scénario de référence de Stratégie nationale française pour l'énergie et le climat* (janvier 2020, p. 41), publiée par la Direction générale de l'Énergie et du Climat, qui fournit le niveau de consommation finale net à convertir de Mtep en TWh.

en 2035¹. Mais pour le plus long terme, plusieurs scénarios sont aujourd'hui possibles, d'un scénario 100 % renouvelables à un scénario dans lequel le nucléaire continuerait à jouer un rôle important dans la production d'électricité électrique, pour des raisons de pilotage de la production et de maîtrise des coûts du système électrique. Le niveau de nucléaire à l'horizon 2050 n'est de fait pas précisé dans la SNBC qui, sur ce sujet, maintient l'avenir ouvert.

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte de 2015 avait fixé l'objectif de 40 % d'énergies renouvelables électriques dans la production nationale en 2030. En 2018, les énergies renouvelables ont représenté 20 % de la production électrique nationale². Les principales filières permettant d'atteindre l'objectif seront l'hydroélectricité, le solaire PV et l'éolien terrestre, puis progressivement l'éolien en mer, dont la production doit augmenter au cours de la seconde période de la PPE. Le développement attendu des capacités de production des énergies renouvelables est décrit dans le tableau 1 ci-dessous.

Tableau 1 – Objectifs de la PPE en matière de capacité de production d'électricité renouvelable par filière en gigawatts électriques (GWe)

	2017*	2023	2028
Hydroélectricité**	25,2	25,7	26,4 - 26,7
Éolien terrestre	13,6	24,1	33,2 - 34,7
Éolien en mer	0	2,4	5,2-6,2
Photovoltaïque	7,6	20,1	35,1 - 44,0
Biomasse solide	0,5	0,8	0,8
Biogaz-méthanisation	0,15	0,27	0,34 - 0,41
Géothermie	0,001	0,024	0,024
Total	47,1	73,5	101 à 113

* Voir l'annexe 3 de la *PPE 2019-2028* (2020), p. 395.

** Hors STEP (4,3 GWe de STEP actuellement et un objectif de +1.5 GWe à l'horizon 2030-2035), voir PPE.

Source : *Stratégie française pour l'énergie et le climat (2020)*, *PPE 2019-2028*

RTE indique une projection pour les nouveaux équipements, de 2,7 GWe/an pour l'éolien maritime et de 2 GWe/an pour l'éolien terrestre (moyenne 2020-2050), 9,3 GWe/an pour le PV (moyenne 2035-2050). L'hydraulique augmenterait légèrement, pour atteindre 25,5 GWe en 2025. Par ailleurs, RTE étudie trois scénarios 100 % renouvelables :

- « ERV économiques et centralisées » ;

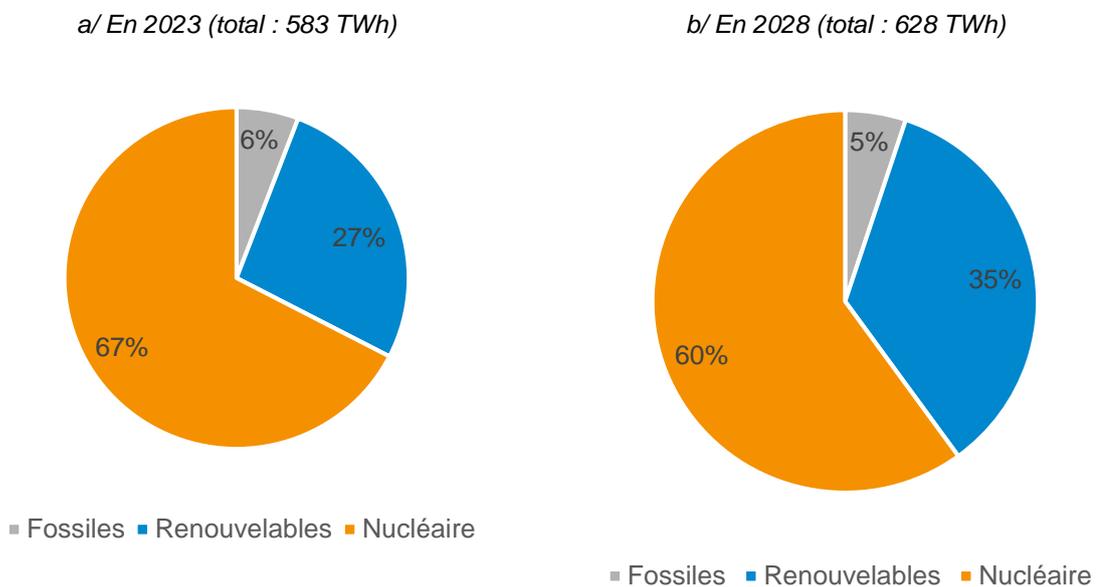
¹ Il n'est pas précisé dans le rapport de la PPE si la part du nucléaire dans le mix tient compte de l'hydrogène ainsi que des pertes. Voir *Stratégie française pour l'énergie et le climat (2020)*, *PPE 2019-2028*, *op. cit.*, p. 153.

² RTE (2019), *Bilan électrique 2018*, février.

- « Énergies marines renforcées » ;
- « ERV décentralisées ».

La figure 3 présente la part des différents types de technologie dans la production d'électricité en 2023 et 2028. En 2023, 27 % de la production d'électricité proviendrait des énergies renouvelables, 67 % du nucléaire et le reste d'une production thermique fossile. En 2028, la PPE prévoit entre 33 % et 36 % de production d'électricité d'origine renouvelable, et entre 59 % et 61 % de la production d'électricité d'origine nucléaire. Les 5 % restant seraient d'origine thermique.

Figure 3 – Part des différentes technologies dans la production d'électricité en 2023 et 2028



Source : *Stratégie française pour l'énergie et le climat (2020)*, *PPE 2019-2028*

En termes de volume, la PPE prévoit que l'électricité d'origine renouvelable augmente fortement entre 2023 et 2028, passant de 155 TWh à 210-227 TWh, et qu'elle double même en 2035 par rapport à 2023, pour atteindre 300 TWh de renouvelables. La production d'électricité d'origine hydraulique se stabiliserait à 62 TWh à partir de 2023. Mais la croissance est forte pour l'éolien terrestre, car sa production devrait augmenter d'au moins 50 %. **Et surtout, la production d'électricité provenant de l'éolien en mer et du solaire augmenterait très fortement puisque leur production doublerait, quel que soit le scénario.**

En revanche, il est prévu une légère baisse du nucléaire avec un passage de 393 TWh à 371-382 TWh entre 2023 et 2028. La production d'électricité d'origine thermique doit quant à elle rester stable, l'arrêt de l'utilisation du charbon à partir de 2023 étant compensée par une augmentation de l'utilisation du fioul et du gaz. La production passerait ainsi de

34 TWh en 2023, à 32 TWh en 2028. C'est ce que récapitule le tableau 2, qui détaille la composition du mix pour les années 2018, 2023 et 2028.

Tableau 2 – Mix électrique que la PPE permettra d'atteindre en 2023 et 2028 (TWh)

		2018	2023	2028 Scénario A**	2028 Scénario B**
Nucléaire		393	393	382	371
Fossile	Charbon	6	0	0	0
	Fioul	30	34	32	32
	Gaz				
<i>Total fossile</i>		36	34	32	32
Renouvelable	Hydraulique	54	62	62	62
	Éolien terrestre	32 ^{(1)*}	52	77	81
	Photovoltaïque	11*	24	43	53
	Bioénergies	8	9	9	10
	Éolien en mer, énergies marines	2*	9	20	21
<i>Total renouvelable</i>		107	156	211	227

⁽¹⁾ Cette valeur correspond à la production du photovoltaïque central uniquement.

* Données provenant de RTE 2019.

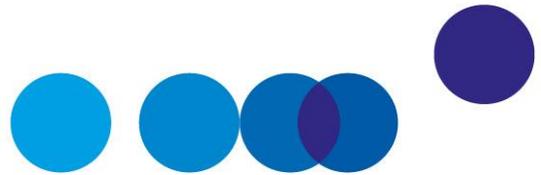
** Les quantités consommées d'énergie dépendent du contexte macroéconomique. C'est pourquoi les objectifs à 2028 sont exprimés comme une fourchette (scénario A et scénario B) qui permettra d'atteindre les objectifs de la loi.

Source : Stratégie française pour l'énergie et le climat (2020), *PPE 2019-2028*, p. 158

Comme la SNBC ne prévoit qu'une très faible utilisation des énergies fossiles dans la production d'électricité en 2050, l'installation de technologies de capture et stockage du CO₂ (CSC) sur des centrales à combustibles fossiles devrait être inexistante en France ou du moins très limitée¹. Sur le territoire national, des solutions biomasse-énergie avec CSC (BECSC) pourraient toutefois être associées aux installations à combustion de biomasse (biogaz ou biomasse solide) afin de permettre de l'ordre de 10 MtCO₂ d'émissions négatives² annuelles.

¹ Certains pays en développement continuent à prévoir un développement de leurs centrales à gaz, voire à charbon, rendant cette technologie potentiellement attractive à l'export.

² On parle d'émissions négatives car contrairement au CSC associé avec des énergies fossiles, la BECSC stocke dans le sous-sol du carbone qui a été soutiré de l'atmosphère grâce à la photosynthèse.



CHAPITRE 2

LES SPÉCIFICITÉS DU SECTEUR ÉLECTRIQUE

Le secteur présente d'importantes spécificités pour sa transformation structurelle, dans le contexte de la montée des sources de production variables. Comme noté plus haut, il est absolument nécessaire de prendre en compte l'ensemble des coûts système, potentiellement très importants. Ces coûts sont de trois types : i. les coûts induits du fait du « profil » temporel particulier du moyen de production considéré (coûts de profil), ii. ceux induits par la nécessité d'équilibrer à très court terme l'offre et la demande d'électricité (coûts d'équilibrage), et enfin iii. les coûts associés au redéploiement du réseau électrique permettant de connecter les moyens de production (coûts de réseau).

Le caractère intermittent de la production des énergies renouvelables variables (éolienne et solaire) entraîne des coûts de profil et d'équilibrage significatifs. En outre, la dissémination des ERV sur le territoire induit des coûts de réseau accrus. Ces coûts peuvent être réduits par une bonne gestion de la demande et du stockage, mais celle-ci est elle-même coûteuse. Enfin, du fait des échanges permis par les interconnexions, l'équilibrage du système électrique se fait au niveau régional européen et pas seulement national. Il reste donc tributaire des actions menées par les pays voisins, en particulier en matière de développement des ERV.

Les technologies considérées sont progressivement mobilisées, par ordre de mérite, pour produire en base, semi-base, pointe, heures critiques. L'introduction d'un prix du carbone, notamment à travers l'UE-ETS, entraîne une augmentation du coût du combustible, donc le coût variable des options carbonées. Quand on introduit des ERV, elles se placent dans la base de la courbe de charge comme une « production fatale » et, quand leur proportion dans le mix augmente fortement, des besoins d'écrêtement peuvent apparaître. Selon les conditions, il peut être nécessaire de commencer à écrêter à partir de 20 % de solaire PV. Dans la plupart des évaluations, le dimensionnement des capacités en réserve – le *back-up* – reste proche de celui de la pointe de demande et de ce fait, la décarbonation du mix suit une courbe de coût marginal croissant en fonction de

l'augmentation des capacités ERV. Par ailleurs, le développement du réseau augmente avec la part des ERV, car il devient nécessaire de mobiliser des ressources de plus en plus éloignées des infrastructures existantes.

L'introduction de capacités de stockage rend le système plus complexe. Le pompage hydraulique dans des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), l'une des solutions les plus efficaces, peut encore être développé en France, mais le potentiel mobilisable est sujet à débat du fait des contraintes environnementales. Pour simplifier, on considèrera que les capacités sont inchangées. Le stockage par batteries se développe beaucoup actuellement et c'est une solution qui devrait être efficace essentiellement sur un horizon de quelques journées maximum. Pour des périodes de l'ordre du mois ou pour l'équilibre intersaisonnier, il faudra très probablement recourir à l'hydrogène.

La boucle hydrogène permettra à terme de valoriser les excédents d'électricité renouvelable et variable sous une forme stockable, et pourra elle-même contribuer à alimenter la pointe de façon décarbonée. En cohérence avec la SNBC, le choix technique retenu pour cette boucle hydrogène s'appuie sur la méthanation avec production de méthane de synthèse par recombinaison d'hydrogène et de CO₂. Dans d'autres configurations que la SNBC actuelle, l'hypothèse d'une utilisation directe de l'hydrogène dans des turbines à gaz à cycle combiné pourrait aussi être envisagée.

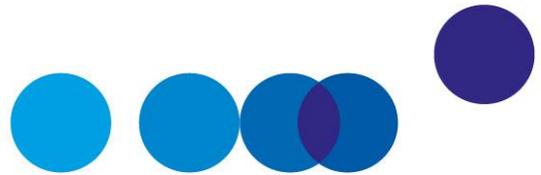
La boucle hydrogène avec méthanation pourrait avoir un rendement de l'ordre de 25 % (selon des hypothèses conservatrices), et ne fonctionner – au stade amont des électrolyseurs – qu'une petite fraction de l'année. Rapportée au kilowattheure produit, cette boucle sera donc fortement capitalistique et donc coûteuse. Dès lors, son développement est susceptible d'introduire de fortes non-linéarités dans le coût du kilowattheure, c'est-à-dire un coût marginal du kilowattheure nettement croissant avec le développement des renouvelables. C'est donc un élément-clé pour l'évaluation des coûts d'abattement (cf. l'importance du LCOE élargi présenté dans le chapitre 4).

Par ailleurs, les échanges avec les pays limitrophes sont déterminants à de multiples égards puisqu'ils contribuent fortement à la gestion de la pointe, par la possibilité d'apports externes plus ou moins carbonés. Cet élément pourrait impacter fortement l'évaluation des coûts d'abattement, compte tenu de la forte dépendance aux hypothèses sur les règles d'allocation des émissions comme sur le scénario de référence à considérer. Pour s'en convaincre, il suffit d'examiner la diversité des estimations du contenu carbone du kilowattheure présentées par l'Ademe¹. Cette dimension du problème n'est pas prise en compte dans le cadre de ces travaux, il convient cependant de la garder en mémoire.

¹ www.bilans-ges.ademe.fr.

Les interfaces avec les secteurs de consommation finale d'électricité constituent ce qu'on appelle les couplages intersectoriels. La contribution du secteur électrique à la décarbonation provient, en France, davantage de la substitution de l'électricité à des énergies finales carbonées que de la décarbonation du secteur électrique lui-même. Dès lors émerge la question de l'affectation sectorielle des coûts d'investissement pour l'électricité décarbonée, dont une part devrait être imputée aux secteurs dans lesquels l'électrification est un levier de décarbonation. C'est une question-clé pour le calcul des coûts d'abattement.

Enfin, **le secteur électrique est aussi susceptible de contribuer aux émissions négatives**, puisqu'il pourrait se prêter au déploiement des centrales alimentées en biomasse avec capture et stockage du carbone (BECSC).



CHAPITRE 3

SCÉNARIOS POUR L'ÉVALUATION DES COÛTS D'ABATTEMENT EN FRANCE

La croissance des énergies renouvelables a des effets sur l'ensemble du système de production. D'une part, le déploiement à grande échelle des ERV suppose que d'autres sources prennent le relai en cas de nécessité et d'autre part, leur potentiel de production étant disséminé sur le territoire, il rend nécessaire une reconfiguration des réseaux électriques.

Du fait de l'importance de ces effets systémiques, nous sommes contraints de calculer un coût d'abattement pour le système électrique en son entier et non pour une technologie particulière. Pour ce faire :

- nous comparons le coût d'un scénario encore partiellement carboné – le scénario de référence – avec celui d'un scénario plus décarboné, proche du scénario AMS de la SNBC – ces scénarios constituent des images préliminaires et pourront être révisés sur la base de ceux qui seront produits par RTE ;
- nous étudions ensuite des variantes du scénario décarboné dans lesquelles le mix est modifié à la marge (un peu plus d'ERV contre un peu moins de nucléaire, ou l'inverse), cela dans l'hypothèse d'une consommation finale identique et afin d'identifier la sensibilité du coût d'abattement à des changements incrémentaux du mix électrique.

1. La démarche de construction des scénarios

L'approche est dite « Greenfield », dans une projection à 2050, c'est-à-dire en supposant un renouvellement complet des capacités à cet horizon, sans considérer les coûts spécifiques de la transition et du cheminement entre le mix actuel et celui de 2050. À l'horizon 2050, il existe bien évidemment des incertitudes fortes sur le niveau de l'électricité consommée, le mix énergétique à retenir ou encore les performances des différentes technologies. Ces incertitudes seront appréhendées à partir des variantes et

analyses de sensibilité, construites à partir d'un modèle de simulation du système électrique, SimeISP (encadré 1).

L'étude est menée par **comparaison d'un scénario central compatible avec les caractéristiques du scénario AMS de la SNBC¹ (que nous notons Proxy-AMS) avec le scénario de référence**. Nous déclinons ensuite **huit variantes du scénario Proxy-AMS** :

- deux sont construites à consommation constante, mais avec des proportions différentes d'ERV et de nucléaire par rapport au scénario initial, afin de mesurer la sensibilité du coût d'abattement aux hypothèses retenues ;
- les six autres variantes présentent une variation du niveau de consommation de l'électricité et seront utiles ultérieurement pour mesurer le coût marginal de production de l'électricité (chapitre 7).

Encadré 1 – SimeISP, un tableur de simulation en pas horaire du système électrique français, disponible sur Internet²

Il s'agit d'un modèle de simulation, déterministe et « non optimisé ». L'utilisateur paramètre les puissances installées pour chacune des filières, hormis la puissance de la production d'électricité à partir de gaz (gaz naturel, gaz de synthèse ou biogaz), qui sera calculée par le tableur. L'utilisateur introduit également la production annuelle (en TWh) à partir de biomasse et de biogaz. Le tableur calcule heure par heure la possibilité de production d'électricité autre que la production à partir de gaz. Il la confronte à la consommation (laquelle est paramétrée, en proportion de la consommation horaire de l'année 2013). Il en déduit les moyens pilotables à mobiliser pour ajuster l'offre à la demande, ou inversement il valorise par des stockages temporaires (hydraulique ou batteries) la possibilité de production excédentaire³. Celle-ci peut aussi être valorisée sous forme d'hydrogène, lequel est valorisé en gaz par le procédé de méthanation et rendu ainsi disponible pour la production électrique. À noter que la possibilité de production nucléaire est calculée à partir d'un coefficient de disponibilité, qui est modulé dans l'année avec un maximum en hiver. Le simulateur calcule ainsi heure

¹ Nous soulignons que ce scénario a essentiellement un but illustratif. Le coût d'abattement a vocation à être recalculé lorsque davantage d'information sera disponible, notamment lorsque les scénarios RTE seront publiés.

² Prévot H. (s.d.), « [Plus ou moins de nucléaire, d'éolien, de photovoltaïque, combien cela coûte-t-il ? Et quelles autres conséquences ?](#) » (dernière consultation le 30 novembre 2021).

³ Le modèle indique heure par heure un besoin de production pour équilibrer la demande. Ce besoin peut être satisfait par l'importation. D'autre part, les possibilités excédentaires (calculées avec le coefficient de disponibilité du nucléaire) peuvent être exportées.

par heure la production à partir de gaz. Les possibilités excédentaires peuvent être exportées ou utilisées hors du réseau électrique.

Le tableur calcule les productions annuelles de chaque filière, les coûts et les émissions de CO₂. De nombreuses options permettent d'affiner ces réglages :

- capacités d'effacement ;
- déplacements de consommation ;
- moyens de production de pointe (cycle combiné gaz – CCG, turbines à combustion – TAC) ;
- ajustements saisonniers ;
- recours à la biomasse, en base et en pointe.

Les scénarios et variantes sont étudiés avec le modèle **SimelSP qui permet de simuler sur un pas horaire et pour une année entière, le fonctionnement du système électrique français**. L'ensemble des filières sont représentées : nucléaire, gaz (CCG et TAC), hydraulique, éolien, photovoltaïque. Des moyens de stockage tels que les batteries électriques et des capacités d'électrolyse peuvent être introduits.

Ce modèle permet de vérifier la robustesse de chaque scénario du point de vue de l'équilibre offre-demande au pas horaire. Il permet d'estimer la production effective des filières pilotables et leur facteur de charge¹. Concernant les énergies renouvelables, il permet de déterminer la quantité d'énergie excédentaire par rapport à la demande. Enfin, il permet de déterminer les besoins en capacité du système : le modèle détermine de manière endogène le besoin en capacités thermiques gaz permettant d'assurer que le critère de défaillance prévalant en France est respecté². *In fine*, le modèle permet d'intégrer les « coûts de profil », liés aux variations des facteurs de charge associées au rôle joué par les ERV dans chaque scénario.

Il convient cependant de souligner que le modèle utilisé ne tient pas compte des échanges aux frontières mais se place dans une situation hypothétique dans laquelle la France serait isolée. Cela signifie en particulier que l'on ne compte pas sur les pays voisins pour

¹ Le facteur de charge d'une centrale électrique est le rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur l'année et l'énergie qu'elle aurait produite si elle avait fonctionné à sa puissance nominale durant la même période. Le facteur de charge est donc amené à changer, notamment pour les centrales nucléaires, si ces dernières se retrouvent à produire de l'électricité en complément des ERV, comme préconisé par le rapport Compass-Lexecon (*Scénarios 2050 – Étude de la contribution du parc nucléaire français à la transition énergétique européenne*, mars 2020). Ces dernières ne produiraient alors de l'électricité que lorsque le prix de l'électricité est élevé, c'est-à-dire quand la production d'ERV est faible et que la demande est élevée.

² L'offre ne satisfait pas totalement la demande pendant trois heures en moyenne par an.

contribuer à l'équilibre offre-demande (en énergie ou en puissance) ou pour écouler des productions à coût variable nul.

Le système français est pourtant appelé à être interconnecté avec le système européen, mais rendre compte de ces interconnexions nécessiterait un modèle régional complexe impliquant la mobilisation d'outils de modélisation tels que ceux dont disposent les gestionnaires de réseaux¹. C'est bien une simplification que nous réalisons ici ; elle pourrait cependant correspondre à une solution de robustesse pour un système français isolé ou inséré dans un système européen décarboné, mais qui resterait vulnérable en termes de gestion commune des situations de déséquilibre ou de crise.

2. Le scénario de référence

La démarche permettant de construire un scénario de référence définit un cadre d'analyse plausible pour 2050 dans une hypothèse de non-renforcement de la contrainte d'émission. Il intègre ainsi une dimension de minimisation du coût total et intègre, pour un niveau de consommation équivalent à celui du scénario AMS, les hypothèses suivantes :

- une capacité nucléaire de 31,6 GWe, soit en énergie 32 % de production nucléaire ;
- une production à partir de gaz naturel, limitée au niveau actuel – la contrainte sur les émissions du secteur est donc supposée ne pas se renforcer sans toutefois disparaître ;
- ce scénario est donc facilement comparable au scénario AMS, car le passage à zéro émission consistera essentiellement à supprimer la production à base de gaz naturel.

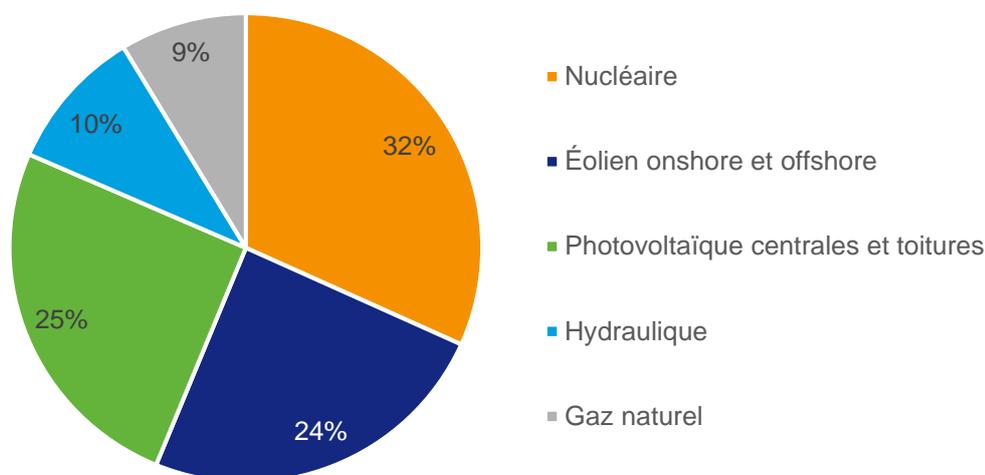
Le scénario de référence est construit de manière à satisfaire une consommation finale égale à 532 TWh. C'est une hypothèse simplificatrice dans la mesure où l'on ne réalise pas une simulation de l'ensemble du secteur énergétique. En particulier, on ne considère pas une situation dans laquelle des transferts d'usages massifs engendreraient une forte augmentation de la demande d'électricité, mais aussi des profils de consommation différents permettant d'autres conditions d'adéquation au profil de l'offre.

La production d'électricité comprend environ 30 % de nucléaire, 50 % d'ERV (éolien et solaire), 10 % d'hydraulique et 10 % de gaz naturel. Les 50 % d'ERV sont répartis à parts égales entre PV et éolien. Les pertes, qui s'élèvent à 80 TWh, sont dues en partie aux pertes de transport et distribution (42 TWh) et aux pertes d'écrêtement (32 TWh), les 6 TWh restant étant des pertes de conversion et de stockage.

¹ On peut anticiper que ces interconnexions pourraient être une source d'efficacité économique mais avec des risques d'instabilité, en fonction des règles prévalant entre les pays.

Les trois quarts de la puissance installée en PV correspondent à une production de « centrales PV », tandis que le quart restant est installé en toiture. De même pour l'éolien, 95 % de la puissance installée est de l'éolien terrestre, les 5 % restant représentant l'éolien en mer. Enfin, 60 % de la puissance installée pour la production d'électricité à partir de gaz naturel provient des turbines à gaz en cycle combiné (TAG-CC), les 40 % restants provenant de turbines à combustion (TAC).

Figure 4 – Mix électrique du scénario de référence en pourcentage de l'électricité produite

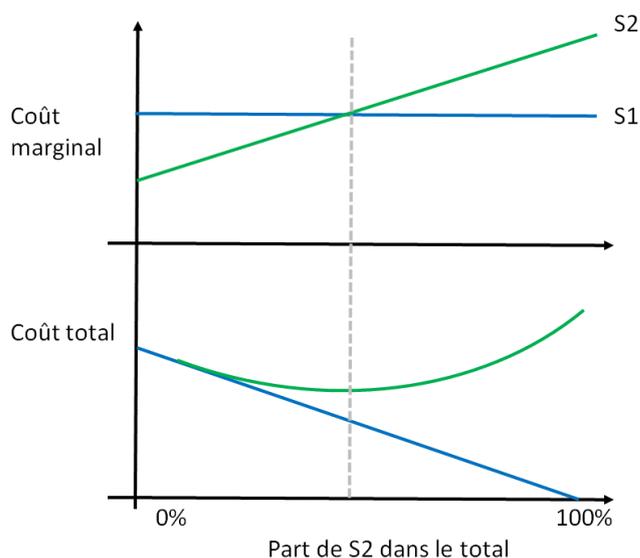


Source : France Stratégie

Encadré 2 – Pourquoi pas un scénario de référence conservant le mix actuel ?

Un choix possible pour le scénario de référence aurait consisté à reproduire de façon homothétique la production actuelle d'électricité, pour simplement intégrer la variation prévue pour 2050 de la consommation d'électricité. En réalité, les progrès dans les coûts des technologies renouvelables sont tels que le mix actuel serait très sous-optimal à l'horizon 2050 et qu'il ne semble pas réaliste de supposer qu'en l'absence de contrainte sur les émissions, le mix actuel serait conservé à l'horizon 2050. Le scénario de référence permet de prendre en compte le fait que jusqu'à un certain point (figure 5), l'augmentation de la part des renouvelables permet de faire baisser le coût total du système.

Figure 5 – Coût marginal et coût total en fonction de la part des renouvelables



Source : France Stratégie

Cette figure illustre la problématique économique d'un système combinant une solution à coût marginal constant (S1) et une solution à coût marginal initialement plus faible mais croissant avec les volumes mobilisés (S2) : le coût total décroît dans un premier temps jusqu'à un minimum, quand les coûts marginaux s'égalisent avant que le coût total ne réaugmente lorsque la solution S2 implique des coûts marginaux plus élevés. Compte tenu d'une part des faibles coûts aujourd'hui attendus pour les énergies renouvelables variables, mais d'autre part aussi des contraintes potentielles à leur déploiement, il est possible que cette configuration corresponde bien à la réalité actuelle des systèmes électriques.

3. Le scénario « Proxy-AMS »

Le scénario Proxy-AMS est construit à partir d'un scénario compatible avec le scénario « Avec mesures supplémentaires » de la SNBC, que nous ajustons et simplifions sur quelques points : évaluation des pertes pour la biomasse et des pertes de réseau, mise à zéro du solde imports/exports. Ce n'est donc pas un scénario complètement optimisé.

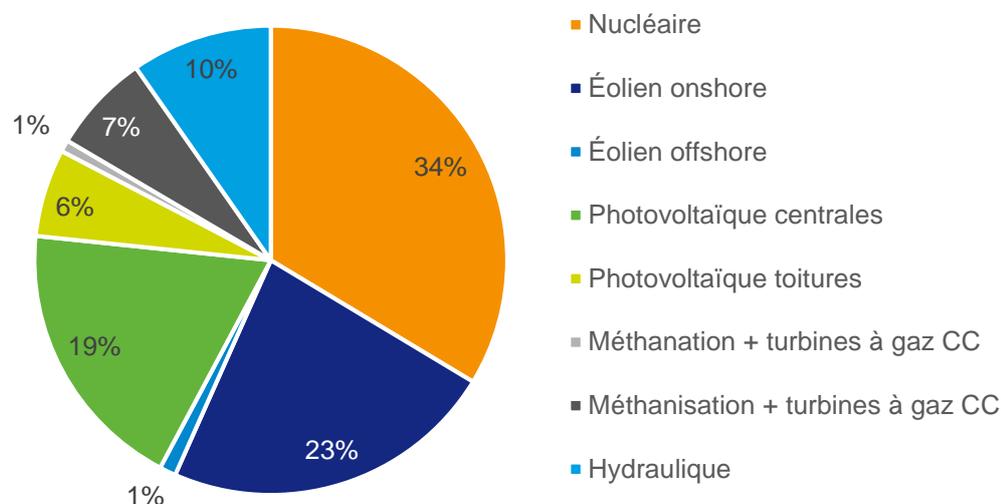
Deux modifications substantielles sont ensuite apportées concernant l'introduction :

- de capacités de batteries, à hauteur de 219 GWh d'énergie mobilisable par le réseau électrique (voir *infra*, point 3.2) ;

- de capacités installées d'électrolyse à hauteur de 12,5 GWe, ainsi que les capacités de méthanation de l'hydrogène ainsi produit ; le passage par la méthanation permet de ne pas supposer le développement d'infrastructures dédiées pour l'hydrogène mais rajoute des pertes (rendement de 50 %) ; le rendement global – *Power to Power* – est donc compris entre 16 % et 26 % – selon que l'on utilise des TAC ou des CCG ; il est possible qu'à l'avenir le développement de piles à combustibles ou de TAG adaptées pour brûler de l'hydrogène permette une augmentation significative du rendement global ;
- enfin, les capacités de production d'électricité à partir de gaz (gaz de méthanation complété par du biogaz) sont ajustées automatiquement via le calculateur SimelSP.

Le niveau d'électricité totale produite dans Proxy-AMS s'élève donc à 621 TWh, pour 532 TWh d'électricité finale consommée. L'électricité est essentiellement produite à partir d'ERV (50 % de l'électricité produite, en TWh) et de nucléaire (la capacité de 31,6 GWe permet de produire 34 % du total). Le reste provient de l'hydraulique, et de centrales à gaz, de méthanisation ou de méthanation.

Figure 6 – Mix électrique du scénario Proxy-AMS en pourcentage d'électricité produite



Source : France Stratégie

Au-delà de l'électricité, les énergies finales produites dans ce Proxy-AMS sont décrites dans le tableau 3 (et seront récapitulées plus loin dans le tableau 6).

Dans le scénario Proxy-AMS, il y a 621 TWh d'électricité totale produite (dernière colonne du tableau 3) pour 574 TWh d'électricité disponible, hors pertes de distribution, et 532 TWh de consommation finale dans les secteurs non énergie. **La différence entre la quantité d'électricité totale produite et l'électricité consommée s'explique par les pertes de**

transport et distribution (42 TWh), les pertes liées à l'écrêtement (19 TWh), l'électricité pour l'électrolyse (21 TWh) et enfin, les pertes de stockage/déstockage (7 TWh).

Tableau 3 – Tableau « Entrées/sorties » du scénario Proxy-AMS¹

2050	Vecteurs						Total produit	Électricité totale produite
	Solides	Liquides	Gaz	Électricité (finale)	H ₂	Chaleur vendue		
Charbon	11,8						11,8	
Pétrole		52,0					52,0	
Gaz naturel			2,5				2,5	
Nucléaire								209,0
Éolien onshore et offshore				466,3	17,7		484,0	149,5
Solaire								154,9
Hydraulique				60,0			60,0	60,0
Chaleur environnement						15,0	15,0	
Déchets			5,8	0,7		1,2	7,7	0,7
Biomasse	84,8	54,2	114,3	42,3		47,1	342,8	42,3
Méthanation + H ₂ to elec				5,0	- 17,7		- 12,7	5,0
Total final brut	96,6	106,2	122,5	574,4	0,0	63,4	963,1	621,5
<i>perte transport/distribution</i>	2,9	3,2	1,8	42,2	0,0	15,9	65,9	
Total final net	93,7	103,0	120,7	532,2	0,0	47,6	897,2	TWh

Note : ce tableau récapitule les flux annuels du système énergétique national. En lignes figurent les différentes provenances primaires, en colonnes les énergies finales. Les chiffres indiqués sont les énergies finales produites, desquelles sont déduites à l'avant-dernière ligne les pertes de transport et distribution pour aboutir à l'énergie finale nette distribuée. Dans cet exemple, le solde de la colonne « H₂ » est nul : l'hydrogène issu de l'électrolyse est intégralement valorisé par méthanation au sein du système énergétique.

Source : France Stratégie

Les pertes liées à l'écrêtement ne sont pas directement attribuables à une technologie en particulier. Elles résultent de la combinaison des productions non pilotables excédentaires

¹ En annexe 8 figure une version plus complète, présentant les principaux secteurs de consommation, un récapitulatif électrique et un récapitulatif des énergies primaires mobilisées.

d'électricité, principalement de l'éolien et du PV, mais aussi du nucléaire qui n'est pas intégralement flexible dans le modèle utilisé.

3.1. L'évaluation des facteurs de charge

Pour le nucléaire, l'électrolyse et les TAG-CC, les données proviennent du tableur SimelSP. Le rapport quantité produite sur puissance installée mesure le facteur de charge : ce dernier est de 75,5 % pour le nucléaire, et de 20 % pour les électrolyseurs. De même, le facteur de charge des TAG-CC est de 9,5 %, ce qui signifie qu'elles ne sont utilisées que 830 heures par an.

Pour les ERV, nous estimons le nombre d'heures de fonctionnement annuel sur la base d'un calcul permettant de prendre en compte la relation non linéaire entre le facteur de charge du solaire et de l'éolien et la puissance installée de chaque technologie.

Les proportions de l'électricité produite, premièrement par le PV en toiture dans le PV total et deuxièmement par l'éolien offshore dans l'éolien total, sont obtenues en simulant leur développement progressif, à partir de la situation actuelle. Cependant les coûts marginaux dépendent pour ces technologies du volume de ressources mobilisées. Les meilleurs sites étant utilisés pour produire les premiers TWh, la qualité des gisements diminue avec l'augmentation de la puissance installée. Les derniers TWh mis en place le sont donc avec des rendements plus faibles. Pour le PV par exemple, on suppose qu'à environ 150 GWe, les surfaces au sol disponibles sont saturées et le PV ne se développe plus qu'en toiture (tableau 4).

Tableau 4 – Évolution de la proportion d'éolien offshore et de photovoltaïque en toiture en fonction de la puissance installée

Puissance installée de PV (GWe)	10	50	150
Proportion de PV en toiture dans le total de PV	7,9 %	12,5 %	27,1 %
Puissance installée d'éolien (GWe)	10	30	100
Proportion d'éolien offshore dans le total d'éolien	0,0 %	1,3 %	9,0 %

Source : France Stratégie

D'autre part, les facteurs de charge décroissent avec la capacité installée de chaque technologie : PV en toiture, PV au sol, éolien onshore et éolien offshore (tableau 5).

Tableau 5 – Illustration de l'évolution non linéaire du nombre d'heures de fonctionnement en fonction de la capacité installée

Puissance installée de PV en toiture (GWe)	10	30	100
Nombre d'heures de fonctionnement	1 237	1 175	1 067
Puissance installée de PV au sol (GWe)	10	30	100
Nombre d'heures de fonctionnement	1 289	1 265	1 167
Puissance installée d'éolien onshore (GWe)	10	30	100
Nombre d'heures fonctionnement	2 230	2 190	2 050
Puissance installée d'éolien offshore (GWe)	1	3	10
Nombre d'heures de fonctionnement	3 778	3 710	3 600

Source : France Stratégie

Dans le scénario Proxy-AMS, le facteur de charge moyen du PV est de 13 %. Ce scénario implique en effet 132 GWe de PV, ce qui correspond à environ 24 % de PV en toiture, soit 32 GWe et 100 GWe de PV au sol. Chaque technologie fonctionne alors 1 168 h/an.

Le traitement des éoliennes terrestres et en mer est similaire à celui du PV. Pour 68 GWe d'éolien onshore et offshore installé, l'éolien offshore représente environ 5 % de la capacité installée, soit 3 GWe ; il fonctionne 3 705 heures par an, soit un facteur de charge de 42 %. L'éolien onshore représente 95 % de la capacité installée, soit environ 65 GWe ; il fonctionne 2 120 h/an, soit un facteur de charge de 24 %.

3.2. Les capacités de batteries et le *Power to Grid*

On suppose que les batteries des véhicules électriques vont permettre de réaliser un transfert *Power to Grid*, dans des proportions importantes et assurer ainsi une fonction de stockage. Dans le scénario de référence, l'hydraulique et des reports de consommations permettent déjà de déplacer 25,9 TWh sur l'année. Les **batteries ont pour effet d'augmenter des reports de consommation de 5,7 TWh** pour les porter à 31,6 au total.

Les batteries ont un coût qu'il s'agit de répartir entre un usage « mobilité » et un usage « système électrique ». Il est proposé ici de retenir la clé de répartition de l'énergie consommée par chacun des usages. Nous affectons ainsi 10 % du coût des batteries au système électrique, soit 8 €/kWh de capacité (voir détails en [annexe 7](#)).

3.3. Construction de la boucle H₂

Dans la modélisation, une boucle hydrogène de dimensionnement relativement modeste (12 GWe) est introduite pour gérer l'intermittence des renouvelables et donc **prendre en**

compte l'ensemble des coûts de profil, qui constituent une composante majeure des coûts système, avec les coûts de réseau et les coûts d'équilibrage.

- Dès que la production excède la demande à un instant donné, on transforme cette électricité en hydrogène par électrolyse. Cette opération a un rendement supposé de 85 %.
- Une partie de la production de nucléaire peut aussi contribuer à fabriquer de l'hydrogène.
- La méthanation transforme l'hydrogène en méthane, gaz recombinaison assimilable à du « biogaz » et disponible pour une transformation en électricité dans des centrales à gaz. Le rendement de la méthanation est supposé être de 50 %. Cela conduit à une valeur haute du coût de l'électricité produite à partir de l'hydrogène, car il se pourrait que cette étape ne soit pas nécessaire et qu'à l'avenir des CCG ou TAC puissent être adaptées à l'hydrogène.
- Pour la transformation en électricité, c'est le rendement des CCG et des TAC qui s'applique.

Le rendement P2P, *Power to Power*, c'est-à-dire le rendement total de la chaîne, depuis l'électricité excédentaire vers l'électricité produite par le méthane lui-même produit à partir de l'hydrogène est donc d'environ 25 %, sur la base de la technologie des TAG-CC pour la production d'électricité (60 % de rendement).

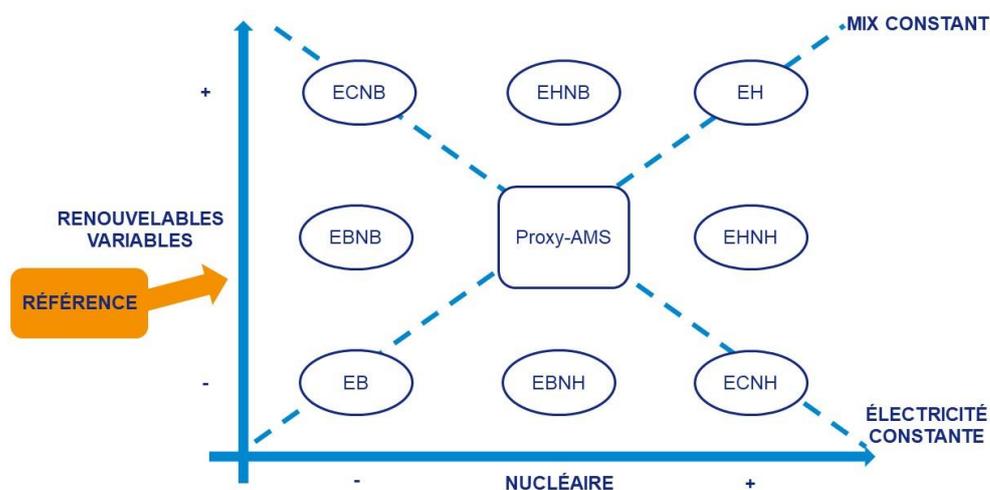
4. Les variantes

Nous disposons donc de deux scénarios : le scénario de référence et le scénario Proxy-AMS. À partir de Proxy-AMS, huit variantes sont ensuite construites, schématiquement en faisant varier les ERV et le nucléaire, puis le niveau d'électricité finale.

Deux variantes ont le même niveau de consommation électrique que Proxy-AMS. La première représente un peu plus de nucléaire et un peu moins d'ERV ; elle est notée ECNH (« électricité constante nucléaire haut »). L'autre variante présente les caractéristiques inverses et est notée ECNB (« électricité constante nucléaire bas »). **Le Proxy-AMS ainsi que ces deux variantes à consommation identique permettent d'obtenir un coût d'abattement directement interprétable.** Ces deux scénarios sont analysés dans le point suivant (3.5).

Six autres variantes autorisent un changement du niveau de consommation et ajoutent ou retranchent un incrément de nucléaire et/ou d'ERV. **Elles seront utiles pour analyser la variation marginale du coût du kilowattheure dans chaque cas.** Les écarts de production électrique sont supposés induits par un changement de la demande d'électricité dans les transports, par modification de la proportion des véhicules électriques par rapport aux véhicules utilisant des carburants biosourcés.

Figure 7 – Les différents scénarios



Source : France Stratégie

Autant l'écart entre le scénario de référence et le Proxy-AMS est important (102 TWh de gaz naturel mobilisé, 19 Mt d'émissions de CO₂), autant **les variantes n'explorent que des changements « à la marge » du scénario Proxy-AMS**. Pour le Proxy-AMS comme pour ses variantes, il n'y a pas de gaz naturel utilisé dans le système électrique et ce dernier n'émet donc pas de CO₂.

Il est important de noter que tous les scénarios et variantes ont la même consommation d'énergie « utile » : dans tous les scénarios nous avons le même nombre de voitures et le même kilométrage. Cependant, 1 kWh d'énergie (finale) dédiée aux voitures électriques remplace 3 kWh d'énergie (finale) dédiée aux voitures thermiques.

4.1. Les variantes de mix de production « à consommation constante »

Ces variantes sont obtenues à partir du scénario AMS en gardant les mêmes quantités d'électricité consommée (électricité constante, noté EC), soit 532 TWh, et en modifiant le mix électrique pour obtenir un scénario avec une part d'ERV renforcée et moins de nucléaire nommé « électricité constante nucléaire bas » (ECNB) et un scénario avec un peu plus nucléaire et un peu moins d'ERV nommé « électricité constante nucléaire haut » (ECNH).

Plus précisément, dans ECNH, la consommation électrique est la même, mais il y a **3 %** de moins de **capacité d'ERV** (précisément d'éolien terrestre et de PV en centrale, l'éolien maritime et le PV en toiture s'en déduisant comme vu dans le point 3.1.) et **3 %** de plus de capacité de **nucléaire**, soit environ 1 GWe de capacité. L'usage des autres technologies ne se trouve pas modifié. Les deux scénarios permettent, en stabilisant la consommation, de faciliter la comparaison de leurs coûts d'abattement avec celui d'AMS.

Tableau 6 – Bilan électrique par scénario et par technologies, en TWh

Technologies	Référence	Proxy-AMS	ECNB	ECNH
Gaz	53	0	0	0
Nucléaire	194	209	203	215
Éolien onshore	143	143	147	138
Éolien offshore	7	7	7	6
PV en centrale	117	117	119	115
PV en toiture	38	38	40	36
Électrolyse + méthanation + turbines à gaz CC	0	5	5	5
Méthanisation + turbines à gaz CC	0	42	42	43
Hydraulique	60	60	60	60
Total électricité produite	612	621	624	618
Perte de transport/distribution	42	42	42	42
Perte d'écrêtement	32	19	20	18
Perte de conversion/stockage	6	7	8	7
Électricité électrolysée	0	21	22	19
<i>Différence électricité produite et consommée</i>	<i>80</i>	<i>89</i>	<i>91</i>	<i>86</i>
Total électricité consommée	532	532	532	532

Source : France Stratégie

4.2. Les variantes avec modification de la consommation

Les variantes sont obtenues à partir du scénario AMS en ajoutant ou retranchant les incréments de capacité déjà considérés dans les variantes à électricité constante (voir détails en [annexe 7](#)). La consommation électrique totale varie en conséquence, au regard de l'AMS, d'un (ou deux pour les scénarios EB et EH) incrément(s) à la hausse ou à la baisse. La valeur de l'incrément est d'environ 1 % de la production (correspondant à 5,72 TWh¹). Le tableau 7 récapitule ces modifications.

Tableau 7 – Capacités modifiées par scénario

	Proxy-AMS	ECNB	ECNH	EBNH	EHNH	EBNB	EHNB	EB	EH
Consommation finale (TWh)	532	532	532	526	538	526	538	521	544
GW nucléaire	32	31	33	32	33	31	32	31	33
GW éolien	68	70	66	66	68	68	70	66	70
GW solaire	133	136	129	129	133	133	136	129	136

Source : France Stratégie

¹ L'incrément est choisi de sorte que la consommation en gaz ne soit pas affectée.

Les batteries sont celles des véhicules et donc installées en proportion du parc automobile électrique. L'électrolyse dépend quant à elle de la quantité d'ERV de la variante : la quantité d'électrolyse baisse quand il y a moins d'ERV et augmente quand la proportion d'ERV croît. Les autres variantes sont construites en suivant les mêmes étapes. Le tableau 8 présente le bilan électrique en TWh pour chacune des variantes.

Tableau 8 – Bilan électrique des différentes variantes (TWh)

Technologies	Référence	Proxy-AMS	EBNH	EHNH	EBNB	EHNB
Gaz	53	0	0	0	0	0
Nucléaire	194	209	209	215	203	209
Éolien onshore	143	143	138	143	143	147
Éolien offshore	7	7	6	7	7	7
PV en centrale	117	117	115	117	117	119
PV en toiture	38	38	36	38	38	40
Électrolyse + méthanation + turbines à gaz CC	0	5	5	5	5	5
Méthanisation + turbines à gaz CC	0	42	43	42	42	42
Hydraulique	60	60	60	60	60	60
Total électricité produite	612	621	612	627	615	630
Perte de transport/distribution	42	42	42	43	42	43
Perte d'écrêtement	32	19	18	19	19	20
Perte de conversion/stockage	6	7	7	7	7	8
Électricité électrolysée	0	21	19	21	21	22
<i>Différence électricité produite et consommée</i>	<i>80</i>	<i>89</i>	<i>85</i>	<i>89</i>	<i>88</i>	<i>92</i>
Total électricité consommée	532	532	526	538	526	538

Source : France Stratégie

5. Comparaisons des scénarios et des variantes

Les bilans électriques des différentes variantes étant établis, il est maintenant possible de les comparer et le tableau 9 précise les caractéristiques pour chacune des variantes.

Le principe est donc d'explorer des variantes qui s'écartent peu de leur scénario central, donc avec des usages énergétiques les plus proches, mais avec certains changements d'énergie finale. Dans ces ajustements des énergies finales « à usages constants », il peut apparaître paradoxal que le total des énergies finales consommées varie substantiellement : par exemple un basculement d'un véhicule thermique vers un véhicule électrique, à usage kilométrique égal, diminue l'énergie finale mobilisée par kilomètre d'un facteur trois. Aussi il est utile de garder un œil sur cet indicateur de l'énergie utile pour vérifier que, s'agissant des

usages, il n'y a pas de modification. C'est ce que permet le tableau 9, qui précise aussi la production d'hydrogène (en TWh) dans les différentes variantes.

L'énergie finale totale consommée correspond à la somme des consommations énergétiques dans chaque secteur (donc hors consommations non énergétiques).

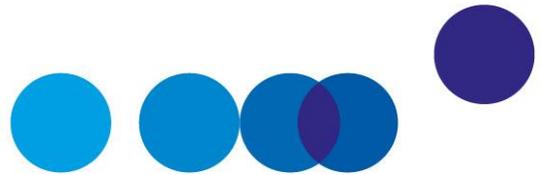
L'énergie utile totale consommée correspond à la somme des consommations énergétiques, dans une unité « énergie utile » qui correspond à l'énergie physique utilisée. Elle se mesure non pas au niveau du compteur, mais à un stade plus en aval de la consommation, lorsque se produit la réaction chimique ou physique d'usage de l'énergie. En pratique, il s'agit des énergies finales pondérées par l'efficacité des différents vecteurs.

En ce qui concerne la production d'hydrogène, la proportion valorisée grâce à l'électrolyse est le ratio « électricité consommée par électrolyseur / (électricité consommée par électrolyseur + électricité perdue) ». Il mesure ce qu'on envoie à l'électrolyseur par rapport à la quantité d'électricité qu'on perdrait en l'absence d'électrolyseur.

Tableau 9 – Énergie consommée, structure de la production et production d'hydrogène dans les différentes variantes, en TWh

Information	Référence	Proxy-AMS	ECNB	ECNH	EH	EBNH	EHNH	EBNB	EHNB	EB
Énergie finale totale consommée (TWh)	897	848	848	848	718	859	836	859	836	871
Énergie utile totale consommée (TWh)	667	667	667	667	561	667	667	667	667	667
Part de l'élec dans l'énergie finale consommée	63 %	63 %	63 %	63 %	61 %	61 %	64 %	61 %	64 %	60 %
Part du nuc dans l'élec (brute) produite	32 %	34 %	32 %	35 %	34 %	34 %	34 %	33 %	33 %	33 %
Part des ERV (éolien + PV) dans l'élec (brute) produite	50 %	49 %	50 %	48 %	49 %	48 %	49 %	49 %	50 %	1 %
Total H ₂ produit (TWh)	0	18	19	16	19	16	18	17	19	16
Proportion valorisée H ₂ élec	0	52 %	53 %	52 %	54 %	51 %	53 %	52 %	53 %	50 %
Puissance d'électrolyse (GW) entrante	0	12	13	11	13	11	12	12	13	11
Facteur de charge	0	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	19 %

Source : France Stratégie



CHAPITRE 4

CALCUL DES COÛTS DE PRODUCTION

Une fois déterminé le mix des différents scénarios considérés, il s'agit d'en évaluer le coût global, afin de calculer d'abord le coût d'abattement et ensuite les coûts incrémentaux de la production d'électricité. On peut décomposer le coût social de la production d'électricité en cinq grandes catégories (figure 8).

Figure 8 – Principales catégories de coûts



Source : France Stratégie

Les coûts privés sont ceux directement supportés par l'acteur du marché qui produit le bien. Dans le cas de la production d'électricité, ils se répartissent entre les coûts de production à la centrale et les coûts de système. Samadi (2017)¹ propose une évaluation de l'importance des différentes catégories de coûts lorsque l'on souhaite comparer entre elles différentes technologies de production d'électricité. Il précise aussi le degré de connaissance scientifique de chaque catégorie (tableau 10).

Les coûts macro-économiques et géopolitiques ne sont pas considérés, en raison de la difficulté qu'il y aurait à les évaluer, cela sans ignorer que le choix d'une source d'énergie

¹ Samadi S. (2017), « [The Social Costs of Electricity Generation – Categorising Different Types of Costs and Evaluating Their Respective Relevance](#) », *Energies*, vol. 10 (3), mars.

primaire a des conséquences géopolitiques importantes, notamment en termes de dépendance à l'égard des pays exportateurs de combustibles ou de matières premières.

Tableau 10 – Pertinence et degré de connaissance scientifique des différentes catégories de coûts

Catégorie de coût	Pertinence de la comparaison des coûts	Compréhension scientifique
<i>Coûts de production</i>		
coût du capital	forte	forte
coût du combustible	forte	modérée à forte
coût de marché des émissions de GES	forte	forte
coûts d'opération et de maintenance hors coûts du combustible	forte	modérée à forte
<i>Coûts système</i>		
coûts de réseau	faible à moyenne	modérée
coûts d'équilibrage	faible	modérée à forte
coûts de profil	moyenne à forte	modérée
<i>Coûts externes</i>		
coûts sociaux des émissions de GES	moyenne à forte	faible
impact de la pollution non GES	moyenne	faible à moyenne
impacts visuels et en termes de bruit	faible à moyenne	faible à moyenne
impacts sur les écosystèmes et la biodiversité (non climatiques)	indéterminée	faible
coûts associés aux radiations	indéterminée	faible
autres coûts externes potentiels	indéterminée	Très faible

Source : Samadi (2017)

1. Le coût actualisé de production de l'électricité à la centrale, LCOE

Les **coûts au niveau de la centrale** correspondent au LCOE¹ standard et englobent les coûts d'investissement (construction, équipements, connexion au réseau, etc.), de combustible, d'opération et de maintenance (O & M) hors combustible et, si un prix du carbone est en place, le coût du carbone. Leur évaluation doit prendre en compte, en prospective, les effets d'apprentissage (*learning-by-doing*), les économies d'échelle à la production des équipements, les changements attendus dans les prix des combustibles et les contraintes de site et de régulation.

¹ *Levelized Cost of Energy*, ou « coût actualisé de l'énergie ».

1.1. Les hypothèses retenues

On distingue les coûts suivants :

- **les coûts fixes** annuels prennent en compte l'investissement annualisé permettant de couvrir le CAPEX¹ ainsi que les coûts fixes d'opération et de maintenance ; le coût total d'investissement est la somme de l'*overnight investment cost* (ou « coût sortie usine ») et des intérêts intercalaires dans la construction. **Le coût fixe unitaire** de chaque technologie est alors obtenu en divisant les coûts fixes, annualisés au taux d'actualisation, par la production annuelle. Ce coût fixe, ramené au kilowattheure, d'une technologie dépend ainsi très fortement de la production durant l'année et donc du facteur de charge, ce facteur de charge étant tributaire de l'ensemble du mix électrique considéré. Le coût fixe unitaire « à fonctionnement nominal », souvent rencontré dans la littérature, est lui indépendant du système dans lequel il s'insère et plus faible, puisque calculé sur la base d'une production théorique ;
- **les coûts variables** se décomposent en deux parties : les coûts variables d'exploitation-maintenance, auxquels sont ajoutés les coûts du combustible qui dépendent du rendement de leur conversion en électricité. Il est à noter qu'à l'échelle du système le coût de l'électrolyse s'entend hors coût de l'électricité puisque celui-ci est déjà pris en compte dans le système considéré.

Les coûts unitaires de la méthanisation et de la méthanation ne diffèrent pas d'une variante à l'autre², en revanche l'intensité du recours à ces technologies constitue la principale variable d'ajustement du système³. Le coût de l'électricité utilisée pour la production d'hydrogène est comptabilisé dans les coûts de production des différentes filières. On ne considère pas les coûts de l'hydraulique, puisque la capacité installée ne varie pas entre les scénarios et que les coûts variables correspondants sont négligeables.

Pour les autres technologies (nucléaire, éolien, photovoltaïque, turbines à gaz, méthanisation, méthanation et production d'hydrogène), le LCOE dépend des variantes et de leur facteur de charge, en fonction du mix électrique choisi. Par exemple, pour les TAG-CC, le facteur de charge est de 11 % dans le scénario de référence, mais entre 9,2 % et 9,8 % dans Proxy-AMS et ses variantes. Cet écart de facteur de charge entraîne une différence au niveau du LCOE effectif : le LCOE des turbines à gaz CC pour le scénario de référence est de 164 €/MWh, contre 168 €/MWh pour Proxy-AMS.

Les données que nous utilisons pour calculer les LCOE proviennent de RTE⁴ et du modèle PRIMES (laboratoire E3M, pour la Commission européenne) pour les données non

¹ *Capital Expenditures* = dépenses d'investissement.

² Les énergies mobilisées se stockent : elles sont donc utilisées toutes l'année, quelle que soit la variante.

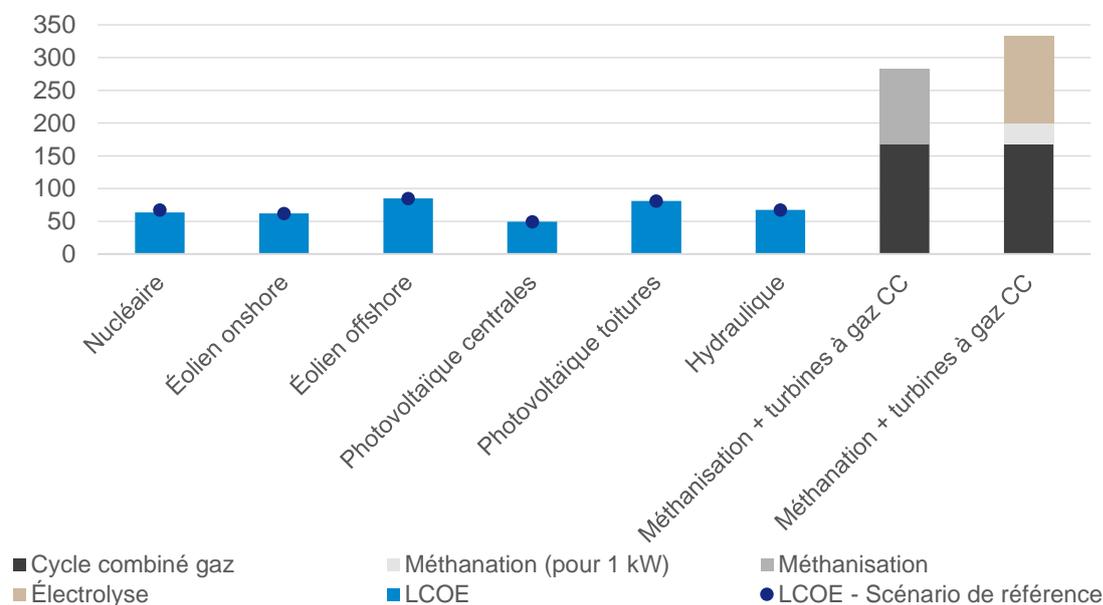
³ Voir la présentation du tableur SimelSP dans l'encadré 1.

⁴ D'après Henri Prévot et son tableur SimelSP. Données RTE (2015) pour 2035.

fournies par RTE. En combinant ces deux jeux de données, nous obtenons les éléments pour le calcul des coûts de production de chaque type de technologie. Le résultat est présenté dans le tableau 11, dans le cas de figure des facteurs de charge de Proxy-AMS.

Le « LCOE au facteur de charge nominal » (ou coût nominal de production) est calculé pour chaque technologie, selon la méthode du LCOE, en retenant un facteur de charge théorique, en considérant donc le coût de chaque technologie pour la durée annuelle de fonctionnement maximum. Il permettra, par calcul d'un coût agrégé de production puis par différence avec le coût total du système, une évaluation globale les coûts de profil de chaque scénario (voir point 3.1 *infra*).

Figure 9 – LCOE par technologie en 2050 (€/MWh) pour Proxy-AMS et comparaison au scénario de référence



NB1 : le LCOE de (méthanisation + turbines à gaz CC) se décompose en 220 €/MWh correspondant au LCOE d'une turbine à gaz CC fonctionnant au gaz naturel (avec un facteur de charge de 6,6 %) et 103 €/MWh correspondant au surcoût lié à l'utilisation de biogaz au lieu du gaz naturel. Le coût variable lié à l'achat du gaz naturel est de 43 €/MWh. Le coût variable lié à l'utilisation du biogaz est donc de 146 €/MWh. Compte tenu du rendement de la CCG, le coût d'achat du biogaz est de l'ordre de 85 €/MWh.

NB2 : les facteurs de charge pour Proxy-AMS sont 76,6 % pour le nucléaire, 24 % pour l'éolien onshore, 42 % pour l'éolien offshore, 13 % pour le PV en centrale et toiture, 6,6 % pour les turbines à gaz CCG, 95 % pour la méthanation et 17,6 % pour l'électrolyse.

Source : France Stratégie

Le tableau 12 présente la décomposition du coût total en un coût fixe et un coût variable pour chaque technologie, en intégrant cette fois les deux technologies de production de biogaz qui remplacent le gaz naturel. Avec 62,5 €/MWh, le nucléaire a un LCOE plus élevé que celui de certaines technologies renouvelables. L'éolien terrestre et le PV en centrale se trouvent en effet être les technologies les moins coûteuses en termes de LCOE, le PV

en centrale étant la technologie la plus abordable avec un LCOE de 49 €/MWh. Par ailleurs, les LCOE de la méthanation (y compris électrolyse) et de la méthanisation apparaissent comme les plus élevés. Pour la méthanisation, l'importance du coût variable correspond à un coût marginal dans l'hypothèse d'un niveau très élevé de mobilisation de la biomasse (entre 415 TWh et 470 TWh selon les scénarios).

Tableau 11 – Composition du LCOE de chaque technologie dans le Proxy-AMS

COE en €2015 (cond. moyennes)	Nucléaire GEN3	Éolien terrestre	Éolien offshore	Solaire PV sur bâtiment	Solaire PV en centrale	Hydraulique fil de l'eau	Turbines CCG gaz naturel	Turbines à combustion	H ₂ par électrolyse	Méthanation	Méthanisation	Charbon	Flouï
<i>LCOE au facteur de charge du scénario Proxy-AMS</i>													
Coût d'investissement total (€/kW)	5 000	1 350	3 160	955	630	2 400	830	400	804	1 500	1 150	1 700	1 200
Durée de vie technique (années)	60	25	25	25	25	50	20	20	20	25	25	40	40
Taux d'actualisation (%)	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Investissement annualisé (€/kW _y)	242	91	213	64	42	121	64	31	62	101	78	92	65
FOM - coût fixe d'OM (€/kW _y)	110	40	100	30	15	8	40	30	36	30	24	36	21
Facteur de charge (%)	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Coût fixe (€/MWh)	53	62	85	81	49	67	125	198	57	16	12	15	10
VOM (coût variable d'OM), quand distingué du combustible (€/MWh)		0	0	0	0	0	2	4			3	4	3
Coût combustible (variable, cf. ligne 3)	10	0	0	0	0	0	295	295			450	95	295
Rendement en électricité (%)	38 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	62 %	39 %	100 %	100 %	39 %	46 %	35 %
Émissions CO ₂ (tCO ₂ /MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coût variable total (€/MWh)	10,0	0,2	0,4	0,0	0,0	0,0	42,7	69,4			103,0	21,5	75,3
Coût variable (€/MWh)	10,0	0,2	0,4	0,0	0,0	0,0	42,7	69,4			103,0	21,5	75,3
LCOE (€/MWh)	63,3	62,0	84,9	80,9	49,2	67,3	167,8	267,4	56,6	15,8	115,2	36,9	85,7
<i>LCOE au facteur de charge nominal</i>													
Facteur de charge nominal (%)	85 %	24 %	42 %	13 %	13 %	22 %	95 %	95 %	95 %	95 %	95 %	95 %	95 %
Coût fixe nominal (€/MWh)	47,3	61,8	84,5	80,9	49,2	67,3	12,5	7,3	11,8	15,8	12,2	15,4	10,3
LCOE nominal (€/MWh)	57,3	62,0	84,9	80,9	49,2	67,3	55,2	76,7	11,8	15,8	115,2	36,9	85,7

Source : France Stratégie

**Tableau 12 – Décomposition du LCOE en coût fixe et coût variable
pour le scénario Proxy-AMS en 2050**

Technologies	Coût fixe (€/MWh)	Coût variable (€/MWh)	LCOE (€/MWh)
Nucléaire	53	10	63
Éolien onshore	62	0	62
Éolien offshore	85	0	85
PV en centrale	49	0	49
PV en toiture	81	0	81
Hydraulique	67	0	67
Méthanisation + turbines à gaz CC	137	146	283
Méthanation + turbines à gaz CC	290	43	332

NB : les facteurs de charge pour Proxy-AMS sont 76,6 % pour le nucléaire, 24 % pour l'éolien onshore, 42 % pour l'éolien offshore, 13 % pour le PV en centrale et toiture, 6,6 % pour les turbines à gaz CCG, 95 % pour la méthanation et 17,6 % pour l'électrolyse.

Source : France Stratégie

1.2. Comparaison avec l'OCDE-AEN

Afin de mettre ces résultats en perspective, nous comparons ici les LCOE à ceux obtenus par d'autres institutions, telles que l'Agence internationale de l'énergie (AIE, 2020¹) et l'OCDE-AEN (Agence de l'énergie nucléaire, 2020²) pour leurs scénarios décarbonés. Le tableau 13 illustre ces résultats.

Les LCOE que nous obtenons avec le scénario Proxy-AMS sont dans des ordres de grandeur comparables à ces références. Toutefois, ces comparaisons doivent être interprétées avec prudence, compte tenu des différences sous-jacentes dans les facteurs de charge, qui peuvent être substantielles. C'est vraisemblablement ce qui explique l'écart important observé pour le gaz.

¹ AIE (2020), *World Energy Model*, Paris, Agence internationale de l'énergie.

² AIE-AEN (2020), *Projected Costs of Generating Electricity, 2020 Edition*, Paris, Agence internationale de l'énergie / Agence pour l'énergie nucléaire, décembre.

Tableau 13 – Comparaison des LCOE Proxy-AMS (avec le facteur de charge du scénario) à ceux obtenus par l’AIE et l’AEN (en €/MWh)

Technologie	AIE 2040	AEN-OECD 2020		Proxy-AMS
		ta = 3 %	ta = 7 %	
Nucléaire	92	38	59	63
Gaz CCGT	92	-	-	168
PV en toiture	-	82	108	81
PV en centrale	42	21	29	49
Éolien terrestre	54	37	47	62
Éolien en mer	42	57	75	85

Le taux de change choisi est 1,2 \$ pour 1 €.

Source : France Stratégie

1.3. Comparaison avec les coûts AIE-IRENA du rapport *Net Zero by 2050*

D’autres écarts importants apparaissent dans la comparaison des LCOE du scénario Proxy-AMS avec ceux du rapport le plus récent de l’AIE sur les scénarios *Net Zero Emission*¹. Dans ce rapport AIE, les coûts des différentes technologies sont donnés par l’IRENA, l’agence internationale des énergies renouvelables.

En première analyse les chiffres AIE-IRENA divergent significativement de ceux retenus dans cette étude puisque les LCOE affichés sont respectivement de 23 et 36 \$/MWh pour le solaire et l’éolien onshore (pour 2030, voir la colonne « (2) AIE Tab B.1 » du tableau 14 *infra*), contre 105 \$/MWh pour le nucléaire : soit un rapport d’un facteur 4,6 par rapport au solaire et 2,9 par rapport à l’éolien. Dans Proxy-AMS, le rapport du nucléaire au solaire est de 1,3 et à l’éolien de 1,02.

L’analyse détaillée des hypothèses puis leur harmonisation progressive constitue un exercice très utile pour comprendre la nature des différences observées et la sensibilité des LCOE au choix des paramètres clés. Ces paramètres clés sont le taux d’actualisation, la durée de vie de la centrale et le facteur de charge (ce trio de chiffres apparaît au-dessus du LCOE dans chaque case du tableau) ; un dernier niveau d’ajustement est opéré pour les OPEX² du nucléaire et pour les CAPEX du PV et de l’éolien onshore.

¹ AIE (2021), *Net Zero by 2050. A roadmap for the global energy sector*, Paris, Agence internationale de l’énergie, mai.

² *Operating Expenses* = coûts d’opération.

La démarche adoptée pour la comparaison et l'harmonisation progressive des LCOE procède de la manière suivante dans le tableau 14 :

- les colonnes (1) et (2) présentent les coûts en €/MWh dans les deux études, Proxy-AMS et AIE-IRENA ;
- la colonne « (3) AIE calc » fait apparaître le recalcul du LCOE à partir des éléments du tableau d'origine et en explicitant la durée de vie de la centrale ; les résultats de (2) et (3) sont très convergents pour le PV et l'éolien, mais pas pour le nucléaire ce qui semble indiquer qu'une autre catégorie de coûts a été prise en compte par l'AIE-IRENA ;
- la colonne « (4) AIE ta » effectue le même calcul que dans (3), mais en utilisant un taux d'actualisation unique de 4,5 % comme dans Proxy-AMS – on note que cette modification a un très fort impact sur le LCOE nucléaire, qui passe pour l'AIE de 91 à 73 €/MWh ;
- enfin, la colonne « (5) AIE dv-fc » harmonise cette fois la durée de vie et le facteur de charge par rapport à Proxy-AMS ; le passage de la durée de vie des centrales de 30 à 60 ans rapproche encore les évaluations des LCOE pour le nucléaire, qui sont à ce stade très proches ;

Tableau 14 – Comparaison des LCOE Proxy-AMS (avec le facteur de charge du scénario) avec ceux du scénario *Net Zero Emission* de l'AIE (coûts IRENA)

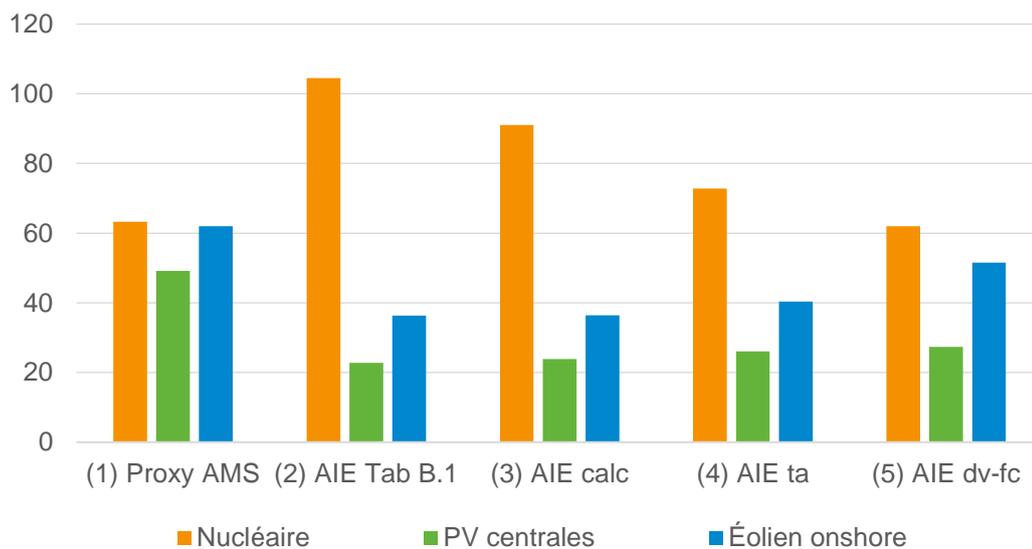
	(1) Proxy-AMS	(2) AIE Tab B.1	(3) AIE calc	(4) AIE ta	(5) AIE dv-fc
Nucléaire	4,5 %-60 ans- 75 %		8 %-30 ans- 70 %	4,5 %-30 ans- 70 %	4,5 %-60 ans- 75 %
LCOE (€/MWh)	63,3	104,5	91,1	72,8	62,0
AIE/Proxy-AMS		1,65	1,44	1,15	0,98
PV en centrale	4,5 %-25 ans- 13 %		3,2 %-25 ans- 14 %	4,5 %-25 ans- 14 %	4,5 %-25 ans- 13 %
LCOE (€/MWh)	49,2	22,7	23,9	26,1	27,4
AIE/Proxy-AMS		0,46	0,49	0,53	0,56
Éolien onshore	4,5 %-25 ans- 24 %		3,2 %-30 ans- 30 %	4,5 %-30 ans- 30 %	4,5 %-25 ans- 24 %
LCOE (€/MWh)	62,0	36,4	36,4	40,4	51,5
AIE/Proxy-AMS		0,59	0,59	0,65	0,83

Source : France Stratégie

Ce processus d'analyse et de comparaison ne clôt sans doute pas le débat sur les LCOE tels qu'ils peuvent être évalués en France et dans une perspective plus globale qui est celle de l'AIE IRENA. Cependant elle permet, en particulier, de montrer l'importance du choix d'un taux d'actualisation unique *versus* un taux différencié selon les technologies.

Cette option d'un taux d'actualisation différencié selon les technologies peut refléter les conditions de financement pour des entreprises sur un marché par ailleurs très régulé et stabilisé par les politiques publiques (tarifs de rachat, appels d'offres) ; mais elle ne s'inscrit pas dans la démarche adoptée par le groupe de travail, qui est celle d'une évaluation socioéconomique du point de vue de la collectivité. On doit donc privilégier dans la comparaison les calculs à taux d'actualisation identique, dans les colonnes (1) et (4) (5) (6).

Figure 10 – Comparaison des LCOE Proxy-AMS et AIE-IRENA sous différents jeux de paramètres (€/MWh)



Source : France Stratégie

Parmi les autres facteurs de différence on retiendra : pour le nucléaire, la durée de vie des centrales, plus élevée dans notre évaluation, ainsi qu'un niveau d'OPEX plus faible ; pour le solaire PV et l'éolien, un niveau de CAPEX au contraire plus élevé dans les conditions françaises, ce qui renvoie à une double interrogation : sur les potentiels et les spécificités nationales pour les coûts considérés et sur l'ampleur des effets d'apprentissage à anticiper.

2. La prise en compte des coûts système

Les coûts système sont habituellement décomposés en trois catégories (OCDE-AEN, 2019)¹ : les coûts d'équilibrage ou de l'ajustement aux variations à court terme de la production et de la consommation ; les coûts de renforcement et d'extension des réseaux ; enfin, les coûts de profil, qui découlent de la modification des facteurs de charge et profils de production des centrales lors de l'introduction de nouveaux moyens de production.

Les coûts d'équilibrage. Le fonctionnement stable d'un système électrique exige que la demande et l'offre soient égales à tout moment. Les systèmes électriques nécessitent donc un gestionnaire de réseau central qui veille à ce que les fluctuations imprévisibles à court terme de la demande et de l'offre d'électricité puissent être compensées en contractant à l'avance des réserves suffisantes. Cela nécessite une plus grande capacité² par rapport à un système hypothétique dans lequel la demande et l'offre seraient parfaitement prévisibles et il n'y aurait donc aucun risque de défaillance. Ces coûts d'équilibrage dépendent beaucoup du taux de pénétration des ERV.

Les coûts de réseau. Ce sont les coûts supplémentaires dans le système de transport et de distribution, des technologies de stockage et d'une série de services auxiliaires nécessaires au fonctionnement stable d'un système électrique, lorsque la production d'électricité d'une nouvelle centrale y est intégrée. Le déploiement des sources renouvelables suppose notamment d'importants renforcements des réseaux en moyenne tension. Si d'autres producteurs peuvent également bénéficier des renforcements et des extensions de réseau nécessaires, seule une partie des coûts supplémentaires doit alors être affectée à la nouvelle centrale.

Les coûts de profil. Comme suggéré par Hirth *et al.* (2015)³, il faut également prendre en compte ces coûts dans les « coûts » du système. Les coûts de profil induits par l'introduction d'un nouveau moyen de production sont associés à la hausse du coût de production du reste du parc de production (y compris les moyens de stockage). Ils sont causés par la déformation du profil de demande résiduelle, c'est-à-dire la demande restant à satisfaire une fois déduite la production de ce nouveau moyen. Ainsi, l'introduction d'électricité renouvelable intermittente induit une demande résiduelle ayant une monotone de charge

¹ OCDE-AEN (2019), *The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables*, Paris, OCDE/Agence pour l'énergie nucléaire, janvier.

² Cette capacité est d'autant plus coûteuse que l'efficacité des installations destinées à fournir une capacité de réserve est en général faible, car elles doivent fonctionner en dessous de leur pleine capacité et/ou a besoin de monter et descendre fréquemment (ce qui peut aussi avoir un effet négatif sur la fiabilité d'une centrale et réduire sa durée de vie).

³ Hirth L., Ueckerdt F. et Edenhofer O. (2015), « *Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability* », *Renewable Energy*, vol. 74, p. 925-939.

plus irrégulière et une monotone de puissance plus « pointue » et éventuellement des pertes d'énergie lors de périodes de surproduction. Le reste du parc de production doit s'adapter à ces changements, notamment en augmentant les capacités de pointe et/ou les moyens de stockage. Son coût moyen de production (en €/MWh) augmente.

Dans notre évaluation, les coûts d'équilibrage et les coûts de réseau d'une part, et les coûts de profil d'autre part sont traités de manière différente : par évaluation exogène pour les premiers, de manière endogène dans la simulation de SimelSP pour les seconds.

2.1. Les coûts d'équilibrage et les coûts de réseau

Les coûts de réseau et les coûts d'équilibrage sont fortement dépendants à la fois des conditions initiales du réseau et du taux de pénétration de chaque technologie, mais de manière non linéaire. Le tableau 15 rappelle les taux de pénétration de l'éolien, onshore et offshore, et du PV, en toiture et en centrale, dans chaque variante :

Tableau 15 – Taux de pénétration de l'éolien et du photovoltaïque en 2050 dans la production d'électricité française pour les différents scénarios

Technologie	Référence	Proxy-AMS	ECNB	ECNH	EH	EB-NH	EH-NH	EB-NB	EH-NB
Éolien onshore	23,3 %	23,0 %	23,5 %	22,4 %	23,1 %	22,6 %	22,7 %	23,2 %	23,3 %
Éolien offshore	1,1 %	1,1 %	1,2 %	1,0v%	1,2 %	1,1 %	1,1 %	1,1 %	1,2 %
PV en centrale	19,2 %	18,9 %	19,2 %	18,6 %	18,8 %	18,8v%	18,7 %	19,1 %	19,0 %
PV en toiture	6,1 %	6,0 %	6,3 %	5,8v%	6,2 %	5,8 %	6,0 %	6,1 %	6,3 %

Source : France Stratégie

Nous nous basons sur les travaux de Samadi (2017) pour estimer les coûts de réseau et d'équilibrage correspondant. Le tableau 16 permet de comparer les différents coûts système, réseau et équilibrage, en millions d'euros, selon la variante retenue.

Mais la quantification des besoins d'extension et renforcement du réseau reste à ce jour peu documentée et très sensible au taux de pénétration des ERV, à leur répartition entre éolien, PV en centrale ou PV en toiture ainsi qu'à la géographie de leur implantation. Des éléments récents semblent indiquer que ces coûts de réseau pourraient avoir été sous-évalués dans la littérature. Aussi nous proposons une analyse de sensibilité dans l'[annexe 4](#), qui mesure le coût d'abattement et le coût marginal de l'électricité avec une multiplication par 10 des coûts de réseau par rapport à ceux que nous considérons dans le corps du texte. Une évaluation plus fine des coûts de réseau en hausse moyenne et basse tension devrait donc être réalisée par les gestionnaires de réseaux, qui disposent des outils de modélisation détaillée nécessaires.

Tableau 16 – Coûts système (équilibre + réseau) par technologie et par variante ou scénario en 2050

Technologie	Référence	Proxy-AMS	ECNB	ECNH	EH	EB-NH	EH-NH	EB-NB	EH-NB
Éolien onshore (€/MWh)	7,0	6,9	7,0	6,9	7,0	6,9	6,9	7,0	7,0
Éolien offshore (€/MWh)	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
PV en centrale (€/MWh)	8,4	8,3	8,4	8,3	8,3	8,3	8,3	8,4	8,3
PV en toiture (€/MWh)	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Total pour le scénario (M€)	2 271	2 259	2 339	2 179	2 323	2 187	2 251	2 267	2 331
% du CT de chaque scénario	5,0 %	4,4 %	4,5 %	4,3 %	4,3 %	4,3 %	4,3 %	4,4 %	4,5 %

Source : France Stratégie

Sous cette réserve, les coûts d'équilibrage et de réseau sont très proches entre les scénarios Référence et Proxy-AMS, et entre Proxy-AMS et ses variantes. Cela est dû au fait que nous avons choisi de fonder nos évaluations sur des changements incrémentaux ou « à la marge » des taux de pénétration des ERV et du nucléaire dans les différentes variantes (pour mémoire, les incréments des variantes portent sur environ 1 % de l'ensemble de la production du mix électrique). Cependant, on observe bien que les coûts système augmentent à la fois avec la quantité d'électricité finale (variantes EH) et la quantité d'énergie renouvelable dans le mix (variantes NB).

2.2. Coûts d'équilibrage et de réseau, comparaison avec d'autres études

Nous comparons les coûts système unitaires car ils sont plus lisibles que des coûts système totaux, pour lesquels l'effet quantité pourrait fausser la compréhension. Nous rappelons que les coûts système calculés ici n'intègrent que les coûts de réseau et d'équilibrage puisque les coûts de profil sont intégrés aux LCOE sans être distingués par technologie.

Les coûts système de l'éolien onshore et offshore que nous obtenons sont proches de ceux qu'obtient l'AIE. En revanche, nous trouvons une valeur inférieure à celle de l'AIE pour le PV et nous ne comptabilisons pas de coûts système pour le nucléaire et les TAG-CC. Cela peut provenir du fait que l'AIE intègre encore les coûts de profil aux coûts système (avec une clé

de ventilation par technologie). Nous observons que l'OCDE¹ obtient un « coût système² » d'environ 8,3 €/MWh. Cependant, si l'OCDE utilise bien – comme ce rapport – la définition hors coût de profil des coûts système, elle calcule un coût par mégawattheure d'ERV. Afin de pouvoir comparer nos valeurs, nous devons donc calculer la moyenne pondérée du coût système pour notre scénario Proxy-AMS. Nous obtenons un coût moyen de 7,4 €/MWh d'ERV, ce qui est comparable à ce qu'obtient l'OCDE.

Tableau 17 – Coûts unitaires (équilibrage et réseau) d'après l'AIE et l'OCDE et comparaison à nos résultats³

2040	Coûts système unitaires (€/MWh)		Coûts système pondéré (€/MWh d'ERV)	
	AIE	Proxy-AMS	OCDE	Proxy-AMS
Nucléaire	5	-		
Charbon	- 20	-		
Gaz CCGT	- 30	-	8,3	7,4
Solaire PV*	25	8,4		
Éolien onshore	5	7		
Éolien offshore	10	4		

* PV en centrale.

Source : France Stratégie

2.3. Une évaluation globale des coûts de profil par scénario ou variante

Dans les simulations avec le modèle SimelSP, les coûts de profil sont pris en compte dans les LCOE des solutions de stockage et de la boucle hydrogène décrite plus haut. Ils sont évalués globalement, pour chaque scénario ou variante, sans être ventilés par technologie.

Pour les coûts de profil, la méthode retenue est la suivante : les « LCOE au facteur de charge nominal » (calculés dans le point 1.1 *supra*) sont pondérés au prorata de la production de chaque technologie dans le mix de la variante considérée, ce qui donne un « LCOE agrégé au facteur de charge nominal ». On en déduit ce que coûterait, à ce coût

¹ Voir OCDE-AEN (2019), *The Costs of Decarbonisation...*, *op. cit.*, p. 121. Nous ne comparons ici nos coûts qu'à la colonne centrale « Main scenario », car c'est en effet celle qui correspond le plus à nos propres variantes : ils présentent tous environ 50 % d'ERV (solaire et éolien onshore, mais pas d'offshore), tiennent compte des interconnexions (IC) et de l'hydraulique. De plus, nous n'intégrons pas dans nos coûts système les coûts de profil, qui sont directement ajoutés aux LCOE via la boucle hydrogène. Nous ne comparons donc nos coûts système qu'à la somme « coûts de réseau + coûts d'équilibrage » présenté ci-dessus.

² Coûts système = coûts de réseau + coûts d'équilibrage.

³ L'AIE explique le fait que la VALCOE est inférieure au LCOE pour le gaz et le charbon par des gains de compétitivités. Voir AIE (s.d.), « *Techno-economic imputs – Fossil fuel resources* ». Voir aussi l'[annexe 2](#).

agrégé, la production électrique ainsi que les pertes de transports et distribution. On définit alors le coût de profil du système comme étant le différentiel entre ce résultat et le coût total du système (avant introduction des deux autres coûts système ci-dessus que sont les surcoûts d'équilibrage et de réseau). Ce différentiel correspond en effet aux pertes par écrêtement, aux pertes d'efficacité lors de la boucle hydrogène ou des stockages, ainsi qu'au coût des équipements correspondants. Le coût des batteries qu'il est nécessaire d'ajouter fait aussi partie des coûts de profil et apparaît *infra*, dans la figure 12.

Ces coûts de profil (en distinguant la composante batterie) représentent environ 20 % – et l'ensemble des coûts système un peu plus de 30 % – du coût global des différents scénarios (tableau 18 et également *infra* figure 12).

Tableau 18 – Décomposition du coût global dans les différents scénarios et variantes (en M€)

	Référence	Proxy-AMS	ECNB	ECNH	EB	EH	EBNH	EHNH	EBNB	EHNB
Surcoût de réseau et d'équilibrage	2 271	2 259	2 339	2 179	2 195	2 323	2 187	2 251	2 267	2 331
Coût batteries	0	1 310	1 310	1 310	1 075	1 544	1 193	1 427	1 193	1 427
Coûts de profil (hors batteries)	9 422	9 988	10 249	9 726	9 610	10 365	9 667	10 046	9 930	10 307
Perte de transport et distribution	2 504	2 874	2 881	2 868	2 816	2 932	2 842	2 900	2 848	2 906
Coût de production nominal	31 617	36 284	36 370	36 205	35 558	37 022	35 879	36 611	35 960	36 696
Total	45 815	52 715	53 149	52 287	51 255	54 187	51 768	53 235	52 198	53 668

Source : France Stratégie

3. La question des coûts externes

Les **coûts externes** sont définis comme les coûts résultant de l'activité humaine qui ne sont pas pris en compte par l'acteur du marché à l'origine de l'externalité. Par exemple, les dommages pour la santé dus aux particules polluantes provenant d'une centrale

électrique à combustibles fossiles sont des coûts externes. Différentes études ont tenté de quantifier les différents coûts externes recensés (Samadi, 2015¹) :

- coûts sociaux des émissions de GES émis sur le cycle de vie ;
- impacts de la pollution non liée aux gaz à effet de serre ;
- impact sur le paysage et le bruit ;
- impacts sur les écosystèmes et la biodiversité (au-delà de ceux liés au changement climatique) ;
- coûts externes liés aux émissions de radionucléides.

Les coûts externes de la production d'électricité ont été appréhendés dans la littérature économique via l'évaluation des effets sur l'environnement et la santé publique engendrés par les différents moyens de production d'électricité. Ils comprennent en général les coûts des dommages causés par le changement climatique qui dans notre cas sont déjà explicitement pris en compte, via la comparaison entre le coût d'abattement et la valeur de l'action pour le climat (VAC).

Ces coûts externes sont difficiles à identifier et à quantifier parce qu'il n'existe pas *a priori* de marché directement associé sur lequel leur prix peut être observé et parce que, dans de très nombreux cas, des interactions environnementales complexes et contingentes au lieu se produisent avant l'impact. En outre, de nombreux impacts négatifs sont incertains, localement éloignés de la source et/ou se produisent avec un retard important.

L'essentiel des estimations de coûts externes est fondé sur des applications de l'analyse d'impact sur le cycle de vie, établie notamment dans le cadre du projet européen ExternE à partir du début des années 1990². Les quantités de polluants (CO₂, So_x, No_x et autres particules) et les risques sont estimés grâce à une analyse de cycle de vie, et la quantification des effets sur la santé et l'environnement est réalisée grâce une fonction de dommage.

3.1. Les enseignements des études européennes ExternE

Les publications d'ExternE³ ont précisé de façon très détaillée les différents impacts et leur quantification, sans cependant fournir une liste finale pour chaque technologie de production d'électricité, de tous les impacts accompagnés de leur intensité par mégawattheure ; seule figure l'évaluation finale, en unités monétaires par kilowattheure.

¹ Samadi S. (2017), « [The Social Costs of Electricity Generation...](#) », art. cit.

² Commission européenne (2003), [External Costs. Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport](#), Direction générale de la recherche, EUR 20198.

³ http://www.externe.info/externe_d7/

Cela ne permet pas d'actualiser facilement cette évaluation en utilisant, pour convertir les impacts en unités monétaires, les valeurs tutélaires proposées dans le rapport Quinet (2013)¹ et en calculant les valeurs tutélaires qui n'existent pas encore.

Dans la littérature, les coûts externes sont basés sur la prise en compte de trois catégories d'impacts associés à la production d'électricité :

- les coûts des dommages causés par le changement climatique associés aux émissions de gaz à effet de serre, qui sont explicitement calculés dans ce chapitre et distingués des autres coûts externes ;
- les coûts des dommages (tels que les impacts sur la santé, les cultures, les bâtiments etc.) associés à d'autres polluants atmosphériques (NO_x, SO₂, O₃, PM₁₀, NH₃) ;
- enfin, d'autres coûts sociaux non environnementaux pour les technologies de production d'électricité (bruit, utilisation de matériaux, risques d'accident).

Les coûts externes du nucléaire doivent être traités de manière spécifique et avec précaution, car seule une partie des externalités est incluse. Celles liées aux émissions radioactives et aux éventuels accidents nucléaires sont difficiles à estimer, en particulier parce que les risques associés aux accidents nucléaires correspondent à des impacts très importants, mais pour des événements à très faible probabilité d'occurrence.

Pour certains des impacts (sur les cultures, les matériaux), des prix de marché peuvent être utilisés pour évaluer les dommages. En revanche, pour les biens non marchands (notamment les dommages à la santé humaine), l'évaluation n'est possible que sur la base des dépenses de santé occasionnées ou du consentement à payer, qui dépend des préférences individuelles et collectives. Les valeurs monétaires recommandées dans ExternE sont issues de méta-analyses ou d'estimations robustes prises dans la littérature.

L'étude ExternE de 2005² indique un coût externe de la production d'électricité de 20 €/MWh pour la France, contre par exemple 600 €/MWh pour la République tchèque. Cela traduit les différences existant entre les mix de production d'électricité et donc dans les émissions de CO₂ et de polluants atmosphériques, ainsi que dans les risques d'accidents. Comme les coûts des émissions de CO₂ sont distingués des autres coûts externes dans ce chapitre afin de calculer le coût d'abattement, nous ne pouvons pas utiliser la mesure totale fournie par ExternE, qui conduirait à un double compte de la valeur des émissions de CO₂.

¹ France Stratégie (2013), *L'évaluation socioéconomique des investissements publics*, t. I, rapport du groupe de travail présidé par É. Quinet, septembre.

² Commission européenne (2005), *ExternE – Externalities of Energy. Methodology 2005 Update*, dirigé par P. Bickel et R. Friedrich, Luxembourg, Publications de l'UE, EUR 21951.

3.2. Des évaluations plus récentes

Le *Paul Scherrer Institute* a utilisé de manière systématique la méthode élaborée par ExternE pour calculer les coûts externes dans le cadre de travaux sur :

- des analyses multicritères¹. Sont distingués alors les coûts économiques, les coûts en matière d'environnement et de santé, et les coûts sociaux (emploi, risques, déchets). Les perturbations locales, telles que le bruit ou l'agrément visuel, qui sont particulièrement importantes pour les technologies hydroélectriques ou éoliennes, ne sont pas quantifiées ;
- des scénarios modélisés avec des modèles multi-régions (MARKAL)², pour mesurer l'effet de l'internalisation de ces coûts sur le choix du mix énergétique optimal.

Plus récemment, Samadi (2017)³ a effectué de nouvelles estimations sur la base d'une méta-analyse des résultats de la littérature. Sont alors identifiés les effets sur la santé de la pollution atmosphérique, les effets des éoliennes et de l'hydraulique sur le paysage et le bruit, les conséquences sur la biodiversité, et l'exposition à la radioactivité (en se basant sur les travaux d'ExternE). Les coûts externes obtenus pour chaque technologie sont assez faibles, inférieurs à 4 €/MWh quelle que soit la technologie considérée (sauf pour le charbon, pour lequel ils atteignent 14 €/MWh, en raison de la forte pollution atmosphérique).

L'approche a aussi été reprise⁴ et étendue à davantage d'impacts (prise en compte du coût de conversion des terres, notamment). Les coûts externes du système électrique pour la France (tableau 19), estimés à 5 \$/MWh environ, sont les plus faibles des pays du G20.

La prise en compte des coûts externes dans ce chapitre devrait d'abord exclure du calcul la partie liée aux émissions de CO₂, qui constituent l'objet de l'analyse. Elle devrait par ailleurs s'appuyer sur une actualisation de la façon dont sont en France évalués les dommages (Quinet, 2013).

Malgré la qualité et l'importance des efforts menés dans des programmes de recherche comme ExternE, la littérature existante reste ancienne et très souvent controversée. Une des conclusions robustes de ces études est néanmoins que les valeurs obtenues sont assez faibles pour les solutions qui ne sont pas basées sur les énergies fossiles (si l'on met de côté

¹ Hirschberg S., Dones R. et Gantner U. (2000), « [Use of external cost assessment and multi-criteria decision analysis for comparative evaluation of options for electricity supply](#) », *Frontiers Science Series*, vol. 1 (34), novembre, p. 289-296.

² Rafaj P. et Kyreos S. (2007), « [Internalisation of external cost in the power generation sector: Analysis with Global Multi-regional MARKAL model](#) », *Energy Policy*, vol. 35 (2), p. 828-843.

³ Samadi S. (2017), « [The Social Costs of Electricity Generation...](#) », art. cit.

⁴ Karkour S. Ichisugi Y. Abeynayaka A. et Itsubo N. (2020), « [External-Cost Estimation of Electricity Generation in G20 Countries: Case Study Using a Global Life-Cycle Impact-Assessment Method](#) », *Sustainability*, vol. 12 (5), mars.

la question des risques nucléaires). Il est aujourd'hui difficile de retenir des valeurs actualisées et robustes pour l'évaluation des coûts externes de l'électricité en France.

Tableau 19 – Coût externe maximum pour chaque technologie (\$/MWh)

Charbon	Gaz naturel (CC)	Pétrole	Éolien	Géothermie	Hydroélectricité	Nucléaire	Solaire
37	17	87	3	4	5	2	9

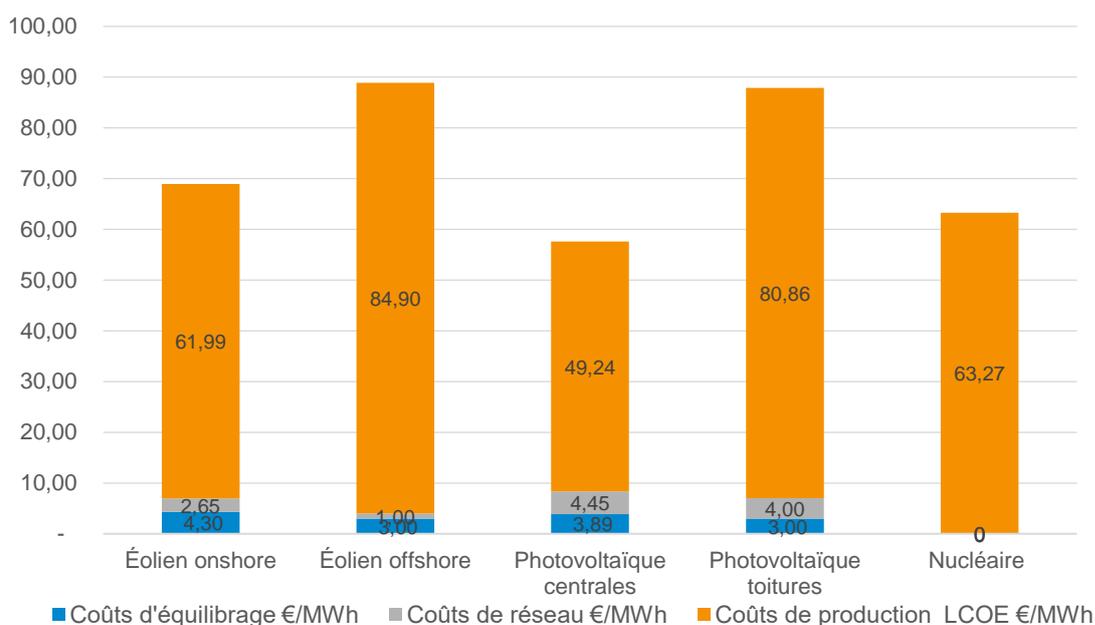
Source : Karkour et al. (2020)

4. Le coût total

4.1. Le coût unitaire

L'ajout des deux premiers coûts système (réseau et équilibrage) aux coûts de production effectifs (qui incluent les coûts de profil, troisième composante des coûts système) nous permet d'obtenir le coût total, qui, divisé par l'électricité consommée, fournit le coût par mégawattheure disponible. Ce coût prend donc en compte les pertes d'électricité. La figure 11, ci-dessous, illustre la décomposition des coûts totaux du solaire et de l'éolien pour le scénario Proxy-AMS et le tableau 20, qui suit, permet d'avoir une vue d'ensemble sur les différents coûts totaux entre les variantes.

Figure 11 – Décomposition des coûts totaux unitaires de l'éolien et du PV et comparaison au coût du nucléaire, Proxy-AMS, en €/MWh



Source : France Stratégie

**Tableau 20 – Coûts totaux unitaires pour chaque technologie et chaque variante
(en €/MWh)**

Technologies	Réf.	Proxy-AMS	EBNH	EHNH	EBNB	EHNB	ECNB	ECNH	EB	EH
Gaz	154	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nucléaire	67	63	63	63	63	63	63	63	63	63
Éolien onshore	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
Éolien offshore	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
PV en centrale	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
PV en toiture	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Production H ₂	-	57	57	56	57	56	57	56	58	56
Méthanation	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Turbines à gaz CC	154	168	165	169	167	170	169	166	164	171
Méthanisation		115	115	115	115	115	115	115	115	115
Hydraulique	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67

Source : France Stratégie

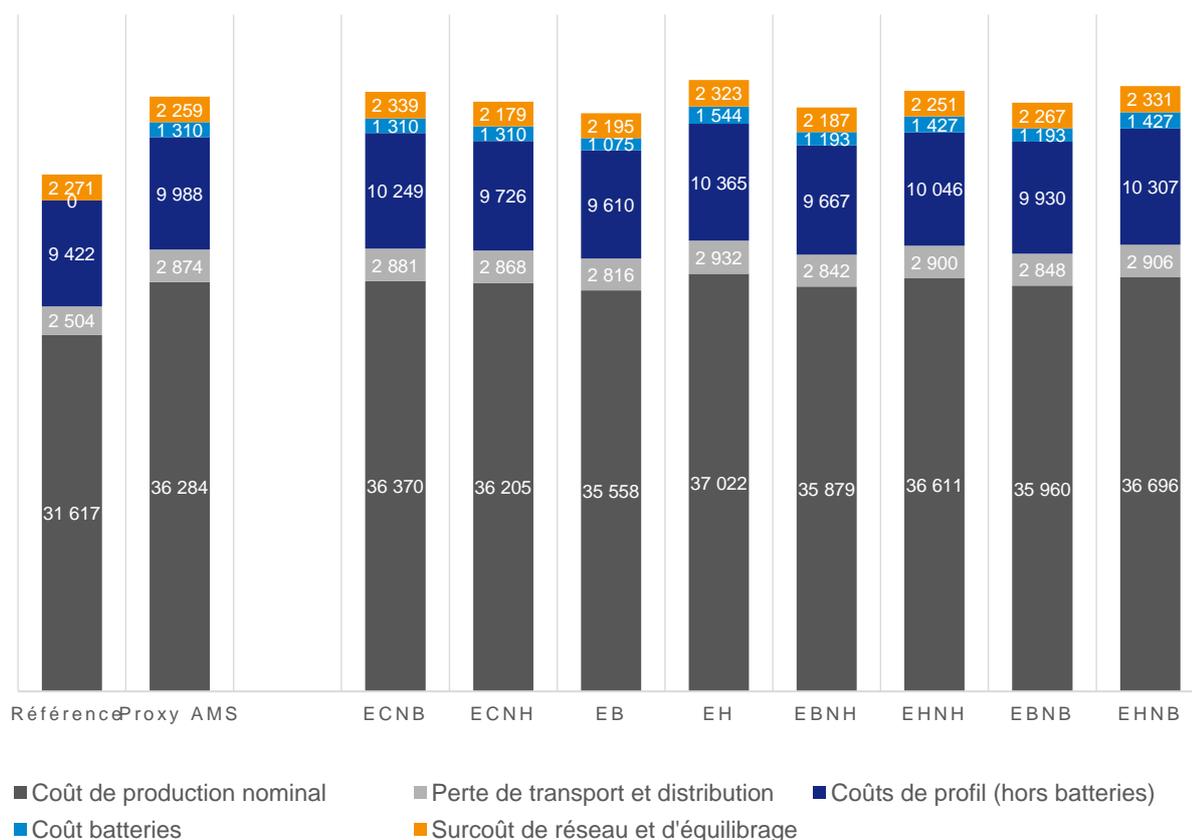
De plus, les coûts totaux unitaires diffèrent entre les variantes, pour plusieurs raisons :

- les facteurs de charge et l'écrêtement varient sensiblement selon les cas, ce qui provoque des modifications importantes des LCOE ;
- les coûts système ne varient pas de manière linéaire : en effet, ces coûts augmentent plus que proportionnellement à la quantité d'éolien et de solaire utilisée dans le mix énergétique. C'est ce qui explique que les coûts unitaires de ces technologies soient plus élevés pour les variantes dans lesquelles elles sont plus mobilisées.

4.2. Le coût total des variantes

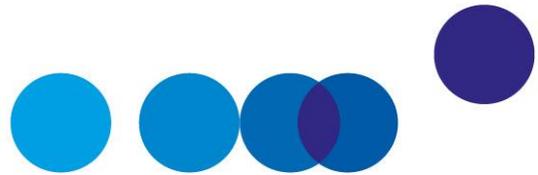
Le coût total de chaque variante est présenté dans la figure 12, qui précise aussi les montants provenant des coûts d'équilibrage et de réseaux, et des coûts de profil, en distinguant celui des batteries.

Figure 12 – Décomposition du coût total par variante en millions d'euros



Source : France Stratégie

On observe ici que les coûts de réseau et d'équilibrage représentent une part non négligeable, environ 5 %, du coût total, quelle que soit la variante choisie. Le coût total du scénario de référence est de 45 815 millions d'euros, le coût total de Proxy-AMS s'élève à 52 715 millions d'euros et ceux de ses variantes s'établissent entre 51 768 millions d'euros pour EBNH et 54 187 millions d'euros pour EH. On en déduit un coût de production moyen de l'électricité de 99 €/MWh dans le scénario Proxy-AMS, contre 86 €/MWh dans le scénario de référence. La décarbonation profonde du système électrique dans AMS entraînerait donc une augmentation d'environ 15 % du coût de production du système par rapport au scénario de référence.



CHAPITRE 5

CALCUL DES RÉDUCTIONS D'ÉMISSIONS ET DES COÛTS D'ABATTEMENT POUR CHAQUE VARIANTE

C'est à partir de cette évaluation des coûts totaux du système qu'il devient possible de calculer le coût d'abattement du secteur de l'électricité pour le scénario principal Proxy-AMS, ainsi que pour ses deux variantes à iso-consommation. Nous ne nous intéressons ici qu'aux coûts d'abattement à l'horizon 2050.

L'objectif est d'obtenir un coût d'abattement pour le scénario central Proxy-AMS. Les coûts d'abattement des deux variantes à électricité constante permettront ensuite d'analyser les variations de ce coût à la marge (avec plus ou moins d'ERV ou de nucléaire).

La différence entre le coût total du scénario central (ou des variantes ECNB et ECNH) et du scénario de référence mesure le surcoût (ou l'économie) induit par le choix d'un autre scénario ou variante. En divisant ce montant par le niveau des émissions du scénario de référence, nous obtenons donc un **coût d'abattement moyen en 2050** correspondant au scénario ou à la variante.

Comme indiqué plus haut, nous ne calculons le coût d'abattement que pour l'année 2050, dans une démarche « Greenfield », comme si le mix de 2050 était « créé » de toutes pièces. Le calcul des coûts de réduction des émissions pour le seul horizon de 2050 correspond évidemment à une simplification. Dans cette perspective, l'actualisation n'a pas à être prise en compte¹. **En revanche la démarche ne permet pas l'évaluation des coûts de l'ensemble de la trajectoire menant à la décarbonation en 2050.**

¹ Bien sûr, le CAPEX dans les LCOE suppose le calcul d'une annuité d'amortissement de l'investissement, à partir d'un taux d'actualisation ou d'un coût moyen pondéré du capital.

L'expression générale des coûts d'abattement est reprise de la [Partie 1 – Méthodologie](#) :

$$\sum_{t=0}^{n-1} \frac{CN_t}{(1+r_{SE})^t} = \sum_{t=0}^{n-1} \frac{CA_t \times (\Delta CO_{2e})_t}{(1+r_{SE})^t}$$

Avec une démarche « Greenfield » en 2050, elle devient :

$$\sum_{t=2050}^{2050} \frac{CN_t}{(1+r_{SE})^t} = \frac{CN_{2050}}{(1+r_{SE})^{2050}} = \sum_{t=2050}^{2050} \frac{CA_t \times (\Delta CO_{2e})_t}{(1+r_{SE})^t} = \frac{CA_{2050} \times (\Delta CO_{2e})_{2050}}{(1+r_{SE})^{2050}}$$

$$\Leftrightarrow CA_{2050} = \frac{CN_{2050}}{(\Delta CO_{2e})_{2050}}$$

Ce qui se réécrit :

$$CA_{2050} = \frac{\text{Surcoût du scénario } i \text{ par rapport au scénario de référence}}{\text{Émissions CO}_2 \text{ évitées grâce au scénario } i}$$

$$= \frac{\text{Coût total scénario } i. - \text{Coût total scénario de référence}}{\text{Émissions CO}_2 \text{ du scénario de référence} - \text{Émissions CO}_2 \text{ du scénario } i}$$

$i \in \{Proxy - AMS, ECNB, ECNH\}$

Les scénarios i n'émettant pas de CO₂, l'expression se simplifie comme suit :

$$CA = \frac{\text{Coût total scénario } i. - \text{Coût total scénario de référence}}{\text{Émissions CO}_2 \text{ du scénario de référence}}$$

Nous obtenons ainsi un coût d'abattement pour le scénario central et chaque variante, en euro par tonne de CO₂ évitée. La comparaison avec la VAC revient bien à supposer une approche en budget carbone¹ mais en supposant une valeur carbone constante après 2050². Par ailleurs, le fait que le coût d'abattement marginal soit inférieur à la VAC est une condition nécessaire pour justifier d'un investissement donné³. Cela peut aussi être une condition suffisante lorsque l'investissement n'est effectué qu'à la marge d'un système optimal.

¹ Et non pas seulement une approche par la méthode 3 telle que décrite dans la [Partie 1 – Méthodologie](#).

² Ce qui n'est pas sans fondements si les investissements en abattement mélangent de la dépollution et du découplage. Voir annexe de France Stratégie (2019), [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 A. Quinet, février, 187 p.

³ En toute rigueur, la comparaison pertinente est celle entre le coût total actualisé d'un projet marginal et la somme actualisée des émissions évitées pondérée par la VAC.

Tableau 21 – Coûts totaux, émissions abattues et coût d'abattement de nos variantes

	Proxy-AMS	ECNB	ECNH
Coût total (M€ 2015)	52 715	53 149	52 287
Surcoût par rapport au scénario de référence (M€)	6 900	7 334	6 473
Consommation (TWh)	532	532	532
Émissions abattues (MtCO _{2e})	18,7	18,7	18,7
Coût d'abattement (€/tCO_{2e})	370	393	347

Source : France Stratégie

Le coût d'abattement du secteur de l'électricité dans Proxy-AMS et par rapport au scénario de référence est donc estimé à 370 €/tCO_{2e}. Nous observons par ailleurs que les coûts d'abattement sont tous positifs. Cela signifie qu'entreprendre le changement de mix afin d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 coûte entre 347 et 393 euros par tonne de CO₂ évitée dans le secteur électrique. Une variante à la marge du scénario Proxy-AMS (le passage de ECNH à Proxy-AMS ou celui de Proxy-AMS à ECNB) accroît de 6 % le coût d'abattement. Ces coûts d'abattement sont très inférieurs à la VAC¹ de 2050 (775 €/tCO_{2e}q). Il apparaît donc souhaitable d'entreprendre les changements correspondants du mix électrique. Deux facteurs expliquent le différentiel de coût total entre le scénario de référence et Proxy-AMS.

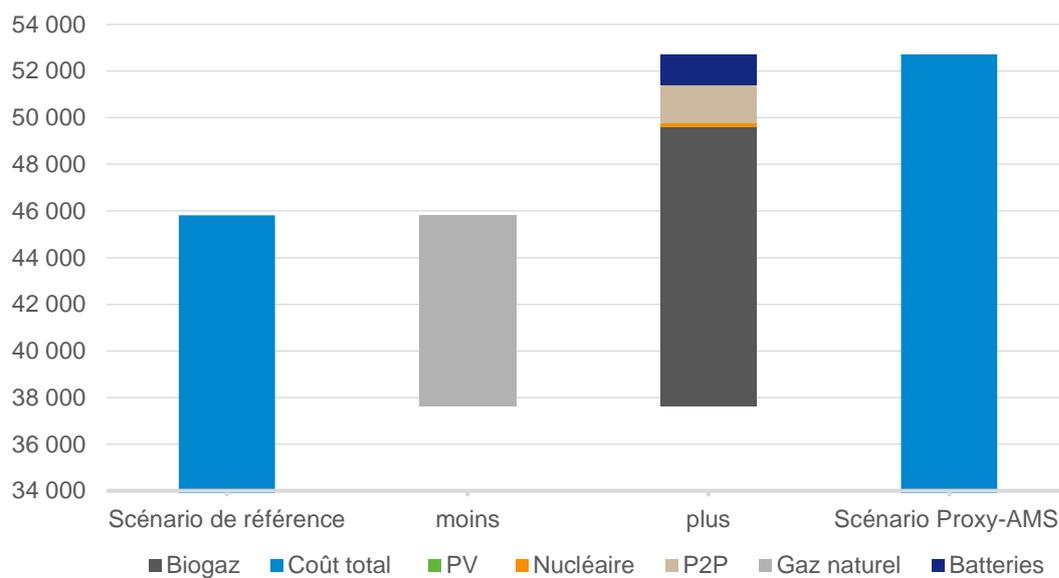
Le premier est le fait que la **production d'électricité à partir de gaz naturel, émettrice de GES mais bon marché, est remplacée par de l'électricité provenant des ERV avec méthanation ou de biomasse méthanisée.** En l'absence de prix du carbone, ces technologies sont plus onéreuses en termes de coût total que l'utilisation de turbines à gaz CCG (154 €/MWh pour le gaz naturel, contre 332 €/MWh pour la méthanation et 283 €/MWh pour la méthanisation). Ce changement de mix de production explique 79 % de la différence entre le coût total de ces deux scénarios. Les quantités de gaz consommées sont donc assez semblables (53 TWh dans le scénario de référence contre 47,5 TWh dans le scénario Proxy-AMS), mais le coût est beaucoup plus élevé car on passe d'un gaz « naturel » à un gaz « décarboné ».

Le second facteur provient des dispositifs de stockage/report de production et en particulier de l'utilisation de batteries : alors qu'il n'y en a pas dans le scénario de référence, la capacité est de 219 GWh dans le scénario Proxy-AMS. Même si elles permettent de meilleurs facteurs de charge, moins de pertes par écrêtement, et permettent

¹ France Stratégie (2019), *La valeur de l'action pour le climat...*, op. cit.

de réduire la quantité de biogaz mobilisée, elles entraînent un supplément de coût de 1 310 millions d'euros, qui explique 19 % de la différence entre le scénario Proxy-AMS et le scénario de référence.

Figure 13 – Décomposition du différentiel de coût entre les scénarios Proxy-AMS et de référence



Note : à gauche figure le coût du scénario de référence, à droite le coût de Proxy-AMS. Les colonnes intermédiaires, dites « moins » et « plus », représentent les différentiels de coûts entre les deux scénarios. L'ensemble des éléments figurent en valeur (€).

Source : France Stratégie

Nous avons testé la sensibilité du coût du scénario Proxy-AMS à la présence de batteries avec un scénario AMS avec moins de batteries (voir [annexe 5](#)). Sans ce coût des batteries, le coût total de Proxy-AMS est réduit de 1 309 millions d'euros, soit 51 405 millions d'euros, et le coût d'abattement est réduit de 19 % pour s'établir à 300 €/MtCO₂ (au lieu de 370 €/MtCO₂). Il faut noter que l'optimum dépend de la part du coût des batteries attribuée au système électrique, que nous avons affecté, par convention au prorata de leur usage énergétique pour chacun des secteurs.

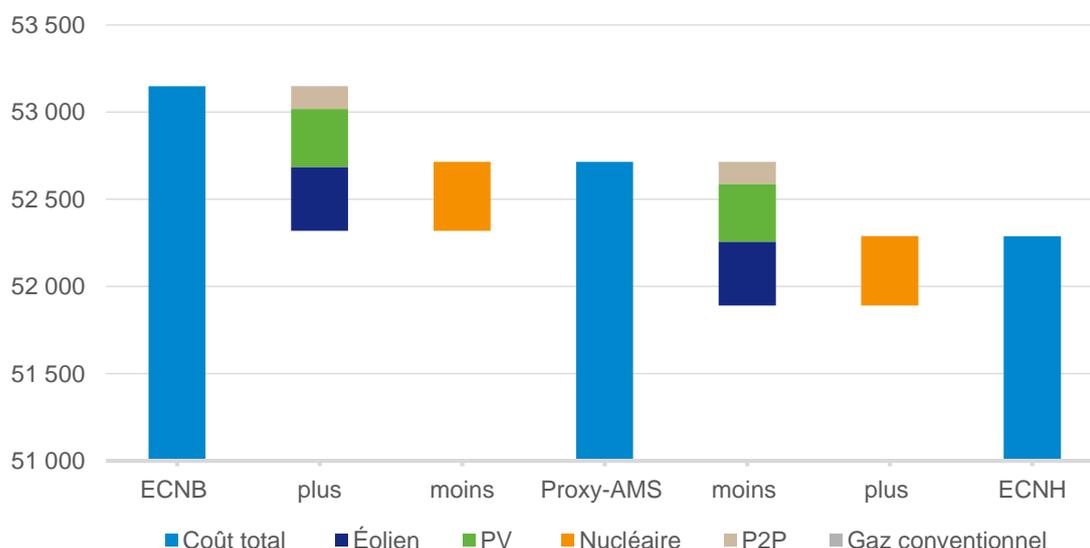
Le reste des différences s'expliquent par un coût total du nucléaire légèrement plus élevé dans Proxy-AMS que dans le scénario de référence : les moyens de stockage introduits (boucle hydrogène et batteries) permettent de mieux valoriser le nucléaire, qui est dès lors sollicité un peu plus que dans le scénario de référence. À CAPEX nucléaire strictement identique, un peu plus de coût variable de nucléaire permet d'économiser des coûts du gaz. Cela augmente légèrement le coût total, tout en réduisant le coût par kilowattheure.

Le scénario ECNH comprenant plus de nucléaire et moins d'ERV est le moins coûteux, tandis qu'à l'inverse et dans la même proportion, le scénario ECNB avec plus d'ERV et

moins de nucléaire est plus cher. Le scénario Proxy-AMS présente un coût d'abattement intermédiaire, entre ceux obtenus pour les scénarios ECNH et ECNB. Deux effets concomitants expliquent ces résultats (voir [annexe 9](#) pour une mesure précise de ces effets) : premièrement, un effet volume, c'est-à-dire la modification des quantités d'ERV et de nucléaire qui occasionne un changement de coût total même pour des coûts unitaires constants ; deuxièmement, un effet coût unitaire, qui se décompose à son tour en un effet « coût LCOE » et un effet « coût système ». Pour l'effet coût unitaire, en effet, d'une part les facteurs de charge des ERV et de la production de H₂ sont des fonctions décroissantes de la puissance installée : plus il y a d'ERV et de H₂ dans le mix, plus les facteurs de charge de chaque technologie sont bas et plus les LCOE sont élevés. D'autre part, les coûts système sont des fonctions croissantes de la quantité d'ERV installée : plus il y a d'ERV dans le mix, plus les coûts système augmentent.

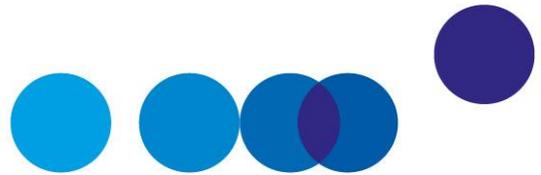
L'effet des pertes étant faible par rapport aux autres, nous avons fait le choix de ne pas en tenir compte dans notre analyse du coût d'abattement. Nous comparons deux à deux les différentes variantes, afin de mesurer les effets à l'œuvre et d'identifier ceux qui sont déterminants pour le coût de la décarbonation.

Figure 14 – Décomposition du différentiel de coût entre Proxy-AMS et les variantes à consommation constante



Source : France Stratégie

La sensibilité du coût d'abattement aux jeux de données utilisées pour le coût d'investissement des technologies est présentée dans l'[annexe 3](#). Nous observons que la variation des résultats est assez faible (moins de 2 % pour Proxy-AMS), que les données proviennent de l'AEN, de la Commission européenne ou de RTE.



CHAPITRE 6

CALCUL DU COÛT MARGINAL DE PRODUCTION DE L'ÉLECTRICITÉ POUR L'ÉLECTRIFICATION DES USAGES

En France, le mix électrique actuel est déjà très décarboné et ne génère qu'une vingtaine de MtCO₂¹ tandis que les autres énergies finales sont à l'origine de 300 MtCO₂ issues des fossiles. L'électrification d'usages énergétiques actuellement alimentés par des fossiles est donc un des leviers à privilégier. Deux enjeux dominant alors : d'une part, les transferts d'usages énergétiques en France afin de substituer des vecteurs décarbonés aux vecteurs issus des fossiles ; et d'autre part la question de l'impact du bilan des échanges entre la France et les autres pays européens, avec des exportations qui aujourd'hui contribuent à décarboner l'électricité des pays voisins.

Nous nous concentrons ici sur le premier point, celui portant sur l'électrification des usages énergétiques, également abordé dans les autres parties : *Partie 2 – Transports, Bâtiment, Industrie* (à paraître), etc. Pour évaluer les différentes solutions techniques d'électrification des usages – et pour calculer leur coût d'abattement – il faudra disposer de l'évaluation du supplément de dépense induit par les nouvelles consommations électriques : il s'agit du coût marginal de la production d'électricité. Par exemple, dans le secteur des transports, pour le véhicule électrique, il convient, du point de vue de la collectivité, de considérer :

- l'effet du coût de l'électricité, qui est plus élevé que celui des carburants fossiles (hors taxes), cela d'autant qu'il faut considérer le coût marginal, croissant avec la demande électrique totale alors que le coût des carburants dépend du marché mondial ;
- le surinvestissement à l'achat du véhicule, celui-ci étant cependant compensé par une efficacité très supérieure du moteur électrique ;

¹ Chiffre 2018, source RTE. Ce chiffre de 20 étant à comparer à une fourchette de 200 à 300 pour l'Allemagne.

- le fait que le véhicule électrique constitue aussi une opportunité majeure, dans une perspective systémique, pour contribuer à l'ajustement journalier et hebdomadaire de l'offre et de la demande électrique. Cet effet pourrait porter sur une puissance de l'ordre d'une quinzaine de gigawatts électriques en France en 2050, soit une contribution de premier plan à l'équilibre du système électrique.

Cet exemple illustre clairement la nécessité d'une approche intégrée pour une vision complète des coûts et bénéfices de l'électrification des usages, nécessaire au calcul du coût d'abattement. L'évaluation du coût marginal de l'électricité décarbonée doit donc permettre d'établir une fourchette de référence pour ce coût marginal, qui pourra être utilisée dans des secteurs comme les transports ou le bâtiment.

Ce coût marginal de long terme reste très incertain. Il est en effet fortement dépendant des hypothèses formulées, par exemple sur les potentiels à long terme des ressources énergétiques et leurs coûts. Il est donc d'autant plus important de bien établir les références en la matière, pour *a minima* rendre comparables entre elles les évaluations sectorielles du coût d'abattement.

Au-delà des incertitudes, l'usage de ce coût marginal souffre aussi de difficultés d'interprétation et, par exemple, les approches micro-sectorielles, ou *bottom-up*, sont parfois opposées aux approches intersectorielles, ou *top-down*. Ces difficultés méthodologiques ne doivent pas être mésestimées, mais à terme la maîtrise de la prospective sur les coûts énergétiques devrait permettre de réconcilier les deux types d'approche pour le calcul des coûts d'abattement (Finon, 2020¹).

Tous les scénarios de décarbonation du système énergétique publiés à ce jour prévoient une croissance en volume des vecteurs décarbonés. Dans ce contexte, l'anticipation du coût marginal de l'électricité et des gaz verts est fonction :

- de l'intensité escomptée des politiques de maîtrise de la demande qui déterminera le niveau de production nécessaire ;
- de la composition du mix électrique ;
- des hypothèses retenues en matière de coûts de production².

Calculer des coûts économiques et des émissions de CO₂ associées à l'électrification d'un usage spécifique (VE, électrolyse, chauffage, etc.) nécessite une méthode d'affectation

¹ Finon D. (2020), « Évaluer le coût des politiques climat-énergie à base de renouvelables. Du bon usage des modèles d'optimisation sectorielle », *Revue française d'économie*, 2020/2, vol. XXXV, p. 81-127.

² Effets d'apprentissage, potentiels en ressources renouvelables, capacité à mettre en œuvre la CSC, hypothèses retenues en matière de coûts système, coûts externes, d'échanges avec les pays limitrophes, d'interfaçage avec les secteurs consommateurs d'électricité et de gaz.

des coûts et émissions totales du parc de production d'électricité. Plusieurs approches peuvent être considérées :

- une approche « attributionnelle » qui repose sur la répartition des coûts et émissions des consommations à chaque instant ;
- une approche « incrémentale » qui repose sur l'évaluation de l'effet d'un incrément de consommation sur les coûts et émissions du système électrique et nécessite une hypothèse sur l'effet du niveau de consommation sur le parc de production, cette approche incrémentale peut être menée « à parc fixé » ou « à parc adapté ».

Nous avons retenu l'approche incrémentale à parc adapté, car elle permet de mesurer les conséquences du choix d'électrification sur le moyen et long terme. **Elle nécessite cependant de disposer d'une évaluation « incrémentale » de la variation du coût de production du système électrique provoqué par un surcroît de demande.** Seuls des modèles du système électrique intégrés permettent de rendre compte de tous les effets, en particulier si on intègre le profil temporel, journalier et saisonnier, de la demande électrique. **On peut l'approcher par l'intercomparaison des quatre variantes présentées ci-dessus, et leur mise en rapport avec le scénario central**, en écartant cependant certaines dimensions du problème, notamment le rôle des échanges intra-européens.

Les quatre variantes à consommations variables permettent en effet de calculer des coûts incrémentaux qui fournissent une approximation des coûts marginaux. Ces scénarios se distinguent de Proxy-AMS par une consommation plus ou moins élevée. Le coût marginal nous permet donc de savoir combien coûte en moyenne chaque mégawattheure d'électricité consommée supplémentaire par rapport au scénario Proxy-AMS.

Le coût marginal se calcule en rapportant le coût incrémental – ou différentiel de coût total – de chaque scénario (en millions d'euros) au différentiel de consommation (en TWh) :

$$\begin{aligned} \text{Coût marginal} &= \frac{\text{Coût incrémental du passage de Proxy AMS à la variante a, b}}{\text{Électricité consommée a, b} - \text{Électricité consommée Proxy AMS}} \\ &= \frac{\text{Coût total a, b} - \text{Coût total Proxy AMS}}{\text{Électricité consommée a, b} - \text{Électricité consommée Proxy AMS}} \\ & \quad a \in \{EH, EB, \quad EH+\}; b \in \{NH, NB, \emptyset\} \end{aligned}$$

Les coûts que nous obtenons sont détaillés dans le tableau 22. **Le principal résultat à retenir ici est le niveau du coût marginal de la variante EH, soit 129 €/MWh.** Il signifie que chaque mégawattheure supplémentaire entre Proxy-AMS et EH coûte 129 euros.

Tableau 22 – Coûts incrémentaux par variante¹ par rapport à Proxy-AMS

Variante comparée à Proxy-AMS	Delta coût M€/AMS	Delta conso TWh/AMS	Coûts incrémentaux €/MWh
EBNH	- 947	- 6	166
EHNH	520	6	91
EBNB	- 517	- 6	90
EHNB	953	6	167
EH	1 472	11	129
EB	- 1 460	- 11	128

Source : France Stratégie

Ces résultats permettent de mettre en lumière l'importance du choix de la technologie mobilisée pour produire le kilowattheure supplémentaire d'électricité : si du nucléaire est utilisé pour produire l'électricité supplémentaire (passage de Proxy-AMS à EHNH ou passage de EBNB à Proxy-AMS), le coût marginal est presque deux fois plus faible que si ce sont les ERV qui sont mobilisées (passage de Proxy-AMS à EHNB ou passage de EBNH à Proxy-AMS).

On peut notamment remarquer que EHNB et EBNH sont des variantes onéreuses, car le recours supplémentaire aux ERV, nécessaire pour passer de EBNH à Proxy-AMS ou de Proxy-AMS à EHNB², notamment le recours à l'éolien onshore, est important et que les coûts système associés augmentent aussi de façon significative. Le coût élevé est aussi dû au coût de profil élevé induit par les énergies renouvelables, pour ces taux de pénétrations déjà élevés. Les scénarios avec nucléaire renforcé (soit EHNH et EBNB, car le passage de EBNB à Proxy-AMS se fait grâce à davantage de nucléaire, tout comme celui de Proxy-AMS à EHNH) en revanche ne se distinguent que par le recours plus important au nucléaire.

Ces écarts confirment le caractère non optimisé de Proxy-AMS et la faiblesse du coût marginal d'une augmentation du nucléaire donne une indication sur la façon d'optimiser le mix. Pour le coût marginal du kilowattheure, il faut considérer les scénarios EH et EB qui ne modifient pas sensiblement le mix. Cela conduit à conclure à une forte non-linéarité des résultats, avec un **coût marginal (129 €/GWh) de 30 % supérieur au coût moyen du système électrique (99 €/GWh)**.

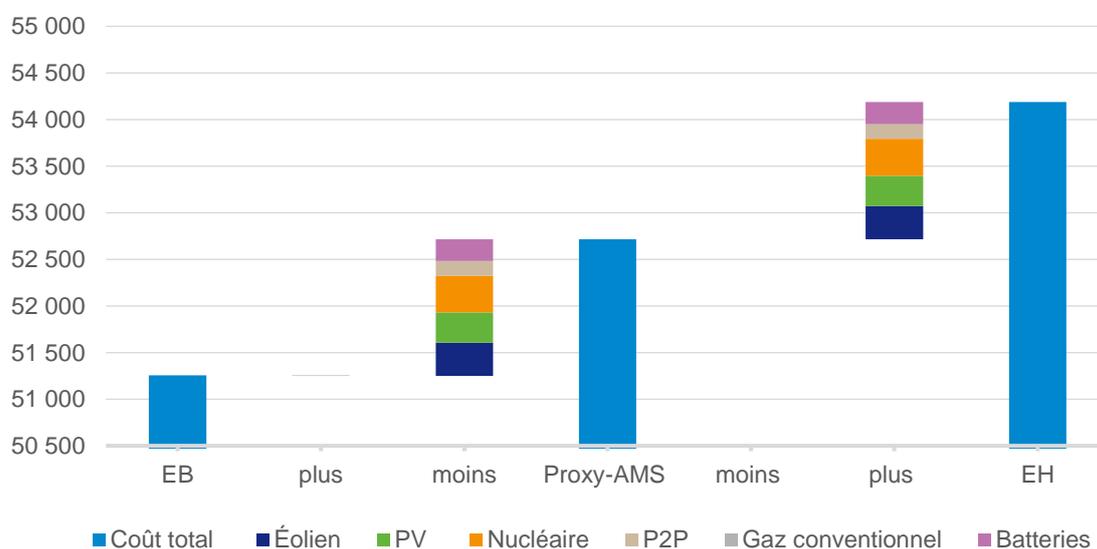
¹ On rappelle que ces dernières sont décrites *supra*, dans le point 4.2 du chapitre 3.

² Voir la description des variantes *supra*, dans le point 4.2 du chapitre 3. En particulier, le passage de EBNH à Proxy-AMS implique bien de mobiliser beaucoup d'ERV.

Les conclusions permettent d'identifier trois points principaux :

- si on obtient bien des coûts incrémentaux de l'électricité s'élevant sensiblement au-dessus du coût moyen sur la base du scénario EH (difficultés d'accès à certaines ressources en particulier, mais aussi coûts système), cet exercice a montré que néanmoins **ces valeurs peuvent devenir beaucoup plus faibles (inférieures même au coût moyen) si c'est l'électricité d'origine nucléaire qui augmente** ;
- **la sensibilité de ce coût marginal aux hypothèses formulées**. En particulier, on observe l'imbrication étroite du système électrique et du secteur des transports avec l'importance de l'effet synergique des batteries¹. En particulier, il apparaît ici impossible de ne pas distinguer le coût marginal de l'électricité pour un usage mobilisant des batteries susceptibles d'être mobilisées pour le *Power to Grid* versus un usage électrique hors batteries. Cela souligne combien les politiques qui seront mises en œuvre dans le futur concernant les batteries seront déterminantes ;
- En creux réapparaît ici le point selon lequel **le profil horaire et saisonnier d'une demande électrique additionnelle est susceptible d'influer sensiblement sur le coût marginal pour le système électrique répondant à cette demande**, qui n'implique pas seulement une production additionnelle, mais aussi une réallocation éventuelle des moyens de production et de stockage.

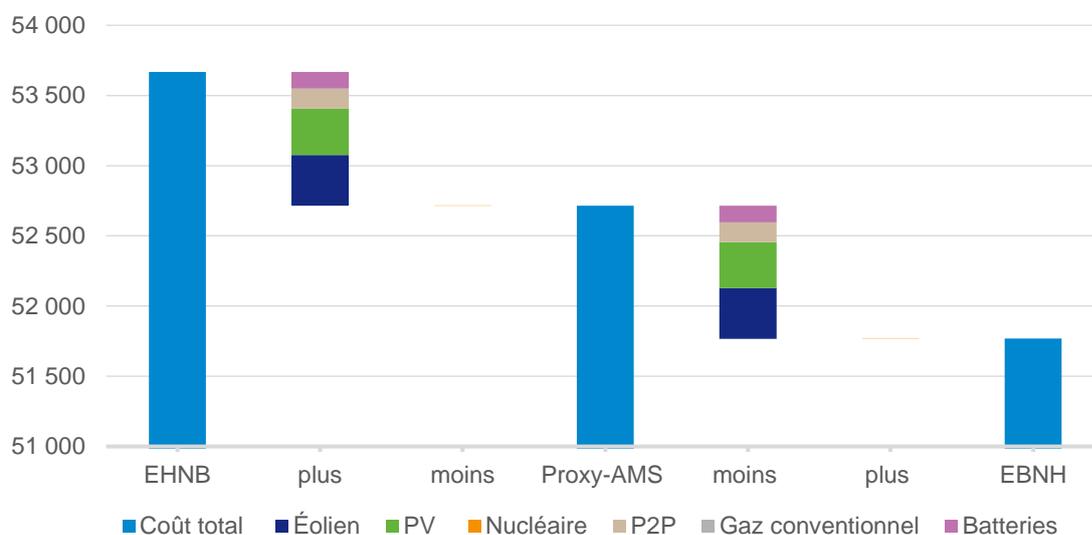
Figure 15 – Comparaison des coûts totaux entre Proxy-AMS, EH et EB



Source : France Stratégie

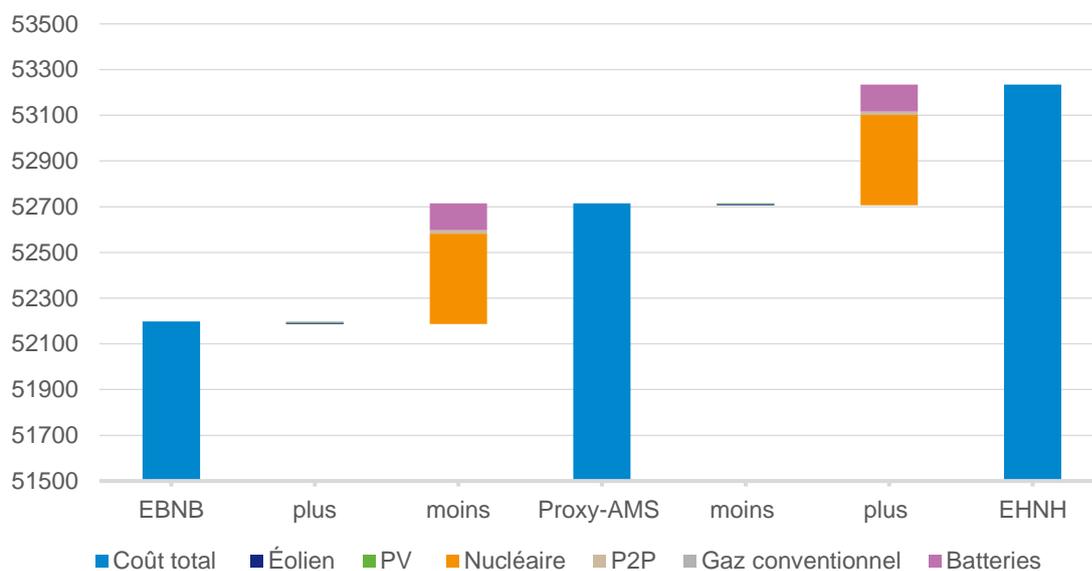
¹ Ce résultat est conforme à Hoarau Q. et Perez Y. (2019), « [Network tariff design with prosumers and electromobility: who wins, who loses?](#) » *Energy Economics*, vol. 83, septembre, p. 26-39, qui montre qu'un développement suffisant des véhicules électriques permettrait de stabiliser le tarif de l'électricité.

Figure 16 – Comparaison des coûts totaux entre Proxy-AMS et les variantes EHNB et EBNH

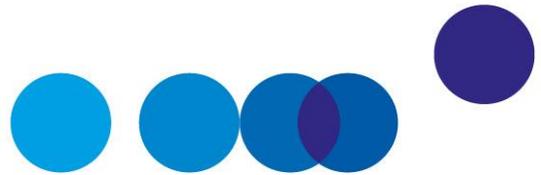


Source : France Stratégie

Figure 17 – Comparaison des coûts totaux entre Proxy-AMS et les variantes EHNH et EBNB



Source : France Stratégie



CHAPITRE 7

SENSIBILITÉ AU MIX DE PRODUCTION ET AUX COÛTS DES TECHNOLOGIES

Dans ce chapitre, nous évaluons la robustesse des résultats en modifiant deux hypothèses-clés relatives, d'une part, au mix de production et, d'autre part, aux coûts des technologies, projetés à l'horizon 2050. En ce qui concerne le mix de production, nous proposons de calculer le coût d'abattement pour une nouvelle configuration du mix, que nous qualifions de « éolien renforcé », car elle correspondrait à une part plus importante à l'éolien offshore. Cette version est déclinée à la fois dans le scénario de référence et le scénario compatible avec l'AMS, que nous notons toujours « Proxy-AMS ».

Par ailleurs, comme il existe de fortes incertitudes relatives aux coûts des technologies, notamment à leur composante CAPEX, il est nécessaire d'évaluer la sensibilité du coût d'abattement et du coût marginal de l'électricité à ces coûts des technologies. Nous considérerons donc des jeux d'hypothèses avec des LCOE moins élevés pour les renouvelables et plus élevés, symétriquement, pour le nucléaire.

1. Sensibilité au mix de production d'électricité renouvelable : une version « éolien renforcé »

Les versions « éolien renforcé » du scénario de référence et de Proxy-AMS sont obtenues en modifiant le mix initialement retenu de la façon suivante :

- **la puissance installée de PV est fortement réduite**, passant de 132 GW à 65 GW. En conséquence, le facteur de charge du PV se trouve augmenté, et la part du PV en toiture par rapport à celle du PV en centrale est réduite. La production d'électricité d'origine photovoltaïque représente finalement 26 % de la production d'origine renouvelable (hors hydroélectricité) dans le scénario de référence et 24 % dans le scénario Proxy-AMS (dans lequel il y a de surcroît une contribution de la méthanation) ;

- **la proportion d'éolien maritime est très fortement augmentée**, la capacité passant de 3 GW à 40 GW. Comme il est impossible d'ajuster à la baisse le facteur de charge suite à cette modification (car on sort du domaine de la courbe Puissance/FC initialement paramétrée), on doit garder en tête que ce scénario est optimiste quant au potentiel d'éolien maritime. La production d'électricité éolienne offshore représente alors 39 % de la production d'origine renouvelable (hors hydroélectricité) dans le scénario de référence et 36 % dans le scénario Proxy-AMS ;
- pour conserver exactement la même production d'électricité d'origine renouvelable, il en résulte un **ajustement à la baisse de l'éolien terrestre**, dont la capacité passe de 65 GW à 36 GW (sans non plus d'ajustement du facteur de charge). La production d'électricité éolienne onshore correspond alors à 35 % de la production d'origine renouvelable (hors hydroélectricité) dans le scénario de référence et à 32 % dans le scénario Proxy-AMS.

On peut remarquer dans le tableau 23 ci-dessous que le scénario de référence « éolien renforcé » est mieux ajusté à la demande d'électricité car il y a moins d'appel à la flexibilité via les capacités thermiques, et l'écrêtement passe de 32 TWh à 12 TWh. En corollaire de ce moindre écrêtement pour la même production, le P2P fonctionne beaucoup plus souvent, ce qui aboutit à une production de 7 TWh (contre 5 dans la version initiale). Il en résulte un fort impact sur le biogaz, dont la consommation n'est plus que de 28 TWh, contre 42 TWh dans la version initiale.

Le scénario de référence est plus cher dans cette version, en raison du coût élevé de l'éolien offshore. En revanche, le scénario Proxy-AMS a un coût moins élevé dans cette version, car il y a moins de distorsion quotidienne à corriger provenant du PV, ce qui permet de réduire sensiblement les besoins en biogaz. Il en résulte une réduction du différentiel de coût entre le scénario de référence et Proxy-AMS. Cependant, dans le scénario de référence de cette version « éolien renforcé », les émissions sont de 14 MtCO_{2e}, contre 19 MtCO_{2e} pour la version initiale.

L'effet total conduit à une augmentation du coût d'abattement. Cette nouvelle version aboutit ainsi à un coût d'abattement de 405 €/tCO_{2e} (tableau 24), pas très éloigné néanmoins (+ 9 %) de celui calculé avec notre mix initial, qui favorisait l'électricité d'origine photovoltaïque plutôt qu'éolienne offshore. De même, les écarts de coût d'abattement pour des modifications à la marge du mix (ils sont de +/- 7 % dans les scénarios ECNH et ECNB), sont très proches de ceux obtenus avec le mix de production initial.

Enfin, on peut remarquer que les CAPEX et OPEX des ERV ne jouent aucun rôle (et celui du nucléaire un rôle très marginal) dans la comparaison entre le scénario de référence et Proxy-AMS. Il en est de même dans les variantes qui modifient la proportion de nucléaire. Cela explique que le coût incrémental de l'électricité soit très peu différent de celui obtenu dans la version initiale.

Tableau 23 – Bilan électrique par scénario et par technologies, en TWh

Technologies	Référence	Proxy-AMS	ECNB	ECNH
Gaz	39	0	0	0
Nucléaire	186	210	203	217
Éolien onshore	106	106	109	103
Éolien offshore	118	118	122	115
PV en centrale	69	69	71	67
PV en toiture	12	12	12	11
Électrolyse + méthanation + turbines à gaz CC	0	7	7	7
Méthanisation + turbines à gaz CC	0	28	28	28
Hydraulique	60	60	60	60
Total électricité produite	589	609	611	607
Perte de transport/distribution	42	42	42	42
Perte d'écrêtement	13	4	4	3
Perte de conversion/stockage	3	4	4	4
Électricité électrolysée	0	28	29	27
<i>Différence électricité produite et consommée</i>	<i>57</i>	<i>77</i>	<i>78</i>	<i>75</i>
Total électricité consommée	532	532	532	532

Note : on rappelle que les variantes ECNB et ECNH sont obtenues à partir du scénario AMS en gardant les mêmes quantités d'électricité consommée et en modifiant le mix électrique pour obtenir un scénario avec une part d'ERV renforcée et moins de nucléaire (ECNB) et un scénario avec un peu plus nucléaire et un peu moins d'ERV (ECNH), voir *supra* chapitre 3, point 3.4.

Source : France Stratégie

Tableau 24 – Coûts totaux, émissions abattues et coût d'abattement de nos variantes dans le cas d'une version « éolien renforcé »

	Proxy-AMS	ECNB	ECNH
Coût total (M€ 2015)	52 524	52 905	52 152
<i>Surcoût par rapport au scénario de référence (M€)</i>	<i>5 497</i>	<i>5 878</i>	<i>5 125</i>
Consommation (TWh)	532	532	532
Émissions abattues (MtCO _{2e})	14	14	14
Coût d'abattement (€/tCO_{2e})	405	433	378

Source : France Stratégie

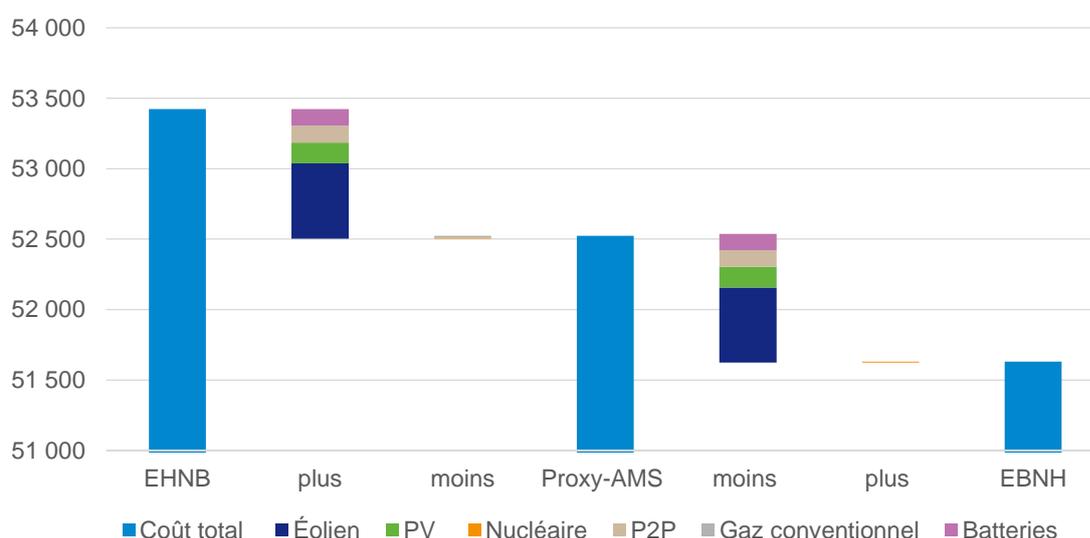
Tableau 25 – Coûts incrémentaux par variante¹ par rapport à Proxy-AMS

Variantes comparées à Proxy-AMS	Delta coût M€/AMS	Delta conso TWh/AMS	Coûts incrémentaux €/MWh
EBNH	- 894	- 6	156
EHNH	520	6	91
EBNB	- 518	- 6	91
EHNB	898	6	157
EH	1 417	11	124
EB	- 1 409	- 11	123

Source : France Stratégie

Pour les variantes modifiant la production d'ERV (EHNB et EBNH), la figure 18 montre que le différentiel à l'AMS est constitué de 60 % d'éolien et de 16 % de PV dans la version « éolien renforcé ». Pour cette raison, un ajustement des CAPEX et OPEX de ces ERV n'aurait que peu de conséquences pour le calcul du coût marginal de production de l'électricité. En revanche, les moyens de stockage au sens large (partagés ici à 50 % entre P2P et batteries) représentent 26 % du différentiel à l'AMS dans la version « éolien renforcé » : si dans cette version les productions saisonnières sont mieux ajustées à la demande, il reste en effet la forte variabilité hebdomadaire de l'éolien qui doit être compensée.

Figure 18 – Comparaison des coûts totaux entre Proxy-AMS et les variantes EHNB et EBNH



Source : France Stratégie

¹ On rappelle que ces dernières sont décrites *supra*, dans le point 4.2 du chapitre 3.

2. Sensibilité aux coûts des technologies

Les LCOE des technologies de production de l'électricité à l'horizon 2050 – notamment leur composante CAPEX – sont marquées de très fortes incertitudes. Par ailleurs, des rapports récents (AIE, 2021¹, RTE, 2021²) font état de LCOE différents de ceux que nous avons utilisés. Afin de proposer des résultats mis à jours compte tenu de ces nouvelles hypothèses et d'assurer une meilleure comparabilité avec les calculs menés par exemple par RTE (2021), nous proposons ici une approche exploratoire, consistant à réduire de x % le LCOE de toutes les renouvelables (sauf l'hydroélectrique) et accroître celui du nucléaire du même pourcentage. Nous étudierons le cas x = 20 puis celui de x = 50.

Dans un premier temps, les LCOE de l'éolien offshore, de l'éolien onshore, du PV en centrale, du PV en toiture, de la production d'hydrogène et de la méthanation ont été réduits de 20 % et simultanément le LCOE du nucléaire a été augmenté de 20 %. Comme ces variations de coûts affectent le scénario de référence comme le scénario complètement décarboné, le coût d'abattement s'en trouve assez peu affecté, passant à 362 €/tCO_{2e}, contre 370 €/tCO_{2e} sous les hypothèses initiales des coûts.

Tableau 26 – Coûts d'abattement pour x = 20

	Proxy-AMS	ECNB	ECNH
Coût total (M€ 2015)	51 546	51 764	51 333
<i>Surcoût par rapport au scénario de référence (M€)</i>	<i>6 765</i>	<i>6 984</i>	<i>6 552</i>
Consommation (TWh)	532	532	532
Émissions abattues (MtCO _{2e})	19	19	19
Coût d'abattement (€/tCO_{2e})	362	374	351

Source : France Stratégie

En comparaison avec les résultats obtenus avant la modification de 20 % des LCOE, le coût marginal de l'électricité est plus élevé dans les scénarios mobilisant, pour la fourniture d'électricité supplémentaire, plus de nucléaire (EHNH, EBNB) et réduit dans ceux mobilisant plus d'ERV (EBNH, EHNB). Dans le cas des scénarios mobilisant à la fois davantage de nucléaire et d'ERV, le coût marginal est légèrement réduit (de 3 %).

¹ AIE (2021), *Net Zero by 2050...*, op. cit.

² RTE (2021), *Futurs énergétiques 2050...*, op. cit.

Tableau 27 – Coûts incrémentaux pour x = 20

Variante comparée à AMS	Delta coût M€/AMS	Delta conso TWh/AMS	Coûts incrémentaux €/MWh
EBNH	- 811	- 6	142
EHNH	599	6	105
EBNB	- 595	- 6	104
EHNB	816	6	143
EH	1 414	11	124
EB	- 1 403	- 11	123

Source : France Stratégie

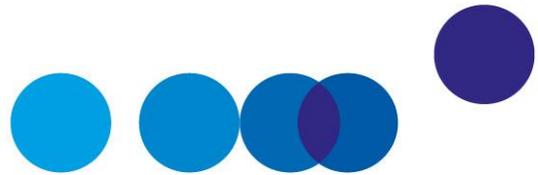
Pour x = 50, le coût d'abattement est de nouveau assez peu affecté, mais on peut observer que ce n'est plus dans le scénario comportant plus de nucléaire (ECNH) que la décarbonation est la moins coûteuse, mais au contraire dans celui comportant plus de renouvelables (ECNB). Nos résultats conduisent à penser que dans le mix retenu initialement, la part de 30 % pour le nucléaire est inférieure à ce que serait un optimum strictement économique du système. Cette part pourrait cependant être trop élevée si les coûts avérés du nucléaire étaient supérieurs de 35 % à 40 % et ceux des renouvelables inférieurs de 35 % à 40 %, par rapport aux hypothèses retenues.

Tableau 28 – Coûts d'abattement pour x = 50

	Proxy-AMS	ECNB	ECNH
Coût total (M€ 2015)	49 791	49 687	49 901
Surcoût par rapport au scénario de référence (M€)	6 562	6 458	6 671
Consommation (TWh)	532	532	532
Émissions abattues (MtCO _{2e})	19	19	19
Coût d'abattement (€/tCO_{2e})	352	346	357

Source : France Stratégie

Enfin, l'annexe 4 présente les résultats des calculs de coût d'abattement et de coût marginal de l'électricité sur la base de différentes sources pour les données de LCOE.



CONCLUSIONS

Dans cette troisième partie, nous avons proposé une évaluation des coûts d'abattement dans le secteur électrique ainsi que du coût incrémental de l'électricité, pour un secteur complètement décarboné. Nous avons adopté une démarche « Greenfield » pour l'horizon 2050, en définissant un scénario de référence encore partiellement carboné, proche de l'AMS mais comportant 50 % de renouvelables variables, 30 % de nucléaire, 10 % d'hydraulique et 10 % de gaz naturel.

Nous avons par ailleurs supposé que le passage du scénario de référence à un scénario totalement décarboné est réalisé grâce à deux leviers :

- l'introduction de moyens de stockage (batteries électriques, boucle hydrogène avec électrolyse-méthanation-TAG) permettant de mieux valoriser le potentiel de production décarbonée (ERV et nucléaire) – dont les capacités installées demeurent inchangées – et ainsi de réduire le besoin en gaz, d'environ 20 % ;
- le remplacement du gaz naturel résiduel par du biogaz de méthanisation.

L'originalité de la démarche réside dans la prise en compte de l'ensemble des coûts, y compris les coûts système. En particulier, les coûts de profil sont appréhendés à partir de la variation des facteurs de charge, qui sont estimés grâce à une modélisation du système électrique. Ce modèle, bien que simplifié, reste suffisamment détaillé pour simuler l'équilibre offre-demande sur un pas horaire pour une année représentative.

Dans ce cadre d'analyse, plus la part d'ERV est importante, plus les coûts de profil le sont également, en raison d'un écrêtement et/ou d'un besoin de stockage accru. Notamment, le besoin en capacités pilotables permettant de pallier l'absence de production des ERV, augmente à certains moments de l'année. Ces effets entraînent une baisse des facteurs de charge de l'ensemble des filières de production et font augmenter les coûts. Les coûts d'équilibrage et de réseau sont intégrés de façon approchée, mais en prenant toutefois en compte le degré de pénétration des renouvelables.

Les enseignements du scénario Proxy-AMS

Le coût d'abattement est obtenu en rapportant le différentiel de coût global au différentiel d'émissions dans le scénario de référence et dans le scénario décarboné. Nous obtenons un coût d'abattement de 370 €/tCO₂ pour un scénario compatible avec le scénario AMS de la SNBC. L'essentiel de ces coûts provient du remplacement du gaz naturel par des substituts décarbonés : électrolyse suivie de méthanation et biogaz de méthanisation. Le scénario étudié prévoit un recours significatif aux batteries des véhicules électriques, dont le coût est supposé imputé en partie aux utilisateurs des véhicules et en partie au système électrique, par convention au prorata de l'usage énergétique. Ces dernières permettent de réduire le besoin en gaz de 6 TWh, mais elles sont coûteuses. Dans l'hypothèse sans batteries (le biogaz assure alors l'équilibre offre-demande), le coût d'abattement descend à 300 €/tCO₂.

Le coût d'abattement est plus faible lorsqu'on s'éloigne du scénario Proxy-AMS en augmentant la part du nucléaire. En revanche, pour un coût du nucléaire 50 % plus élevé et un coût des renouvelables 50 % plus faible, ce résultat s'inverse : accroître la part de renouvelable par rapport au scénario Proxy-AMS réduit le coût d'abattement. Cela suggère que dans le mix retenu initialement, la part de 30 % pour le nucléaire est inférieure à ce que serait un optimum strictement économique du système, compte tenu des hypothèses retenues pour les coûts des technologies. Cependant, cette part pourrait être trop élevée si les coûts avérés du nucléaire étaient de 30 % à 40 % plus élevés et ceux des renouvelables 30 % à 40 % inférieurs à ceux que nous avons utilisés.

Le coût moyen de production pour le scénario décarboné est de l'ordre de 100 €/MWh (soit 14 €/MWh de plus que dans le scénario de référence). À titre de comparaison, le coût moyen de production en France aujourd'hui est de l'ordre de 60 €/MWh¹. Ces niveaux suggèrent une évolution annuelle de l'ordre de 1,7 % par an d'ici 2050. Ce niveau de coût assez élevé par rapport au niveau actuel, que ce soit dans le scénario décarboné ou de référence, s'explique par la disparition du nucléaire historiquement peu coûteux et son

¹ En effet : le coût moyen de production facturé par les fournisseurs en France est aujourd'hui de l'ordre de 50 €/MWh. Voir la publication du CGDD (2017), « [Bilan physique et monétaire de l'électricité 2011-2015 : une dépense de plus de 50 milliards d'euros en 2015](#) », *DataLab – Énergie*, ministère de la Transition écologique et solidaire, septembre, p. 8. Compte tenu du fait que le coût de fourniture inclut les coûts de commercialisation, on peut considérer que la part « production » est légèrement inférieure à 50 €/MWh. Ces coûts évoluant à la hausse, on peut supposer qu'ils sont aujourd'hui de l'ordre de 50 €/MWh. Voir également la [Délibération n° 2020-174](#) de la CRE (juillet 2020). Il faut y ajouter le coût associé aux subventions pour la production d'électricité d'origine renouvelable, qui est de l'ordre de 5 milliards d'euros (voir Sénat [2020], [Projet de loi des finances pour 2021](#), Avis n° 139 de D. Gremillet, novembre) soit, ramené à la consommation totale, environ 11 €/MWh.

remplacement par un nouveau nucléaire plus cher, ainsi que par des coûts de profil des ERV qui deviennent significatifs pour un taux de pénétration de 50 %.

Le coût marginal de l'électricité correspond au coût additionnel – y compris en investissements, car on suppose que le parc serait adapté – qu'il faudrait consentir en 2050 pour satisfaire un incrément de demande d'électricité, rapporté à la quantité d'énergie correspondante. Le coût marginal dépend de la nature des moyens mobilisés pour la satisfaire (notamment nucléaire *versus* ERV).

Dans le cadre des hypothèses initiales, si pour satisfaire la demande additionnelle, on accroît les capacités d'ERV, le coût marginal est de l'ordre de 160 €/MWh. Si au contraire, on s'autorise à accroître les capacités nucléaires pour y répondre, le coût marginal devient inférieur au coût moyen, autour de 90 €/MWh. Dans un cas moyen, où la hausse de la demande s'accompagne d'une hausse de l'ensemble des moyens côté offre, le coût marginal prend une valeur intermédiaire (130 €/MWh) qui demeure au-dessus du coût moyen.

Les enseignements des études de sensibilité et des variantes

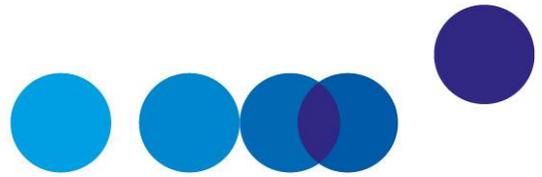
À l'horizon 2050, les incertitudes sont multiples, ce qui impose des analyses de sensibilité. Nous avons notamment conduit l'analyse avec différentes sources de données pour les coûts d'investissement dans le nucléaire et les ERV. Les coûts d'abattement obtenus sont très robustes, avec des variations inférieures à 2 % autour des 370 €/tCO₂. Ce résultat n'est pas surprenant. En effet le calcul du coût d'abattement passe par la comparaison des coûts de deux scénarios qui, pour ce qui concerne les moyens de production décarbonés (nucléaire, ERV), sont identiques. En effet la décarbonation passe essentiellement par la substitution du gaz fossile résiduel présent dans le scénario de référence.

En revanche si l'on s'autorise à prendre un mix différent (ERV *versus* nucléaire) dans le scénario décarboné, l'impact sur le coût d'abattement devient plus sensible. Ainsi produire plus (ou moins) 3 % de nucléaire réduit (accroît) ce coût d'abattement d'environ 6 %. Enfin, si nous avons pu apporter un soin particulier à la prise en compte des coûts de profil, il n'en est pas de même pour les autres coûts système pour lesquels il n'existe à ce jour pas d'évaluation fiable. Nous avons choisi des valeurs initialement faibles, puis étudié les conséquences de coûts de réseau et d'équilibrage dix fois plus élevés. Le coût d'abattement est peu affecté, car les coûts de réseau interviennent dans les deux scénarios qui ont le même mix. Par contre, le coût marginal peut s'accroître de 40 %.

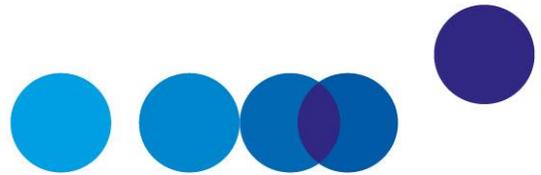
Une décarbonation du système électrique efficiente en regard de la valeur de l'action pour le climat

Ces résultats suggèrent que la décarbonation du secteur électrique est tout à fait faisable, au regard de la VAC à l'horizon 2050. Les scénarios choisis n'ont pas la prétention de représenter une solution optimale. Néanmoins, il apparaît que le coût de l'électricité sera significativement plus élevé en 2050 qu'aujourd'hui. L'électrification massive de certains usages semble accessible, mais à un coût relativement élevé et qui dépendra des choix technologiques qui seront faits pour le mix électrique.

Les travaux présentés appellent certainement à de meilleures évaluations des coûts de réseau, de la flexibilité des différentes sources de production d'électricité et des coûts de mise en œuvre des leviers de décarbonation que constituent le stockage de l'électricité (batteries et électrolyse-méthanation) et la production de biogaz. Les coûts de profil devraient en outre être affinés par une modélisation plus poussée et éventuellement en tenant compte du rôle des interconnexions.



ANNEXES



ANNEXE 1

MEMBRES DE LA COMMISSION

Président

Patrick Criqui, directeur de recherche émérite CNRS, UMR GAEL, université Grenoble Alpes

Secrétariat

Bérengère Mesqui, coordinatrice, France Stratégie

Stéphane Crémel, Direction générale du Trésor

Maxime Gérardin, France Stratégie

Olivier de Guibert, Commissariat général au développement durable

Silvano Domergue, Commissariat général au développement durable

Boris Le Hir, France Stratégie

Aude Pommeret, France Stratégie

Alice Robinet, France Stratégie

Membres

Émilie Alberola, directrice Innovation et Recherche, Eco'Act

Yasmine Arsalane, Agence internationale de l'énergie

Emmanuel Combet, ADEME

Dominique Bureau, délégué général, Conseil économique pour le développement durable (CEDD)

Antoine Dechezleprêtre, OCDE

Jean-Guy Devezeaux de Lavergne, I-Tesé

Matthieu Glachant, professeur d'économie, Mines Paristech

Joseph Hajjar, Direction générale de l'Énergie et du Climat

Jan Horst Keppler, professeur d'économie, université Paris-Dauphine

David Marchal, ADEME

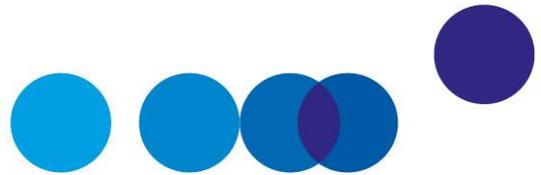
Yves Marignac, Association Négawatt

Andrew Prag, Agence internationale de l'énergie (AIE)

Yannick Pérez, CentraleSupélec

Cédric Philibert, université Paris-Dauphine

Philippe Quirion, CNRS-CIRED



ANNEXE 2

TROIS ÉTUDES DE RÉFÉRENCE POUR L'ANALYSE DES COÛTS DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES

Ademe (2019) : *Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060*

Méthodologie

La méthodologie employée est celle d'une étude technico-économique permettant de tester différentes trajectoires possibles pour le système énergétique français.

Principales hypothèses

- Scénarisation ciblée de certaines filières ; avant 2030, la trajectoire d'ERV est fixée, ensuite l'optimisation est libre (avec toutefois un rythme de déploiement maximal) ;
- sont optimisés à la fois la cible et le chemin pour y parvenir (avec des défaillances inférieures à 2h) ;
- l'approche adoptée est une approche système et non pas technologie par technologie ;
- le taux d'actualisation est de 2,5 % ;
- on conserve la capacité de génération thermique ;
- le scénario de demande est compatible avec la SNBC (avec une flexibilité assez importante) ;
- il existe une variante P2X, *Power to (gas-liquid)* ;

- l'impact du mix européen (qui n'est pas connu de manière très détaillée) est important pour les exportations ;
- des hypothèses sont également faites sur les LCOE (€/MWh) prenant en compte le progrès technologique. Par exemple : PV grandes toitures 41-62, éolien terrestre 24-46 à l'horizon 2050, etc.

Hypothèses sur le périmètre des coûts

Les CAPEX considérés intègrent les coûts de raccordement et les coûts dédiés au réseau de répartition (reliant le réseau Très Haute Tension aux postes-source) ; les coûts des éoliennes marines prennent en compte des coûts associés de renforcement du réseau de transport (on estime que ce sont essentiellement ces ERV qui impacteront ledit réseau). Par ailleurs, les réductions réalisées hors de la France sont prises en compte. Une telle approche est compatible avec les scénarios proposés par RTE¹.

Résultats

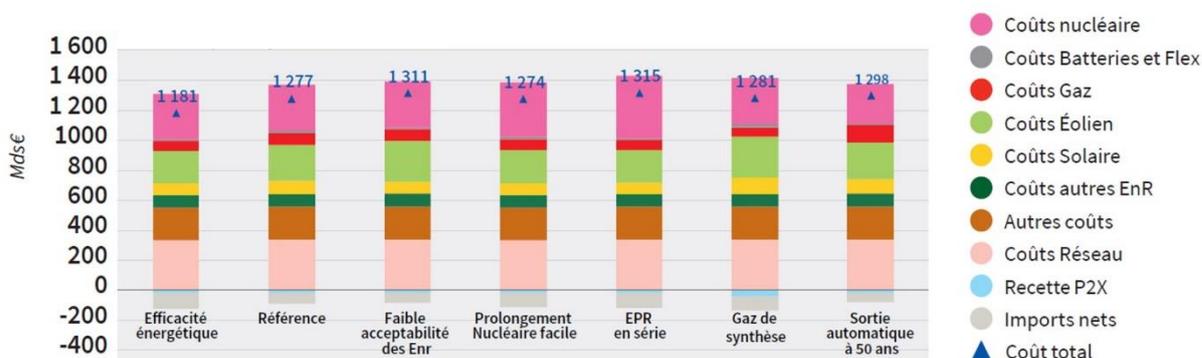
Après optimisation des capacités installées et du *dispatch* horaire, on obtient le coût total du système électrique. En tout, il y a 10 scénarios avec des jeux d'hypothèses différents. Le coût du MWh augmenterait un peu en début de projection mais avec finalement environ 10 % de réduction à l'horizon 2060. Il y a d'abord beaucoup d'exportations, grâce au parc nucléaire puis aux ERV, mais celles-ci disparaissent à l'horizon 2050-2060 (alors que le mix européen est devenu très renouvelable). **La flexibilité de la demande proviendrait essentiellement des ballons d'eau chaude sanitaire et du véhicule électrique.** On part de 18 Mt d'émissions de CO₂ en 2020 pour atteindre 0-7 Mt en 2060 selon les cas, mais l'action en France permettrait aussi de décarboner les autres pays européens, à hauteur de 5 % de leur propre décarbonation, l'essentiel de leur décarbonation provenant de l'évolution de leurs propres mix électriques.

La figure 18 présente les coûts complets pour différents scénarios considérés. La catégorie « Autres coûts » contient en particulier les coûts liés à la contribution au service public de l'électricité (CSPE) historique et les coûts du parc de production

¹ Thomas Veyrenc et Cédric Léonard (RTE), « Systèmes électriques et émissions de CO₂ », présentation lors du groupe de travail coût d'abattement, du 28 novembre 2019 à France Stratégie. Ils soulignent que la France est très exportatrice et que, dans certains scénarios considérés par RTE, elle exporterait encore davantage, ce qui contribue à la décarbonation du système européen. La France a une capacité de production décarbonée très importante entre le nucléaire et les ERV, et à faible coût variable. Cependant, les résultats dépendent du contexte européen : il est possible que la France aille à la neutralité carbone dans une Europe qui n'y va pas (ce qui affecterait beaucoup les imports/exports). Il est donc intéressant de rechercher des stratégies robustes qui soient valables que l'Europe suive ou non.

hydraulique. Par ailleurs, la trajectoire « Efficacité énergétique » ne prend pas en compte les coûts liés aux travaux d'efficacité énergétique.

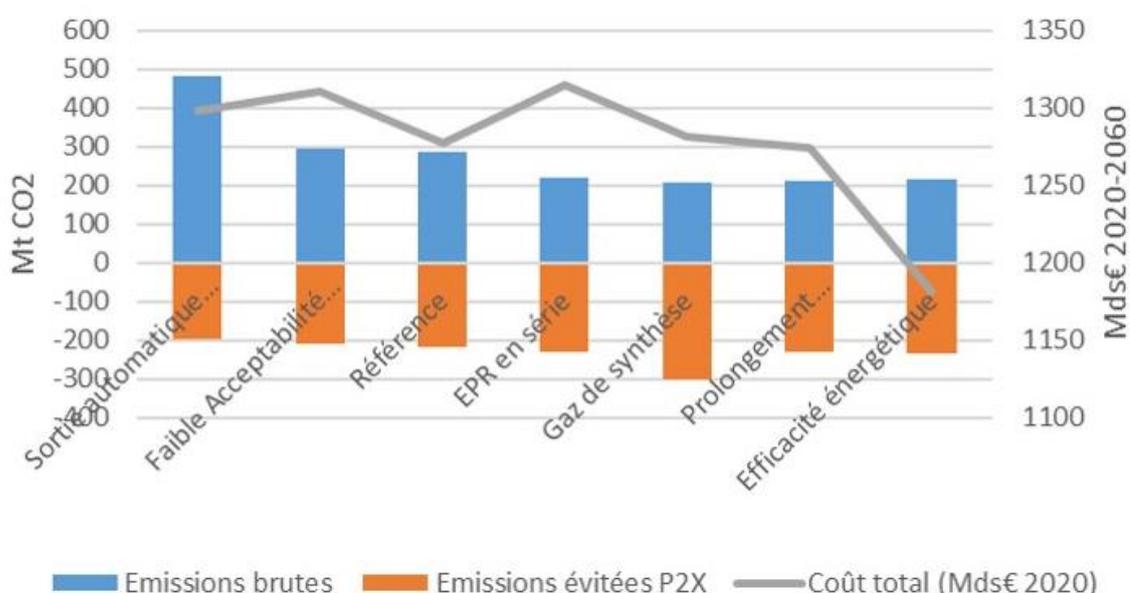
Figure A1 – Coût complet par trajectoire



Source : Ademe (2019), Trajectoires d'évolution du mix électrique français 2020-2060

La figure A2 représente sur le même graphique les coûts de la figure A1 avec les réductions d'émissions associées avec chaque scénario. Enfin, le tableau A1 permet de comparer les *différentiels* de coût (par rapport à une sortie automatique en 2050) et les réductions d'émissions. Elle précise aussi la part des réductions qui provient du PtoX et l'effet sur les émissions européennes.

Figure A2 – Réductions d'émissions et coût complet



Source : Ademe (2019), Trajectoires d'évolution du mix électrique français 2020-2060

Tableau A1 – Réductions d'émissions et différentiel de coût

Description	Émissions en France (MtCO ₂)	Émissions en Europe (MtCO ₂)	Émissions totales (EU + FR) (MtCO ₂)	Émissions évitées par « PtoX » en France	Émissions totales défalquées du « PtoX » (MtCO ₂)	Différentiel en MtCO ₂ (par rapport à la 1 ^{re} ligne)	Coût total (Mdse 2020)	Différentiel de coût (*) (Mdse 2020)	Coût d'abattement en €/MtCO ₂
Sortie automatique à 50 ans	480	9 100	9 580	199	9 381	0	1 298	0	
Faible acceptabilité des EnR	295	9 000	9 295	209	9 086	- 295	1 311	13	44
Référence	285	8 900	9 185	218	8 967	- 414	1 277	- 22	- 53
EPR en série	220	8 800	9 020	229	8 791	- 590	1 315	17	29
Gaz de synthèse	205	8 800	9 005	301	8 704	- 677	1 281	- 17	- 25
Prolongement nucléaire	210	8 700	8 910	232	8 678	- 703	1 274	- 24	- 34
Efficacité énergétique	215	8 600	8 815	235	8 580	- 801	1 181	- 117	- 146

(*) valeur négative = action sans regret *versus* première ligne.

Source : Ademe (2019), Trajectoires d'évolution du mix électrique français 2020-2060 ; *calculs France Stratégie*

Selon les scénarios, le coût total sur la période 2020-2060 serait compris entre 1 180 milliards d'euros et 1 315 milliards d'euros, respectivement pour les scénarios « efficacité énergétique » et « EPR en série ».

Il est alors possible de calculer un coût d'abattement pour chaque scénario de l'ADEME (Faible acceptabilité des ERV, Référence, EPR en série, etc.) à partir de ce tableau en prenant pour scénario initial la « Sortie automatique à 50 ans » (première ligne). En se fondant sur la méthodologie du calcul du coût d'abattement définie plus bas, le calcul que nous faisons est le suivant :

$$CA_{2050} = \frac{\text{Coût total scénario x} - \text{Coût total scénario initial}}{\text{Émissions CO2 du scénario initial} - \text{Émissions CO2 du scénario x}}$$

Ce qui donne¹ par exemple pour la seconde ligne par rapport au scénario « initial » qui est la sortie automatique à 50 ans :

¹ Nous avons ici converti la colonne « Différentiel de coût » en millions d'euros 2020. Il faut de plus faire attention à prendre la valeur opposée à celle de la colonne « Différentiel en MtCO₂ », pour correspondre à notre méthodologie (voir chapitre 5).

$$CA_{2050} = \frac{\text{CT scénario "Faible acceptabilité des ERV"} - \text{CT scénario "Sortie automatique à 50 ans"}}{\text{Émissions CO2 "Sortie automatique à 50 ans"} - \text{Émissions CO2 "Faible acceptabilité des ERV"}}$$

$$CA_{2050} = \frac{13\,000}{295} = \mathbf{44,07 \text{ €/tCO}_2}$$

Les coûts d'abattement de chacun des scénarios de l'Ademe sont très inférieurs à ceux que nous obtenons (voir chapitre 6). Il faut cependant rappeler qu'ils prennent en compte l'échelle européenne et non uniquement française.

CIREN (2021) : « Low-carbon technologies for the French power sector; what role for renewables, nuclear & CCS? »¹

Méthodologie

Optimisation simultanée des coûts d'investissement et de fonctionnement du système électrique. Minimisation par la puissance publique du coût total sous contrainte de la demande. Celle-ci est exogène, d'après Ademe pour 2050, sans d'élasticité prix et sans management de la demande.

Scénarios étudiés

- CSC non disponible
- Nucléaire non disponible
- Ni CSC ni nucléaire disponibles
- Toutes technologies disponibles

Hypothèses générales

- optimisation « Greenfield » (point de départ : aucune installation électrique) ;
- information parfaite ;
- demande rigide et connue à l'avance (Ademe 2050) ;
- taux d'actualisation 4,5 % ;
- année météo : 2006 ;

¹ Article de P. Quirion et B. Shirizadeh (2021) publié dans *Energy Economics*, vol. 95 (issue C).

- biogas & hydro : constraints ;
- contraintes supplémentaires pour les réserves¹ ;
- les barrages sont considérés comme déjà installés ;
- les technologies considérées comprennent l'hydrogène et la méthanation.

Périmètre des coûts

- prends en compte les coûts fixes et les coûts variables de chaque technologie ;
- coût de réseau : coûts de connexion seulement et quote-part courante pour le renforcement ;
- intègre un coût social du carbone dans les coûts ;
- valeurs pour les coûts et les efficacités reprises de : i. JRC (2017), *Cost development of low carbon energy technologies* ; ii. JRC (2014), *Energy Technology reference indicator projections for 2010-2050* ; iii. Union européenne (2016), « Report on the annual accounts of the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking for the financial year 2015 », *Official Journal of the European Union*, C 473, p. 47-56 ; iv. Schmidt O. et al. (2019), « Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies », *Joule*, vol. 3 (1), janvier, p. 81-100.

Résultats

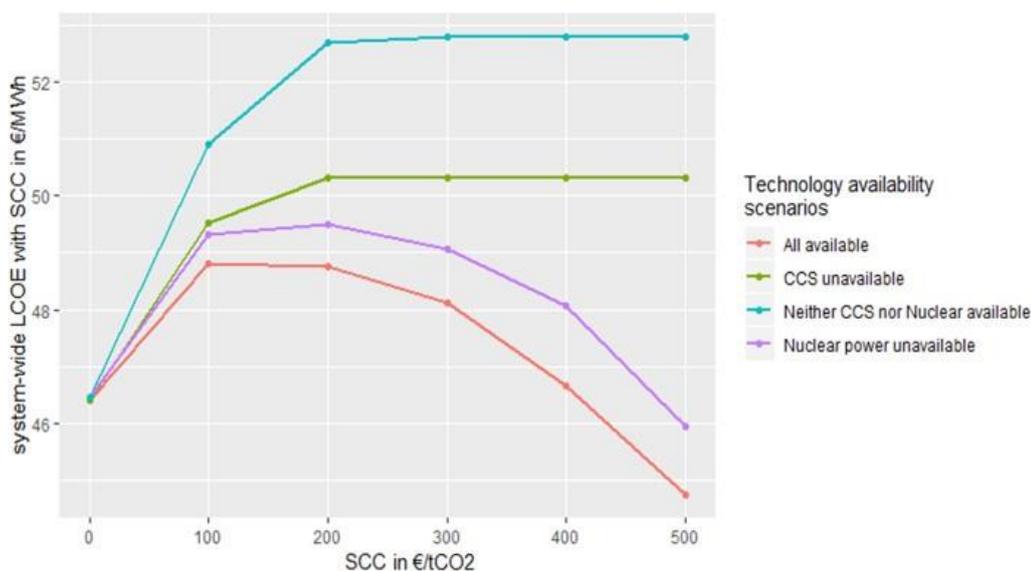
Les résultats du modèle donnent un mix optimal en fonction du prix du carbone. On aurait toujours (dans le scénario central de coûts) environ 75 % de renouvelables. Pour les 25 % restant, le mix est constitué de gaz naturel + nucléaire pour un prix du carbone nul. Quand le prix augmente (100-300 €/tCO_{2e}), ce mix devient gaz naturel + CSC + nucléaire et pour un prix au-delà de 500 €/tCO_{2e}, la combinaison gaz naturel + CSC disparaît et seul le nucléaire serait conservé car la CSC s'accompagne d'émissions résiduelles. Pour le stockage, lorsque le prix du carbone est faible, seul le pompage hydraulique (STEP) et les batteries sont utilisées ; lorsque le prix augmente, la méthanation avec CSC se développe afin de valoriser l'électricité de source renouvelable excédentaire.

Les résultats donnent également les coûts par technologie. On peut remarquer que la méthanation + CSC aurait un coût négatif quand on intègre la valorisation au prix du carbone des émissions évitées. Le mix apparaît très sensible aux coûts des technologies,

¹ Il y a trois types de réserves secondaires en fonction de leur vitesse d'activation, qui va de 30 secondes à plus de 15 minutes. L'usage de ces réserves secondaires dépend de leur vitesse d'activation. Elles permettent d'éviter une panne générale, viennent en complément des ERV ou permettent d'équilibrer le système.

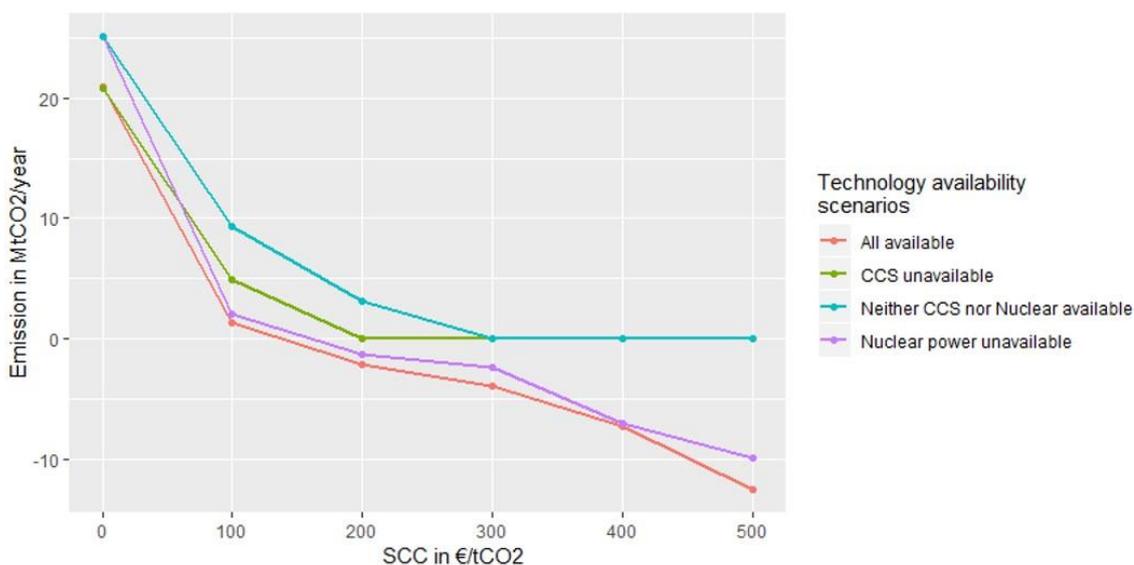
ce qui renforce l'intérêt des études de sensibilité du mix énergétique aux jeux d'hypothèses sur les coûts des technologies. Les figures ci-dessous illustrent les LCOE complet et les réductions d'émissions en fonction des scénarios retenus.

Figure A3 – LCOE-système selon quatre scénarios de disponibilité des technologies (y compris valorisation de la CSC)



Source : Quirion P. et Shirizadeh B. (2021), « Low-carbon technologies for the French power sector; what role for renewables, Nuclear & CCS? », CIRED

Figure A4 – Réductions d'émissions selon quatre scénarios de disponibilité des technologies



Source : Quirion P. et Shirizadeh B. (2021), « Low-carbon technologies for the French power sector; what role for renewables, Nuclear & CCS? », CIRED

On peut aussi calculer un « **coût d'abattement unitaire par tranche de prix du carbone** » et donc une approximation du coût marginal, d'où le terme *marginal cost* ci-après, même si le coût marginal du carbone est exactement le *Social Cost of Carbon* (SCC). C'est ce que décrit le tableau A2, avec pour la tranche supérieure (un prix du carbone de 400-500 €/t) un coût moyen de 167 €/t. On observe donc un écart d'un facteur trois entre le coût d'abattement moyen et le coût d'abattement marginal.

Tableau A2 – Coût en fonction du coût social du carbone

Coût social du carbone (€/tCO ₂)	Émissions nettes (MtCO ₂)	Coût technique (bn. €)	Coût incluant le coût social du carbone (Mds €)	Coût marginal (€/t)
0	20.92	19.6	19.6	
100	1.28	20.49	20.61	45
200	- 2.09	21.01	20.59	154
300	- 3.9	21.49	20.32	265
400	- 7.25	22.6	19.7	331
500	- 12.56	25.18	18.9	486

Source : Quirion P. et Shirzadeh B. (2021), « Low-carbon technologies for the French power sector; what role for renewables, Nuclear & CCS? », CIREN

OCDE-AEN (2019) : *The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables*¹

Méthodologie

L'étude évalue les coûts de fourniture d'électricité de systèmes électriques à faible teneur en carbone et permettant d'atteindre des réductions d'émissions conformes aux objectifs de l'Accord de Paris. Ces réductions sont de 61 % par rapport aux 12 GtCO₂ actuellement émis par les pays de l'OCDE (soit une diminution de 7,3 GtCO₂) et elles supposent une baisse de la teneur en carbone de l'électricité de 430 gCO₂/kWh à 50 gCO₂/kWh².

Le concept de VALCOE (*Value Adjusted Levelized Cost Of Electricity*) introduit par l'AIE constitue une innovation qui résulte de la volonté de prendre en compte l'ensemble des coûts des différentes filières, au-delà des seuls coûts de production. Les coûts système

¹ OCDE-AEN (2019), *The Costs of Decarbonisation...*, *op. cit.*

² *Ibid.*, p. 27.

(*system costs*) sont définis comme : i. les coûts de raccordement ou d'extension des réseaux, ii. les coûts de profil correspondant à des régimes d'exploitation irréguliers, iii. les coûts d'équilibrage (*balancing*) de l'offre et de la demande. Leur somme correspond à la différence entre la VALCOE et le LCOE. L'étude consiste à comparer les coûts totaux de six scénarios différents pour le secteur électrique d'un pays représentatif de l'OCDE, chaque scénario étant compatible avec une contrainte carbone correspondant à 50 gCO₂/kWh.

Hypothèses générales

Huit scénarios (6+2) sont étudiés, qui diffèrent par le degré de pénétration des ERV, et donc la demande de charge résiduelle (tableau A3). Les six principaux représentent un système à deux régions, où une région principale est interconnectée avec une deuxième région de même taille. La région 2 diffère de la région principale pour certaines caractéristiques telles que la forme de la courbe de charge, les modes de production des ERV et la disponibilité des ressources hydroélectriques. Les deux scénarios supplémentaires (VII et VIII) sont des études de sensibilité et représentent un système isolé, constitué uniquement de la région principale.

Tableau A3 – 6+2 scénarios de l'OCDE

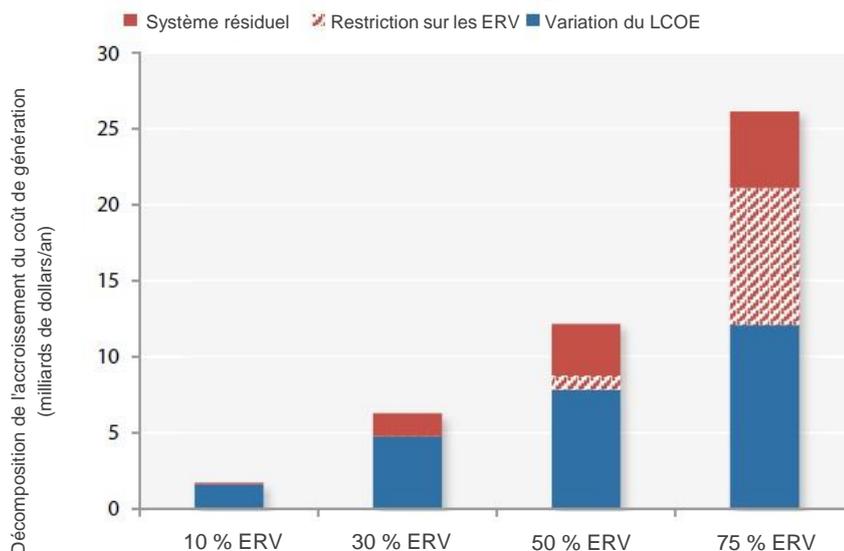
	Numéro	Nom du scénario	Identifiant
Scénarios principaux	I	Minimisation du coût	Référence
	II	10 % éolien and solaire PV	10 % ERV
	III	30 % éolien and solaire PV	30 % ERV
	IV	50 % éolien and solaire PV	50 % ERV
	V	75 % éolien and solaire PV	75 % ERV
	VI	Minimisation du coût avec renouvelables peu chères	ERV peu chères
Scénarios pour l'analyse de sensibilité	VII	50 % éolien et photovoltaïque, pas d'interconnexions	Pas d'interconnexions
	VIII	50 % éolien et photovoltaïque, pas d'interconnexions, pas d'hydroélectricité flexible	Pas d'hydroélectricité flexible

Source : OCDE-AEN (2019), *The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables*, janvier, p. 92

Dans le scénario I, de « minimisation des coûts » et considéré comme « scénario de base », seules les ressources hydrauliques sont imposées de manière exogène dans les deux régions, tandis que le reste du parc de production est déterminé de manière endogène pour satisfaire la charge électrique à un coût minimal. Ce scénario représente donc la solution « coût-efficace » pour atteindre le niveau d'émission de carbone visé et

constitue la base de comparaison des autres scénarios. Il s'avère que, dans ce scénario, les ERV variables atteignent une part de production moyenne d'environ 35 % (avec une pénétration réelle de 15 % dans la région principale et de 50 % dans la région 2). Dans tous les scénarios, les ressources en énergie hydraulique sont exogènes.

Figure A5 – Augmentation des coûts de génération totaux pour chaque scénario par rapport au scénario de référence



Note : ce graphique montre l'augmentation des coûts de production d'électricité dans différents scénarios par rapport au scénario de base. À titre de référence, les coûts annuels de production d'électricité dans ce scénario sont d'environ 37 milliards de dollars par an.

Source : OCDE-AEN (2019), [The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables](#), janvier, p. 118

Résultats

La figure A5 présente l'augmentation des coûts de production totaux pour chaque scénario par rapport au scénario de référence (dont le coût total est d'environ 37 milliards de dollars par an). La décomposition de ces coûts figure dans les tableaux 27 et 28 (NB : le taux d'actualisation utilisé est de 7 %).

Tableau A4 – Coûts d'investissement des différentes technologies

Technology	Nombre d'unités	Capacité nette* (MWe)				Coûts d'investissement** (USD/kWe)			
		Min	Moyenne	Médiane	Max	Min	Moyenne	Médiane	Max
Gaz naturel - TGCC	13	350	551	475	900	627	1 021	1 014	1 289
Gaz naturel - TGCO	4	50	274	240	565	500	708	699	933
Charbon	14	605	1 131	772	4 693	813	2 080	2 264	3 067
Nucléaire	11	535	1 434	1 300	3 300	1 807	4 249	4 896	6 215
Solaire photovoltaïque – résidentiel	12	0.003	0.007	0.005	0.02	1 867	2 379	2 297	3 366
Solaire photovoltaïque – commercial	14	0.05	0.34	0.22	1.0	728	1 583	1 696	1 977
Solaire photovoltaïque – grande surface	12	1	19.3	2.5	200	937	1 555	1 436	2 563
Solaire thermal	4	50	135	146	200	3 571	5 964	6 072	8 142
Éolien onshore	21	2	38	20	200	1 200	1 911	1 804	2 999
Éolien offshore	12	2	275	223	833	3 703	4 985	4 998	5 933
Hydro– petit	12	0.4	3.1	2	10	1 369	5 127	5 281	9 400
Hydro– grand	16	11	1 093	50	13 050	598	3 492	2 493	8 687
Géothermal	6	6.8	62	27	250	1 493	4 898	5 823	6 625
Biomasse and biogaz	11	0.2	154	10	900	587	4 447	4 060	8 667
Cogénération (tout type)	19	0.2	5.3	1.1	62	926	4 526	2 926	15 988

* La capacité nette peut correspondre à la capacité d'une unité ou à la capacité combinée de plusieurs unités sur le même site.

** Les coûts d'investissement ne comprennent pas les intérêts pendant la construction.

Source : OCDE-AEN (2019), *The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables*, janvier, p. 94

Tableau A5 – Hypothèses de coûts pour les centrales de production et les capacités de stockage

Technologie	Taux d'actualisation (%)	Taille (Mwe)	Efficacité électrique (%)	Facteur de charge (%)*	Temps de construction (années)	Durée de vie (années)	Coût d'investissement (USD/kW)	Coûts d'investissement annualisés (USD/MW/year)	Coûts de combustible (USD/MWh)	Coûts d'O&M	
										Fixes (USD/MW/year)	Variables (USD/MWh)
Gaz naturel - TGCO	7 %	300	38.0 %	100 %	2	30	700	58 380	80.81	20 000	15.30
Gaz naturel - TGCC	7 %	500	58.0 %	100 %	2	30	1 050	87 580	52.94	26 000	3.50
Charbon	7 %	845	45.0 %	100 %	4	40	2 200	183 170	21.84	37 000	5.00
Nucléaire	7 %	1 000	33.0 %	100 %	7	60	4 700	413 880	10.00	100 000	1.50
Éolien onshore	7 %	50		30 %	1	25	2 000	171 620	0.00	62 000	0.00
Éolien offshore	7 %	250		40 %	1	25	5 000	429 050	0.00	175 000	0.00
Solaire PV	7 %	1		15 %	1	25	1 600	137 300	0.00	36 000	0.00
Hydro – au fil de l'eau	7 %	10		50 %	5	80	4 300	347 750	0.00	65 000	0.00
Hydro – réservoirs	7 %	10		20 %	5	80	3 250	262 830	0.00	50 000	0.00
Hydro – pompage turbinage	7 %	10		NA	5	80	4 450	359 890	0.00	65 000	0.00
Stockage batteries	7 %	1	90.0 %	NA	1	10	1 146	163 164	NA	17 190	0.00
Éolien onshore – scénario peu cher	7 %	50		30 %	1	25	1 333	114 410	0.00	41 333	0.00
Éolien offshore – scénario peu cher	7 %	250		40 %	1	25	2 500	214 530	0.00	87 500	0.00
Solaire PV – scénario peu cher	7 %	50		30 %	1	25	640	54 920	0.00	14 400	0.00

* Les facteurs de charge des différentes technologies de production d'électricité utilisées dans la modélisation économique diffèrent largement d'un pays à l'autre, ainsi qu'en fonction du lieu et de la centrale. En ce qui concerne les technologies pilotables (gaz-TGCO, gaz-TGCC, charbon et nucléaire), cette étude a choisi, à des fins de modélisation, un facteur de charge de 100 %. Il s'agit d'une limite supérieure.

Source : OCDE-AEN (2019), [The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables](#), janvier, p. 95

La demande résiduelle devient beaucoup plus irrégulière lorsque la part des renouvelables augmente et la capacité installée doit augmenter. Au sein des coûts système, les coûts de profil et de raccordement seraient les plus importants. Les interconnexions et l'hydraulique permettent de réduire significativement les coûts. La courbe de charge résiduelle baisse avec l'augmentation de la part de renouvelables (de façon non linéaire, puis il y a un seuil au-delà duquel cela change drastiquement). Avec 75 % d'ERV plus de 3 000 h sont assurées avec un prix nul, lorsque les ERV, qui ont un coût variable nul, sont mobilisées

alors qu'à d'autres périodes, lorsque les capacités flexibles doivent être utilisées, les prix sont très élevés. Cette volatilité pourrait avoir des conséquences pour les coûts du capital.

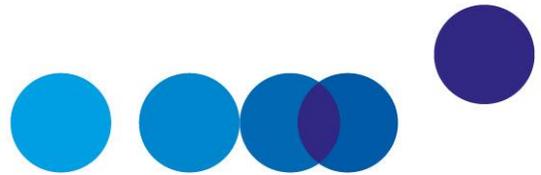
Avec l'augmentation de la part des ERV, la nature du stockage change : au début les batteries suffisent à l'équilibrage, mais avec davantage d'ERV la capacité de stockage devrait être plus importante et assurer un stockage en plus grande quantité et de plus longue durée. Il y a une demande pour le nucléaire flexible, mais plus la part des ERV augmente et plus celle du nucléaire se réduit. Enfin, il y a peu d'écêtement de la production renouvelable jusqu'à 30 % d'ERV, mais ce pourcentage augmente ensuite très rapidement.

La valeur apportée au système (au sens de la VALCOE) par un mégawattheure solaire ou éolien dépend elle aussi du taux de pénétration : plus celui-ci est élevé, moins la valeur apportée au système serait élevée car les ERV (de même type) produiraient en même temps. Elle serait encore plus basse s'il n'y avait pas d'interconnexion et d'hydro.

Lorsqu'on considère de fortes baisses des coûts des équipement solaires et éoliens (de 60 % pour le solaire, 50 % pour l'offshore et 50 % pour l'onshore), le coût d'équipement des ERV devient inférieur à celui du nucléaire mais ce dernier n'ayant pas les coût systèmes des ERV le coût total du nucléaire pourrait tout de même rester compétitif.

L'étude montre aussi que les coûts augmenteraient de façon exponentielle avec la contrainte carbone (dans un mix ne dépassant pas 50 gCO₂/kWh, il serait encore possible de recourir à des turbines à gaz). Le système optimal du futur aurait donc sans doute une partie résiduelle de gaz et une partie nucléaire ou hydro.

Cependant si l'on met en regard les réductions d'émissions (7,32 GtCO₂) et les coûts supplémentaires (par rapport au scénario de base) qu'elles occasionnent en fonction des scénarios (entre 2 et 26 G€/an), on obtient un coût d'abattement pour 2050 compris entre 0,27 €/tCO₂ (10 % VRE) et 3,55 €/tCO₂ scénario 75 % ERV.



ANNEXE 3

QUELLE VALEUR DUALE POUR LE NUCLÉAIRE ?

Le groupe de travail s'est intéressé aux conditions portant sur le coût du nucléaire qui permettraient de considérer que le scénario de référence est « coût-efficace ». Il s'agit de trouver la valeur duale du nucléaire permettant d'expliquer une part de 30 %.

La méthode suivie a été la suivante :

- les hypothèses de coût pour l'ensemble des filières autres que nucléaire ont été fixées conformément aux valeurs prises dans la base de données dédiée ;
- la quantité d'électricité produite à partir de gaz naturel (CCG et TAC) a été maintenue constante ;
- pour un coût d'investissement du nucléaire donné, on a fait varier les parts respectives du nucléaire et de l'électricité d'origine renouvelable variable pour trouver la répartition qui minimise le coût total (sous contrainte de production à partir de gaz constante).

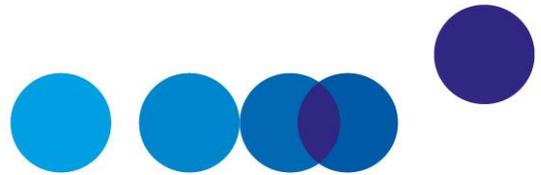
Il apparaît qu'il faut fixer le coût d'investissement du nucléaire à 12 000 €/kW pour que la part de 30 % de nucléaire corresponde à un minimum de coût total de production. Autrement dit, au vu des hypothèses de coût des autres filières et en supposant la production à partir de gaz constante, la valeur duale correspondant à 30 % de nucléaire est un coût d'investissement d'environ 12 000 €/kW, bien plus élevée que le coût d'investissement « technique » (pris dans la suite à 5 000 €/kW).

Ce résultat est obtenu avec le modèle SimelSP. Il montre que même avec un coût de production élevé (correspondant à un peu moins de 100 €/MWh en fonctionnement en base) le nucléaire a sa place parmi les sources de production décarbonée. C'est le résultat d'une compétition entre des énergies renouvelables certes peu coûteuses mais non pilotables et intermittentes et une production nucléaire plus coûteuse mais commandable et flexible. Plus la part des énergies renouvelables augmente dans le mix, plus son « coût

de profil » augmente. En effet, au fur et à mesure de la pénétration du renouvelable, plusieurs sources d'inefficacité apparaissent :

- une part de plus en plus grande de la production renouvelable doit être écrêtée, entraînant une hausse de son coût moyen de production par mégawattheure ;
- le reste du parc de production doit s'adapter en structure : il faut ajouter des capacités de pointe et de semi base (CCG et TAC) pour pallier l'absence de production renouvelable à certains moments ;
- l'utilisation du nucléaire est également modifiée avec une baisse du nombre d'heures de fonctionnement, d'où une hausse de son coût de production moyen en €/MWh.

Ces phénomènes expliquent que plus la part de renouvelable est grande, plus il devient coûteux d'en ajouter davantage. Ils ne sont pas linéaires. Il convient de rappeler les limites des travaux effectués avec le modèle SimelSP et sous-tendant ces résultats : non-prise en compte des interconnexions avec les autres pays, une seule année représentative, etc. (voir l'encadré 1 du chapitre 3 pour une présentation du modèle SimelSP).

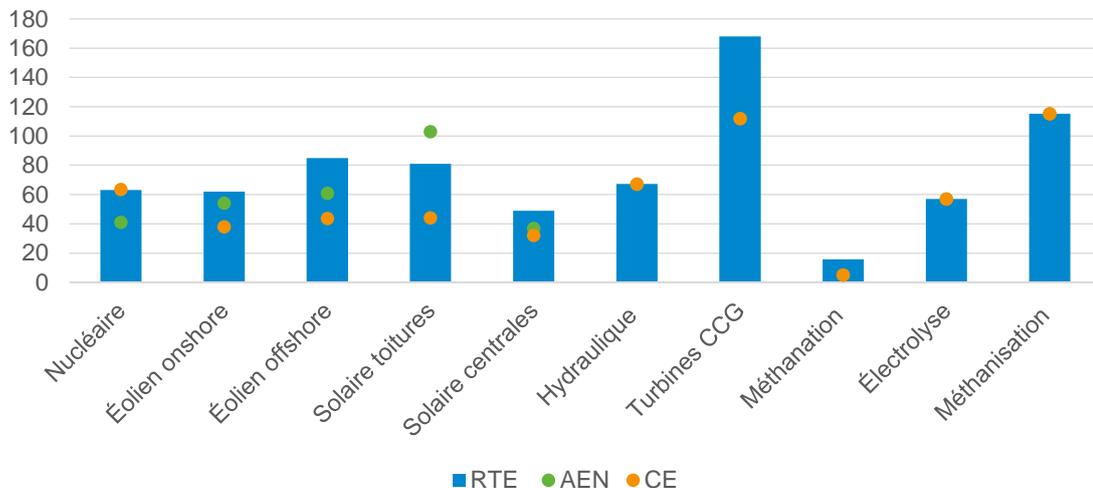


ANNEXE 4

ANALYSE DE SENSIBILITÉ À LA SOURCE DES DONNÉES

Nous présentons ici les différents LCOE obtenus à partir de différents jeux de données : RTE, Commission européenne et AEN¹.

Figure A6 – Comparaison des LCOE par technologie et par source de données (RTE, CE, AEN) en €/MWh



Note de lecture : les facteurs de charge sont ceux du scénario Proxy-AMS : 75 % pour le nucléaire, 24 % pour l'éolien onshore, 42 % pour l'éolien offshore, 13 % pour le PV en centrale et toiture, 9,5 % pour les turbines à gaz CCG, 95 % pour la méthanation et 20 % pour l'électrolyse.

Source : France Stratégie

¹ Pour certaines technologies telles que les turbines CCG, la méthanation, l'électrolyse et la méthanisation, l'AEN ou RTE ne fournissent pas directement les données ; nous avons donc gardé celles de la CE. C'est ce qui explique pourquoi nous semblons trouver exactement les mêmes résultats quel que soit le jeu de donnée.

Ces différents jeux de données nous permettent d'obtenir les coûts d'abattement et coûts marginaux :

Tableau A6 – Comparaison des coûts d'abattement par source de données, en €/tCO₂

Coût d'abattement (€/tCO ₂)	Proxy-AMS	ECNB	ECNH
RTE	370	393	347
Commission européenne	364	371	357
AEN	364	391	338

Source : France Stratégie

Nous observons que les résultats sont tous très proches de ceux de RTE : quelle que soit la source de données, les coûts d'abattement se situent aux alentours de 370 €/MWh. Cependant, les variations entre scénarios et variantes diffèrent en fonction des données. Les variations sont faibles pour la CE, avec plus ou moins 7 €/tCO₂ entre Proxy-AMS, ECNB et ECNH. Elles sont plus élevées pour l'AEN, avec des variations de l'ordre de plus ou moins 27 €/tCO₂. Ces dernières sont très proches de celles de RTE, pour qui le CA varie de plus ou moins 23 €/tCO₂.

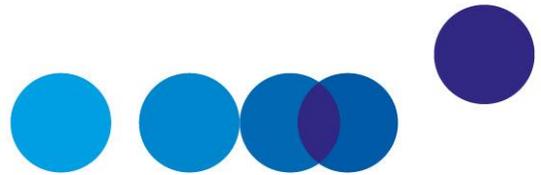
Tableau A7 – Comparaison des coûts incrémentaux par source de données, en €/MWh

Variante	EBNH	EHNH	EBNB	EHNB	EH	EB
RTE	166	91	90	167	129	128
CE	112	90	89	112	101	100
AEN	149	64	64	150	107	106

Source : France Stratégie

RTE présente ici les coûts incrémentaux les plus élevés, puisque ces derniers s'étalent entre 90 €/MWh pour EHNH jusqu'à 167 €/MWh supplémentaire pour EHNB (EBNH est proche, à 166 €/MWh).

L'amplitude entre les scénarios EHNB-EBNH et EBNB-EHNH est plus forte pour l'AEN. En effet, les coûts marginaux de la CE sont d'environ 150 €/MWh pour EHNB et EBNH et d'environ 64 €/MWh pour EBNB et EHNH. Pour la CE, l'amplitude est beaucoup plus faible : le coût incrémental des scénarios EBNH et EHNB est beaucoup plus faible que pour RTE ou AEN, 112 €/MWh supplémentaire alors que les coûts marginaux des scénarios EBNB et EHNH sont les mêmes que ceux de RTE (environ 90 €/MWh).



ANNEXE 5

COÛTS DE RÉSEAU ET D'ÉQUILIBRAGE MULTIPLIÉS PAR 10

Nous proposons ici une analyse de sensibilité qui mesure le coût d'abattement et le coût marginal de l'électricité avec une multiplication par 10 des coûts de réseau et d'équilibrage par rapport à ceux que nous considérons dans l'analyse principale.

Nous obtenons donc de nouveaux coûts d'abattement et incrémentaux.

Tableau A8 – Tableau des coûts d'abattement dans le cas de coûts de réseau élevé (x 10)

Coût d'abattement	Proxy-AMS	ECNB	ECNH
Coût total (M€ 2015)	73 049	74 203	71 902
<i>Surcoût par rapport au scénario de référence (M€)</i>	6 791	7 945	5 643
Consommation (TWh)	532	532	532
Émissions abattues (MtCO _{2e})	19	19	19
Coût d'abattement (€/tCO_{2e})	364	426	302

Source : France Stratégie

L'augmentation des coûts de réseau provoque un plus grand étalement des coûts d'abattement autour du scénario Proxy-AMS : nous observons ici que le coût d'abattement du scénario Proxy-AMS ne varie que très peu par rapport à la situation de référence (370 euros auparavant). Ce résultat n'est pas étonnant car les coûts des énergies renouvelables interviennent à la fois dans le scénario de référence et le scénario Proxy-AMS. En revanche l'augmentation des coûts de réseau accroît l'écart de coût d'abattement

entre variante très ERV et variante très nucléaire. La variante très ERV est plus chère que dans la situation initiale (426 € ici, contre 393 € précédemment) et celui de la variante très nucléaire est moins élevé (302 € maintenant contre 347 €).

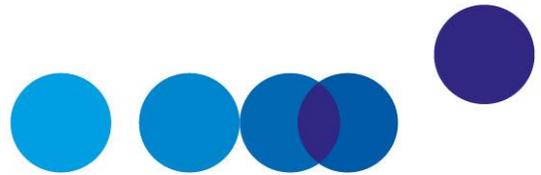
Tableau A9 – Tableau des coûts incrémentaux dans le cas de coûts de réseau élevés (x 10)

Variantes	Delta coût M€	Delta conso TWh	Coûts incrémentaux €/MWh
EBNH	- 1 597	- 6	185
EHNH	448	6	49
EBNB	- 443	- 6	50
EHNB	1 598	6	185
EB	- 2 038	- 11	122
EH	2 044	11	122

Source : France Stratégie

De même, l'accroissement des coûts de réseau génère une plus grande variation des coûts incrémentaux : les variantes EBNH et EHNB (environ 111 €/MWh auparavant contre 185 €/MWh) sont plus chères, et les variantes EHNH et EBNB sont un peu moins chères (59 €/MWh auparavant contre 49 €/MWh ici). Toutefois le coût moyen a lui aussi fortement augmenté puisqu'il se situe à 130 €/MWh (contre environ 9 €/MWh auparavant).

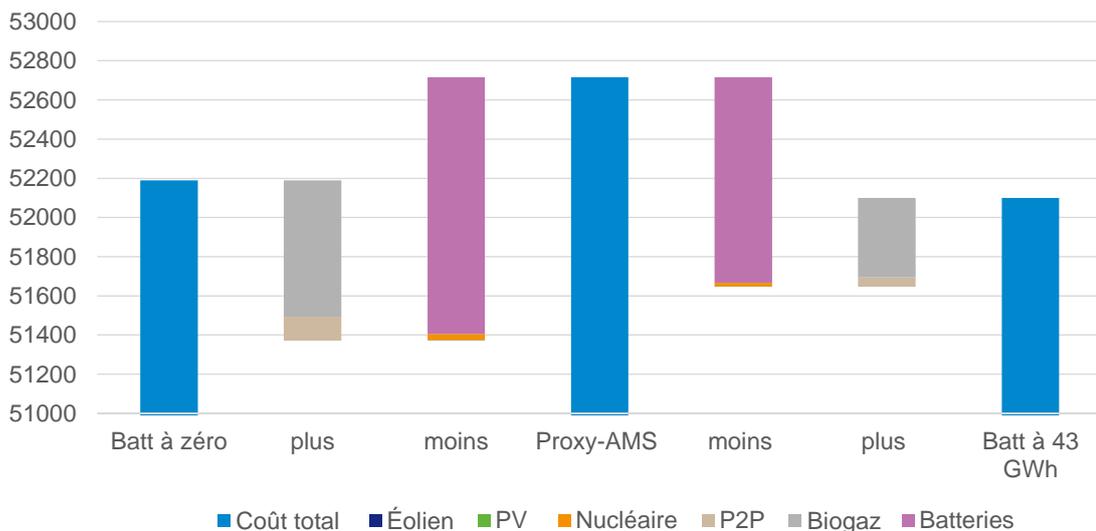
Le coût marginal de la variante EH augmente fortement puisqu'il passe d'environ 90 €/MWh à 140 €/MWh.



ANNEXE 6

SENSIBILITÉ AUX CAPACITÉS EN BATTERIE

Figure A7 – Décomposition du différentiel de coût entre les scénario Proxy-AMS, la suppression de batteries, et cinq fois moins de batterie



Source : France Stratégie

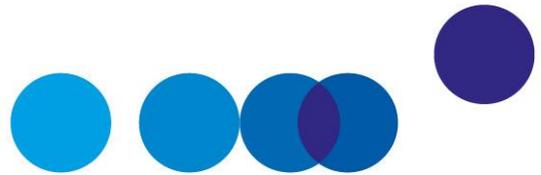
Une division par cinq des batteries induit une économie de 615 millions d'euros soit une baisse du coût d'abattement de 9 %.

Leur suppression totale en revanche n'induirait une économie réduite à 526 millions d'euros, soit une baisse du coût d'abattement de 7,6 %.

Ici l'optimum dépend du coût des batteries, affecté au système électrique, qui est – il faut le souligner – relativement artificiel et arbitraire, puisqu'il s'agit d'une convention quant à la répartition des charges entre les deux usages différents de ces batteries (ici au prorata de leur usage énergétique pour chacun des secteurs).

En n'affectant pas de coût au système électrique, l'optimum serait de recourir aux batteries au maximum de leur potentiel technique, ce qui est une façon d'interpréter ici le Proxy-AMS, du point de vue technique. (Et les 8 €/kWh pourraient aussi représenter les coûts spécifiques aux raccordements de ces batteries et à leur pilotage, ce chiffre paraissant alors très conservateur.)

Sans ce coût des batteries, le coût total de Proxy-AMS est réduit de 1 309 millions d'euros, soit 51 405 millions d'euros, et le coût d'abattement est réduit de 19 % pour s'établir à 300 €/MtCO₂ (au lieu de 370 €/MtCO₂).



ANNEXE 7

PRÉCISIONS TECHNIQUES SUR LA CONSTRUCTION DES SCÉNARIOS ET VARIANTES

Hypothèses portant sur les batteries des véhicules (*Power to Grid*)

Les hypothèses de dimensionnement de l'option *Power to Grid* sont les suivantes : 75 % des 36 millions de véhicules électriques sont mobilisés (dont le nombre varie en fonction du scénario considéré), équipés de batteries de 40 kWh dont la capacité est utilisée à hauteur de 20 % pour le stockage de l'électricité. On obtient alors une capacité de stockage de 216 GWh¹, correspondant à **7,3 TWh prélevés² et donc aux 5,7 TWh restitués** (rendement de 80 %). C'est à mettre en correspondance avec les 95 TWh d'usage d'électricité dans les transports, donc avec 70 TWh d'usage d'électricité par les 75 % des véhicules concernés par le branchement sur le secteur.

La clé de répartition du coût des batteries entre les usages transports et *Power to Grid* est celle de l'énergie consommée par chacun des usages. Nous affectons ainsi 10 % du coût des batteries au système électrique, soit 8 €/kWh de capacité (sachant que la capacité totale des batteries des véhicules mobilisés est 36 Mns*0,75*40 kWh = 1 080 GWh). Avec un taux d'actualisation de 4,5 % et une durée de vie des batteries de huit ans, on obtient donc pour AMS un coût total de l'utilisation des batteries pour le système électrique de 1 310 millions d'euros.

¹ En effet, 36Mns * 0,75 * 0,2 * 40 kWh = 216 GWh.

² Ce résultat est fourni par SimelSP et correspond à environ 35 stockages/déstockages complets dans l'année.

Construction des variantes du scénario Proxy-AMS

Les variantes sont obtenues à partir du scénario Proxy-AMS en ajoutant ou retranchant les incréments de capacité déjà considérés dans les variantes à électricité constante. Ainsi, la variante « électricité basse nucléaire haut » (EBNH) reprend-elle la réduction de la capacité d'ERV de ECNH, sans l'augmentation de la capacité nucléaire, alors que la variante « électricité haute nucléaire haut » (EHNH) reprend l'augmentation de la capacité nucléaire de ECNH sans la réduction de la capacité d'ERV. De même, la variante « électricité basse nucléaire bas » (EBNB) reprend-elle la réduction de la capacité nucléaire de ECNB, sans l'augmentation d'ERV alors que la variante « électricité haute nucléaire bas » (EHNB) reprend l'augmentation de la capacité d'ERV de ECNB sans la réduction de la capacité de nucléaire. Enfin, la variante « électricité basse » (EB) cumule-t-elle les réductions de capacité du nucléaire de ECNB et des ERV de ECNH, tandis que la variante « électricité haute » (EH) cumule les augmentations des capacités du nucléaire de ECNH et des ERV de ECNB.

L'incrément en puissance

La valeur de l'incrément est de 5,72 TWh. Il est réglé de telle sorte à ce que le poste gaz (mesuré en euros, donc investissement compris) ne joue qu'un rôle marginal dans la comparaison des variantes avec l'AMS, pour faciliter ces comparaisons.



ANNEXE 8

COMPLÉMENT TABLEAU « ENTRÉES/SORTIES », CAS DU SCÉNARIO PROXY-AMS

Les consommations sont les suivantes :

Tableau A10 – Tableau d’entrées/sorties, cas du scénario Proxy-AMS

Secteurs	Solides	Liquides	Gaz	Électricité	Chaleur	Total conso	Total utile
Industrie	28,6	1,5	32,6	182,5	4,8		208,0
Transport	0,0	53,3	46,1	95,1	0,0	195,1	128,2
Résidentiel	51,1	1,7	23,8	129,4	24,8	230,7	179,4
Tertiaire	4,4	0,3	7,2	115,5	17,9	145,4	137,4
Agriculture	0,9	9,6	7,6	8,2	0,1	26,5	14,3
Total consommation énergétique	85,1	66,3	117,3	530,8	47,6	847,6	667,3
Consommation non énergétique	8,7	36,7	3,3	0,0	0,0	68,7	26,1
Consommation totale	93,7	103,0	120,7	530,8	47,6	916,3	693,4
Export (+) / import (-)	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	-19,1	
Total final net	93,7	103,0	120,7	532,2	0,0	47,6	897,2
% décarboné	88 %	51 %	98 %	100 %	100 %	100 %	93 %
Facteur d’émission	0,3	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	
Total émissions MtCO₂eq	4,0	14,0	0,5	0,0	0,0		18,5

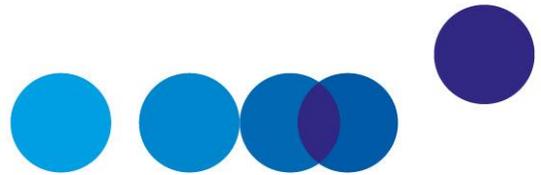
Source : France Stratégie

La mobilisation d'énergies primaires est la suivante :

Tableau A11 – Mobilisation d'énergies primaires dans le scénario Proxy-AMS

2050	Total produit	Électricité totale produite	Élec excédentaire totale	dont électrolysé	Perte par écrêtement	Perte de conversion / stockage batteries	Perte de conversion	Total conso PRIM
Charbon	11,8	/	/	/	/	/	0,0	11,8
Pétrole	52	/	/	/	/	/	0,5	52,5
Gaz naturel	2,5	/	/	/	/	/	0,0	2,5
Nucléaire		209,0					337,5	546,5
Éolien onshore et offshore	484,0	149,5	47,1	20,8	19,0	7,3	0,0	149,5
Solaire		154,9					0,0	154,9
Hydraulique	60,0	60,0	/	/	/	/	0,0	60,0
Chaleur Environnement	15,0	/	/	/	/	/	0,8	15,8
Déchet	7,7	0,7	/	/	/	/	2,9	10,6
Biomasse	342,8	42,3	/	/	/	/	99,5	442,3
Méthanation + H ₂ to elec	- 12,7	5,0	/	/	/	/	14,3	/
Total final brut	963,1	621,5					455,5	1 446,4

Source : France Stratégie



ANNEXE 9

COMPARAISON ENTRE LE SCÉNARIO PROXY-AMS ET LES VARIANTES ECNB ET ECNH

Comparaison entre le scénario Proxy-AMS et sa variante ECNB

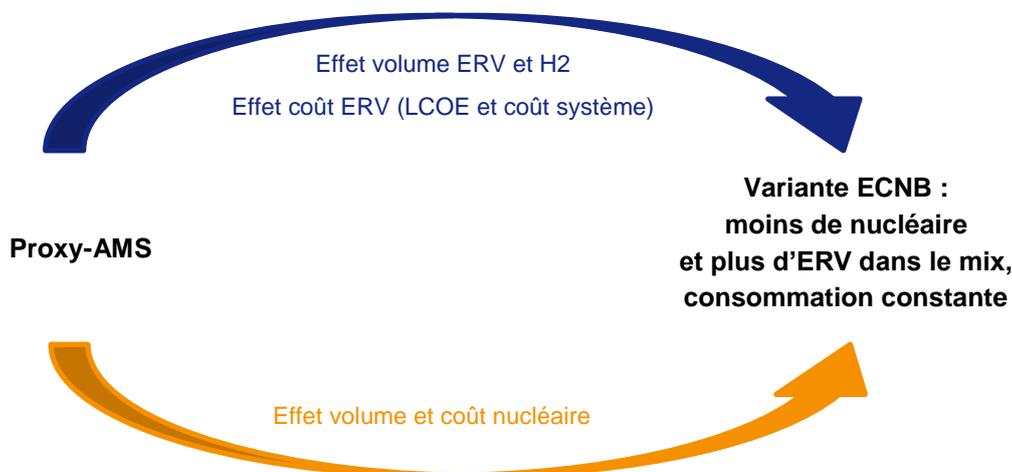
La variante ECNB diffère du scénario Proxy-AMS par une plus forte production d'électricité ERV (313 TWh pour ECNB contre 304 TWh dans Proxy-AMS) et moins de nucléaire (203 TWh pour ECNB contre 209 TWh pour Proxy-AMS). **Le passage de Proxy-AMS à sa variante ECNB accroît le coût total de 434 millions d'euros, ce qui correspond à un coût d'abattement supplémentaire de 23 €/tCO₂eq.**

L'écart de coût total entre Proxy-AMS et ECNB s'explique à 70 % par l'effet volume (1). L'augmentation de la quantité d'ERV (+ 9 TWh) et de la méthanation (+ 0,3 TWh) et la baisse de la quantité de nucléaire (- 6 TWh) dans le mix provoquent une augmentation du coût total de 303 millions d'euros.

Les 30 % restants sont expliqués par l'effet coût unitaire (2) : en effet, les LCOE (2a) des ERV et de l'électrolyse augmentent légèrement du fait de moins bons facteurs de charge dans la variante ECNB que dans le scénario Proxy-AMS. Les LCOE du nucléaire diminuent quant à eux. Par ailleurs, les coûts système (2b) des ERV augmentent aussi car le taux de pénétration des ERV augmente (or les coût système sont croissants avec le taux de pénétration). L'effet coût correspond finalement à + 129 millions d'euros¹.

¹ Le reste des variations est expliqué par l'effet croisé : + 2,3 millions d'euros.

Figure A8 – Effets à l'œuvre entre le scénario Proxy-AMS et sa variante ECNB



Note : en orange, les effets qui contribuent à accroître le coût, en bleu ceux qui contribuent à le réduire.

Source : France Stratégie

Comparaison entre le scénario Proxy-AMS et la variante ECNH

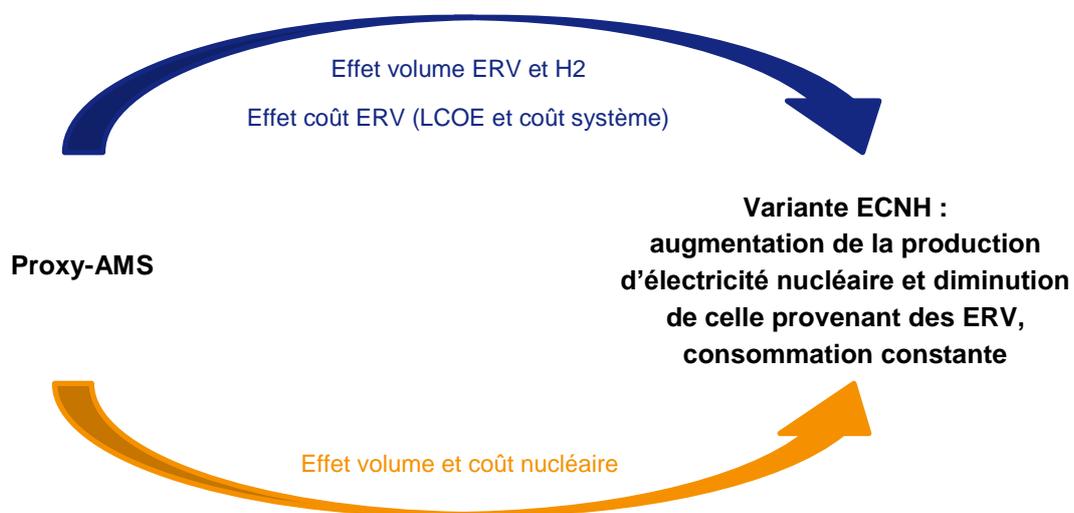
Entre le scénario Proxy-AMS et la variante ECNH, la part du nucléaire augmente (la production passant de 209 TWh à 215 TWh) et la quantité d'ERV produite diminue (de 304 TWh d'électricité ERV produite à 296 TWh). **Ce changement de mix permet de réduire le coût total de 428 millions d'euros par rapport à Proxy-AMS, ce qui correspond à une réduction du coût d'abattement de 23 €/tCO₂eq.**

L'écart du coût total entre le scénario Proxy-AMS et ECNH est à 69 % dû à l'effet volume (1). En effet, l'augmentation de la quantité de nucléaire (+ 6 TWh) est compensée par la baisse de la quantité d'ERV (- 8 TWh) et de méthanation (- 0,4 TWh) et correspond à une diminution de 295 millions d'euros.

L'effet prix accroît encore un peu plus l'écart entre le coût de Proxy-AMS et ECNH : en effet, la baisse du prix des ERV, liée à des coûts système (2b) et des LCOE (2a) plus bas, n'est pas compensée par la hausse du prix du nucléaire et du gaz (méthanisation). L'effet prix diminue le coût total de 135 millions d'euros¹.

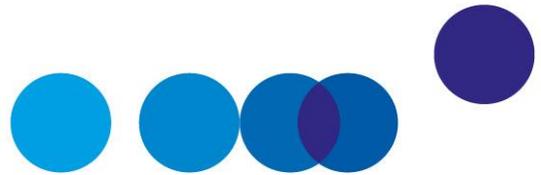
¹ Le reste des variations est expliqué par l'effet croisé entre les prix et les quantités (+ 3 millions d'euros).

Figure A9 – Effets à l'œuvre entre le scénario Proxy-AMS et la variante ECNH



Note : en orange, les effets qui contribuent à accroître le coût, en bleu ceux qui contribuent à le réduire.

Source : France Stratégie



Directeur de la publication

Gilles de Margerie, commissaire général

Directeur de la rédaction

Cédric Audenis, commissaire général adjoint

Secrétaires de rédaction

Gladys Caré, Anaïs Teston

Contact presse

Matthias Le Fur, directeur du service Édition/Communication/Événements

01 42 75 61 37, matthias.lefur@strategie.gouv.fr

RETROUVEZ LES DERNIÈRES ACTUALITÉS DE FRANCE STRATÉGIE SUR :



www.strategie.gouv.fr



[@strategie_Gouv](https://twitter.com/strategie_Gouv)



[france-strategie](https://www.linkedin.com/company/france-strategie)



[francestrategie](https://www.facebook.com/francestrategie)



[@FranceStrategie_](https://www.instagram.com/FranceStrategie_)



[StrategieGouv](https://www.youtube.com/StrategieGouv)

Les opinions exprimées dans ce rapport engagent leurs auteurs et n'ont pas vocation à refléter la position du gouvernement



**RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE**

*Liberté
Égalité
Fraternité*



FRANCE STRATÉGIE
ÉVALUER. ANTICIPER. DÉBATTRE. PROPOSER.

Institution autonome placée auprès du Premier ministre, France Stratégie contribue à l'action publique par ses analyses et ses propositions. Elle anime le débat public et éclaire les choix collectifs sur les enjeux sociaux, économiques et environnementaux. Elle produit également des évaluations de politiques publiques à la demande du gouvernement. Les résultats de ses travaux s'adressent aux pouvoirs publics, à la société civile et aux citoyens.