

## Combiner efficacement les moyens de production électrique pour un futur réseau décarboné

Jean-Guy Devezeaux de Lavergne

@ 12754

**Mots-clés :** système électrique, renouvelables, nucléaire, coûts, parc électrique optimum

*Depuis la montée en puissance des énergies renouvelables variables et non pilotables, il est nécessaire d'évaluer les coûts induits par chaque moyen de production au sein du système électrique dans sa globalité. S'en suivent 3 résultats principaux, à l'horizon 2050 : 1) Les effets de systèmes sont tels que la baisse continue du coût actualisé des EnR n'entraînera pas que ces technologies doivent constituer la quasi-totalité du parc, même si le coût du nucléaire restera supérieur. 2) La prise en compte du risque climatique aboutit à mettre en place des outils qui excluent désormais les productions à base d'énergie fossile. 3) Le coût minimum est atteint pour une combinaison d'EnR et de nucléaire, comprenant au moins quelques dizaines de pourcents (en énergie) de l'une comme de l'autre de ces deux familles de technologies.*

### Introduction

Le système électrique européen a été très fortement perturbé ces dernières années, et les prix de l'électricité ont été multipliés par au moins 3 en quelques années, pour s'infléchir graduellement actuellement. Les causes en sont, pêle-mêle, la flambée du prix du gaz due en large part à la crise russo-ukrainienne, l'équilibrage entre des capacités disponibles réduites ou fonctionnant au gaz et la demande, les règles de fonctionnement du marché électrique...

Les tensions sont actuellement moins violentes et des mesures importantes ont été prises pour canaliser ces hausses tout en permettant au système de fonctionner. Il est ainsi pertinent, une fois le cœur de la crise derrière nous, de s'intéresser aux choix d'investissements les plus adéquats pour le moyen et long terme. La question, qui

sera exclusivement traitée ici sous l'angle économique, est en effet d'importance, en particulier dans le contexte de décarbonation de l'Europe. Ceci sans oublier celui de la consolidation de ce qui nous reste comme souveraineté industrielle, via la promotion d'industries de notre continent. La volonté européenne de pousser des PIIEC (Projets importants d'intérêt européen commun) dans le domaine du solaire, de l'éolien ou des batteries, les annonces de relance du nucléaire dans plusieurs pays (dont la France), ainsi que la mise en œuvre de politiques de soutien aux investissements bas carbone (technologies qui sont listées dans la taxonomie mise en forme par la Commission) vont dans ce sens.

Les aspects économiques, en termes notamment de compétitivité, sont cruciaux pour déterminer les choix d'investissement en puissance. Deux révolutions se sont produites au cours de la

dernière décennie en matière de comparaison des coûts et d'essai d'approche de structure optimale de la production :

- Au siècle passé, l'analyse comparée des moyens de production d'électricité pouvait ne porter exclusivement ou presque que sur des centrales pilotables (par contraste avec les EnR variables). La comparaison était souvent établie, pour des équipements à construire, en comparant les coûts «aux bornes» des centrales. Il s'agissait de mesurer la compétitivité des sources d'électricité. On pouvait en déduire, en fonction principalement des coûts relatifs et de la ventilation de ces coûts (le ratio coûts variables/coûts fixes), la structure de production optimale : soit les parts de nucléaire, et de thermique à gaz et à charbon. Mais la prise en compte du fonctionnement du système électrique dans son ensemble, avec de très nombreuses interactions entre différents types de centrales parfois non pilotables et décentralisées, a amené à prendre en compte explicitement des coûts jusqu'alors subis, mais non comptabilisés. Ils devenaient en effet discriminants. On les a appelés «coûts de système» et leur prise en compte a fortement changé l'appréciation de la contribution souhaitable de telle ou telle technologie.
- Par ailleurs, la volonté de décarboner totalement le système électrique d'ici 2050, au même titre — en moyenne — que l'ensemble des secteurs économiques du continent, a amené à mettre en place des pénalités économiques pour les émissions de gaz à effet de serre, lesquelles ont déjà significativement bousculé les compétitivités des technologies. L'idée principale est, sinon de taxer les émissions à la valeur du détriment induit, mais à tout le moins de prendre en compte dans les décisions leurs conséquences climatiques et de mettre en place des mesures conduisant aux objectifs de décarbonation. La voie la plus directe pour ce faire est de taxer les émissions de gaz à effet de serre (GES) ou de mettre en place des marchés de quotas d'émissions.

Ces deux révolutions ont amené des changements majeurs et dans les coûts relatifs des énergies et dans la façon de tenir en compte ces coûts, en privilégiant une vision du système dans son ensemble. Cette vision ne cherche d'ailleurs pas toujours à «attribuer» les coûts de système, supportés par l'ensemble du système électrique, à l'une ou l'autre des technologies de production. Or, cette attribution permet de retrouver la possibilité de comparer les coûts des différentes technologies. Nous en donnerons un aperçu. Mais surtout, en nous référant au coût du mégawattheure (MWh) moyen, l'objet premier de cet article sera de montrer vers quelles structures de parc électrique il paraît pertinent de tendre aujourd'hui, en intégrant ces évolutions majeures.

Pour mener cette démarche, nous proposerons d'abord rapidement un cadre méthodologique, lequel fait référence tout d'abord au coût actualisé «traditionnel» des nouveaux équipements (ou LCOE en anglais), mais aussi à la notion de «coût social complet» (ou de «*full cost*» selon la terminologie de l'OCDE), qui cherche à prendre en compte l'ensemble des impacts sur la société. Puis, il nous a paru nécessaire de rappeler les valeurs communément admises pour établir les coûts actualisés des principaux éléments du futur parc. Comme indiqué, nous mettrons ensuite l'accent sur les coûts de système par technologie et par nature de coût. Enfin, nous montrerons qu'il existe, au regard du coût moyen du mégawattheure d'un parc à construire (cumulant coûts actualisés de production et coûts de système), une zone optimale de répartition des EnR et des moyens pilotables (principalement le nucléaire et, à un moindre degré, l'hydraulique de retenue et la cogénération biomasse), dans le parc.

Bien sûr, une telle approche est critiquable en de multiples aspects. L'un d'entre eux est lié à l'incertitude qui nimbe les coûts (et les performances) des technologies de production de l'électricité dans les prochaines décennies. Un autre est la difficulté à aligner à chaque instant le dimensionnement du parc électrique (puissance maximale) sur la pointe et la structure de ce parc sur un optimum théorique susceptible d'évoluer bien plus vite que les équipements

## Combiner efficacement les moyens de production électrique pour un futur réseau décarboné

(souvent construits pour de nombreuses dizaines d'années). Une difficulté se trouve aussi dans la justification d'une approche pertinente pour un parc neuf, alors que l'héritage en infrastructures est significatif, même si l'on se projette en l'an 2050. Un autre aspect restrictif est l'absence de prise en compte explicite des liaisons avec les autres pays européens (quoique ces derniers utilisent les mêmes technologies avec des coûts très voisins). Un autre enfin consiste à pointer les interactions entre offre et demande dans un cadre en évolution importante, en intégrant des usages nouveaux et des technologies nouvelles (charges des véhicules électriques, stockage domestique ou centralisé, bâtiments «intelligents»...), ce qui n'est pas fait ici. Ceci sans oublier que la tarification jouera un rôle potentiellement fort pour orienter la demande et l'équilibrage entre offre et demande. Cette liste de «caveat» peut paraître bien longue, mais il reste que les calculs de structure optimale de parc mettent toujours en évidence des coûts totaux qui sont peu sensibles aux variations autour de la «zone» optimale : les coûts apparaissent assez «plats». Nous le vérifierons.

Dès lors que nous nous intéressons aux ordres de grandeur en termes de choix de mix, ceux-ci nous paraissent donc assez robustes. Les coûts induits ou épargnés par des stratégies d'exclusion de certaines technologies, de fortes restrictions sur leur contribution, ou — inversement — par des stratégies de diversification comme «garde-fou» (ou assurance contre des coûts totaux élevés) via des présences de technologies très différentes, même avec des parts réduites, sont des résultats cruciaux de ce type d'analyse. Et l'allure de ces coûts en fonction des structures de parc est assez peu sensible aux données prises en compte : nous y prêterons une attention particulière.

Dernière remarque introductive : d'autres impacts des choix énergétiques devraient, tant que faire se peut, être pris en compte : émissions de polluants, consommation d'eau, impacts sur la santé... S'il est impossible de mesurer de la sorte les impacts des choix électriques sur les grands objectifs de développement social de l'ONU (pour cela, le lecteur pourra se référer à l'analyse multicritère proposée par le dernier rapport du

groupe de travail 3 du GIEC [2022]), des ordres de grandeur peuvent, dans de nombreux cas, être proposés. Il s'agira alors de tenter de pousser «dans ses retranchements» la logique du concept de coût social complet évoqué plus haut. Nous présenterons l'état actuel de la recherche sur les possibles quantifications de ces externalités dans un article à venir. Nous expliciterons alors si ces nouvelles approches, généralement peu précises mais qu'il serait bien dommage d'ignorer *a priori*, sont aptes à modifier de façon significative et robuste les résultats de structures de parc, et donc d'investissements souhaitables, tels que proposés dans les pages qui viennent.

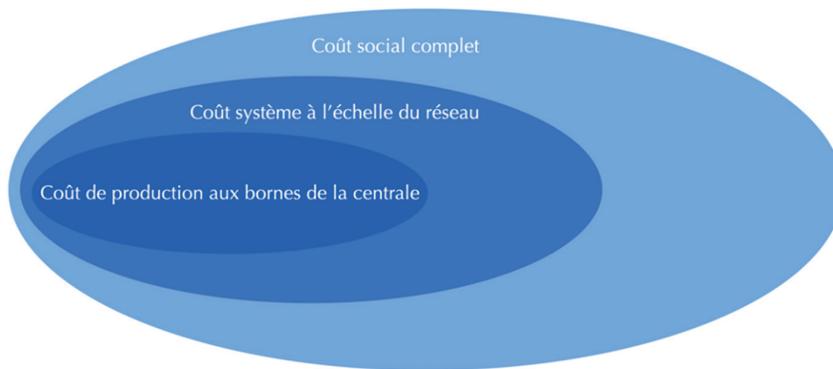
### 1. Notions de coûts de production d'électricité

Historiquement, différentes notions de coûts ont été définies dans le but de répondre à des questions différentes, posées par des acteurs différents (le champ des coûts considérés ou leur étendue dans le temps varient selon ces acteurs comme on le verra ci-après).

On peut par ailleurs organiser les concepts de coûts selon une logique temporelle, laquelle vise à mettre en évidence de façon différenciée :

- Les coûts des technologies aujourd'hui à l'arrêt (en cours de démantèlement, ou une fois celui-ci effectué),
- Les coûts des technologies du parc existant (qui impliquent leurs coûts de production, avec des hypothèses sur les coûts de démantèlement à venir),
- Les coûts des technologies à construire (idem, avec des hypothèses sur les évolutions des coûts d'exploitation et de combustible, ainsi que de démantèlement).

Une autre façon de prendre en compte les coûts est ainsi de définir la nature des coûts considérés. L'OECD/NEA (Agence de l'énergie nucléaire de l'OCDE) propose un découpage que nous reproduisons en Figure 1, qui illustre les «poupées gigognes» des coûts, depuis la sortie de



**Figure 1. Les divers périmètres de l'analyse de coût selon [OECD/NEA, 2018]**

l'unité de production dans une vision comptable très microéconomique, jusqu'à la prise en compte de l'ensemble des coûts sociaux (ici en tentant d'y inclure les externalités), au sein de l'économie tout entière.

On peut ainsi prendre en compte un espace géographique plus ou moins vaste, examiner les interactions au sein du système électrique, tenter de prendre en compte diverses natures d'externalités (climat, mais aussi pollution, risques d'accident...), voire même s'intéresser à traduire économiquement des effets habituellement abordés par d'autres sciences humaines et sociales (SHS) que l'économie (notamment au regard des ramifications hors d'Europe de la *supply chain* amont, ou encore de la gestion des déchets).

Les méthodes de calcul des coûts dépendent de ces choix liminaires. On peut essentiellement y reconnaître des approches comptables (type comptes d'entreprises décrivant des flux instantanés) et des méthodes prenant explicitement en compte le temps, dans une démarche reposant sur l'actualisation (c'est principalement le *Levelized Cost of Electricity*, ou LCOE introduit plus haut, qui est largement utilisé pour évaluer les projets futurs, en ramenant les flux économiques en valeurs actuelles). Pour ce qui est de l'actualisation et des méthodes de calcul de coût, nous renvoyons le lecteur curieux au chapitre 11 de [RTE, 2021]. Sur le choix de la formulation et de la valeur du taux d'actualisation, voir notre article

[Devezeaux de Lavergne, 2021] dans *La Revue de l'Énergie*.

En croisant ces différents axes présentés *supra*, il devient possible de construire un tableau des différents concepts de coûts, au regard des différentes questions à traiter (en colonne dans le Tableau 1). Nous y précisons, en dernière ligne, le positionnement du présent article : il s'agit ici essentiellement des coûts actualisés (pour des réacteurs à construire), au sein de l'économie dans son ensemble. La question centrale que nous proposons d'aborder ici est relative aux 3 cases rouges en pied du tableau. Il s'agit d'examiner comment la prise en compte 1) des effets de système, puis 2) de l'externalité climatique (laquelle agit d'ailleurs déjà en partie sur les marchés énergétiques) est à même de modifier les résultats historiques en matière de structure de parc (résultats obtenus historiquement dans la littérature «aux bornes des centrales»<sup>1</sup>), notamment en ce qui concerne la définition des grandes masses du parc du futur à l'échelle du pays (solaire, éolien, hydraulique et nucléaire essentiellement).

Les calculs qui répondent aux méthodologies à la base des concepts de coûts présentés plus haut nécessitent des données les plus fiables et les moins contestables possible. De fait, les rapports officiels sur ces sujets (issus des services du gouvernement ou de centres de recherche et d'institutions internationales, comme l'Agence internationale de l'énergie ([OECD/IAE, 2023]),

## Combiner efficacement les moyens de production électrique pour un futur réseau décarboné

Question traitée	Objets	Agents supportant le coût	Horizon de temps	Espace géographique et économique	Système électrique	Externalités	Mobilisation de SHS hors économie	Méthodes
Coût passé total	Unité de production ou flotte	Électricien État	Depuis l'origine	Compagnie, pays	Unité de production	Rarement	Non	Coût (comptable) actualisé
Gestion du parc à court terme	Unité de production	Électricien	L'heure	Pays, continent	«Plaque» interconnectée	Non	Non	Coût marginal court terme
Coût actuel du parc	Parc de la technologie étudiée	Électricien	Annuel	Compagnie, pays	Parc étudié	Rarement	Non	Coût comptable, cash ou non
Prolongement de la durée d'exploitation (nucléaire principalement)	Unité de production	Électricien	10 à 40 ans	Local, compagnie	Si possible	Possible	Très rarement	Coût cash hybridé (LCOE)
Choix des moyens de production futurs	Nouvelles unités au sein d'un parc	État, électriciens, ONG, public...	20 à 100 ans	Local, compagnie, pays	Indispensable	Possible surtout en local... ou global (GES)	Partiellement possible	LCOE étendu, scénarios, multicritère

**Tableau 1. Articulation sommaire de quelques questions sur le coût d'une technologie de production d'électricité existante en fonction des objets étudiés, des agents concernés, de l'horizon temporel, de la prise en compte ou non du système électrique, de la prise en compte d'externalités, des principaux choix de méthodes**

Le présent article explore les cases rouges. Les seules externalités prises en compte ici sont celles liées au changement climatique, ce qui est très régulièrement l'approche retenue pour choisir le parc futur. Par contre, l'analyse des autres coûts externes (souvent ignorés dans les analyses publiques ou la littérature) donnera lieu à un futur article.

parfois associée à l'Agence de l'énergie nucléaire (NEA) : voir [OECD/IAE, NEA, 2020]) sont nombreux et bien documentés. La Cour des comptes a aussi produit de nombreux rapports sur les coûts de l'électricité et spécifiquement sur le nucléaire historique [Cour des comptes, 2014], puis plus récemment sur l'éolien [Cour des comptes, 2023] et a de surcroît proposé des développements méthodologiques sur les différents concepts de coût, lesquels font référence. Récemment, RTE [2021] a diffusé les hypothèses économiques à la base de ses évaluations de scénarios. Enfin, les entreprises jouent aussi un rôle très important, via leurs rapports annuels et des communications très nombreuses, certaines étant encadrées spécialement par la loi.

### 2. Ordre de grandeur des coûts actualisés des principaux types de production d'électricité

Le Tableau 2 présente un jeu de données permettant de calculer des LCOE, concepts adaptés à la comparaison de coûts de production d'installations futures. Ces données, établies par l'auteur à titre de comparaison, permettent de fournir des ordres de grandeur robustes d'ici environ 2 décennies, mais guère plus. Il convient en effet de garder à l'esprit que les incertitudes restent fortes, en particulier quant aux risques inhérents aux projets de construction et à la nature du porteur de ces risques (État, collectivités, électricien...) et aux fluctuations des marchés.

Partant de ces données, il est aisé de calculer des coûts actualisés (LCOE) pour les différentes technologies considérées (voir toujours le Tableau 2). Ces coûts sont établis pour des équipements fonctionnant sans limitation de durée dans l'année ni écrêtage. Nous fournissons aussi un intervalle qui, s'il ne repose pas sur une analyse statistique qui serait bien difficile à pratiquer sur ces données prospectives, reflète à dire d'experts la zone fortement probable dans laquelle les coûts devraient se trouver. Ce sont ces fourchettes qui servent de base à la construction ultérieure de la courbe de la Figure 3. Si l'on compare ces niveaux de coût actualisé, le tableau permet de constater que les différents moyens de production futurs (les principaux moyens « bas carbone » y figurent ainsi que les centrales combinées à gaz) devraient disposer de coûts de production dans une fourchette de 30-70 €/MWh, ce qui apparaît significativement inférieur aux prix moyens des marchés de gros de l'électricité en Europe, ces dernières années.

En termes de comparaison des EnR et du nucléaire, il apparaît aussi que les coûts des premières devraient continuer à baisser significativement, alors que les perspectives de réduction des coûts du nucléaire de forte puissance — une fois cette technologie sortie de ses difficultés récentes — apparaissent plus modestes (et très probablement nettement moindres que celles du solaire ou de l'éolien). Ainsi, à cet horizon, RTE [2021] positionne les LCOE du solaire au sol dans la fourchette 27-33 €/MWh et de l'éolien terrestre autour de 25-55 €/MWh. Le positionnement de l'éolien *offshore*, non repris ici, se situerait probablement à un niveau un peu inférieur à celui de l'éolien terrestre. L'écart ne nous a pas paru justifier un traitement différencié des deux types d'éolien dans cet article. Une autre caractéristique des EnR, énergies consommatrices d'espace, est que les coûts augmentent avec la capacité totale installée : les meilleurs sites — exploités préférentiellement au début — se raréfient progressivement et les coûts augmentent graduellement.

	Nucléaire	Centrales solaires	Fermes éoliennes <i>onshore</i>	Gaz (prix 2020)	Gaz (prix 2022)
<b>Coût investissement en €/kW</b>	7 000	550	1 100	3 000	3 000
<b>Durée construction</b>	6	2	2	3	3
<b>Coût de démantèlement</b>	350	16	33	150	150
<b>Durée fonctionnement (années)*</b>	60	20	25	40	40
<b>OPEX annuel (€/kW)**</b>	100	10	30	237	788
<b>Coût actualisé en €/MWh</b>	61	45	54	51	121
<b>Fourchette (+/-)</b>	10	15	10	5	5

**Tableau 2. Exemples de coûts actualisés pour différentes technologies de production d'électricité à l'horizon du milieu du siècle (en euros de 2023/MWh) – estimations de l'auteur**

\* La durée de fonctionnement pour les centrales photovoltaïques (PV) peut apparaître un peu faible ce qui est toutefois compensé par l'absence, dans les calculs, de prise en compte de coûts de remise à niveau, ni de perte de rendement avec le vieillissement. Le nucléaire européen n'est pas, en règle générale, autorisé pour de telles durées, mais l'exemple américain ainsi que les efforts consentis en France pour le « grand carénage » (remise à niveau) rendent probable une telle performance. La durée retenue de 40 ans pour des cycles combinés au gaz est plutôt longue, et cherche à intégrer la baisse du taux d'utilisation de ces moyens de production, et donc leur faible vieillissement technique.

\*\* Les coûts d'exploitation du nucléaire sont constitués essentiellement des coûts du cycle du combustible (crédit pour le recyclage et coût de la gestion des déchets compris), pour 40 % environ, et des coûts d'exploitation proprement dits, donc pour 60 % environ.

## Combiner efficacement les moyens de production électrique pour un futur réseau décarboné

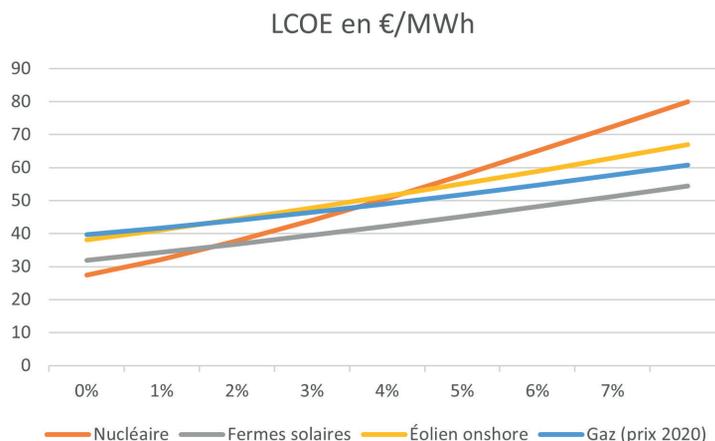


Figure 2. Influence du taux d'actualisation sur les LCOE des différents types de production d'électricité retenus ici

Cet effet, modeste, n'a pas non plus été pris en compte ici. Au total, il est donc très probable que les LCOE des énergies électriques «bas carbone» centralisées se situent dans l'ordre suivant (du plus cher au moins cher) : nucléaire, éolien (*onshore* et *offshore*), pour finir par les grandes centrales solaires.

Les LCOE *supra* sont calculés avec un taux d'actualisation de 4 %, ce qui apparaît homogène avec un souci de calcul d'optimum social à long terme. Le lecteur intéressé pourra se référer à notre article dans *La Revue de l'Énergie* [Devezeaux de Lavergne, 2021] sur le choix du taux d'actualisation adapté à la problématique étudiée. Par ailleurs, la Figure 2 montre que les coûts relatifs des différents moyens de production ne changent pas fortement avec le taux retenu. Ceci est dû au caractère fortement «capitalistique» de ces technologies. L'évolution la plus notable concerne le nucléaire, ce qui est dû à sa durée de construction plus importante. Néanmoins, le ratio des coûts du nucléaire et du solaire ne varie que de plus ou moins 15 % autour du «taux pivot» de 4 % retenu ici. Ceci ne change pas les ordres de grandeur.

À ce stade, il n'est toutefois pas possible de partir des résultats précédents pour en déduire une structure optimale de parc. Compte tenu de

l'importance encore pour un temps modeste des stockages (notamment des stockages intersaisonniers), les contraintes d'adaptation de la production à la demande restent majeures, en particulier à moyen et long terme. L'approche classique issue des travaux de Ramsay et Boiteux ne peut plus être poursuivie avec des productions variables et peu pilotables. La définition de coûts actualisés peut apparaître comme une étape intéressante, mais demande à être complétée par la prise en compte de tout un ensemble d'interactions au sein du système électrique.

### 3. Notions de coûts de système

Ainsi, les coûts décrits ci-dessus, et synthétisés via le LCOE, sont des coûts futurs, examinés par un agent économique donné, dans des conditions données, aux bornes de l'unité de production à construire. Or l'analyse par les coûts comptables ou les LCOE, qui dominait les méthodologies d'analyse pour définir les parcs électriques optimaux, au siècle précédent, ne suffit plus aujourd'hui. Les deux «révolutions» évoquées plus haut nous amènent donc à changer d'échelle, tant en ce qui concerne la nature des coûts comptabilisés que le champ des agents économiques qui supportent les conséquences des choix. Il s'agit, dans la logique de la Figure 1, de se rapprocher le plus possible d'un coût social complet. Tant la

complétude que la recherche d'un champ étendu à l'ensemble des agents sont en effet des garants de l'obtention d'un résultat pertinent pour guider les choix de la nation.

Le premier «paquet» de coûts à ajouter aux LCOE est donc celui des coûts de système, liés au fonctionnement concomitant des différentes unités de production d'électricité au sein d'un réseau largement interconnecté. Il s'agit de coûts bien réels se traduisant par des flux monétaires (à la différence des coûts externes) qui sont supportés par les différents acteurs du système électrique : producteurs et transporteurs principalement. Un récent exemple de quantification explicite des coûts de système est donné par l'étude déjà citée de RTE [2021], dans le cadre d'une analyse de scénarios électriques pour la France. Les coûts de système sont les principaux coûts effectifs qu'il faut ajouter aux coûts de production, pour évaluer économiquement les arbitrages entre les différents moyens de production d'électricité. Il en existe toutefois d'autres, notamment les impacts sur les consommateurs (leurs factures), qui proviennent de différentes structures de parc, via les systèmes de tarification. Ces effets peuvent directement jouer sur la demande et sur les coûts afférents. D'autres effets passent «avec les électrons» d'un pays à un autre : selon les différences de structure de parc, et notamment selon la volatilité des moyens de production et la disponibilité de la puissance, chaque pays influe sur les prix de l'électricité de ses voisins. Ces questions portent largement sur la capacité totale des parcs à faire face à la demande, dans tous les cas. Elles apparaissent alors proches de choix de «primes d'assurance» face aux risques (qui diffèrent selon les niveaux et les structures de parc). Elles font l'objet de travaux de recherche dans le nouveau contexte européen, mais ne nous semblent pas assez matures pour être abordées ici. Nous ne reviendrons en particulier pas sur les moyens d'éviter les situations de sur- ou sous-investissement. La situation qui se dessine fortement de besoins de puissance et d'énergie en croissance nette pour assurer la transition via l'électricité permet toutefois d'éliminer les situations de replis (baisse de puissance des parcs) qui sont les plus complexes économiquement. Les États pourront

approcher les niveaux de capacités adéquats, via les outils actuellement développés (marchés dédiés) et en jouant sur les constructions des technologies les plus rapides à mettre en œuvre (et donc en privilégiant dans le court terme les EnR, de durée de construction plus courte).

Pour comprendre la nature des coûts de système, ramenés à l'énergie produite par chaque technologie de production ou calculée pour un parc entier, il faut partir du constat qu'aucune source de production d'électricité n'est parfaite. Chacune d'elle est limitée tant :

- En capacité de production géographique (rares sont celles qui sont positionnées au plus près — et à chaque instant — de la demande),
- En disponibilité et prévisibilité de court terme (la source est affectée par des aléas et sa flexibilité est limitée),
- En disponibilité de moyen terme (la productibilité n'est jamais de 100 %, ne serait-ce que pour maintenance).

L'identification de ces coûts de système [Joskow, 2011 ; OECD/NEA, 2012 ; Hirth et al., 2015 ; Bono et al., 2021] vise à évaluer les coûts induits par ces contraintes et remonte historiquement à la prise en compte de la variabilité de la majorité des EnR, laquelle ne permettait plus, dès lors que des parts significatives de l'électricité provenaient de ces moyens de production, de comparer les coûts d'une production variable «*must run*» (non pilotable) à ceux d'une production pilotable, sans précautions additionnelles. Au total, la nomenclature de ces coûts peut être synthétisée en 3 postes principaux :

- Les coûts de connexion des unités de production et de réseau (lignes) qui varient selon la répartition spatiale de la production et de la demande (en particulier à la pointe). Ces coûts dépendent notablement des technologies, des puissances en jeu et de la localisation des installations. Ils peuvent s'avérer très significatifs (presque comparables au coût de production), pour des équipements placés loin des

## Combiner efficacement les moyens de production électrique pour un futur réseau décarboné

lignes existantes (comme les parcs *offshore*, avec des contraintes techniques fortes) ou loin des principaux centres de consommation.

- Les coûts liés à l'équilibrage offre-demande de court terme (ou «*balancing costs*»), l'équilibrage étant modifié par l'existence de l'équipement dont on cherche à évaluer les coûts, sujet à des erreurs de prévision à court terme sur sa productibilité. L'équipement étant aussi plus ou moins capable de contribuer à cet équilibrage (face à une demande stochastique), notamment en termes de flexibilité. Il s'agit ici d'un impact de l'équipement considéré sur le reste du parc.
- Les coûts dits «de profil» (ou «*profile costs*») qui sont induits par une nouvelle unité sur l'ensemble du parc existant et proviennent du profil temporel de production à moyen ou long terme, lequel est lié au caractère récurrent de plus ou moins grande disponibilité, à chaque pas de temps, des unités productrices (exemple du solaire PV et de l'alternance jour/nuit, ou du nucléaire pendant le rechargement du réacteur en combustible). Il s'agit aussi ici d'un impact de l'équipement considéré sur le reste du parc.

Hormis les coûts de connexion, et encore, la notion de coûts de système associés à un équipement n'est correctement définie que pour des parcs optimaux à l'équilibre (minimum de coût). En pratique, cette notion est étendue bien souvent en comparant des parcs «rigides» (donc non optimaux) comprenant plus ou moins d'EnR. Ces coûts de système ne sont pas nuls pour les moyens pilotables, ils s'appliquent à tout moyen de production ou de stockage d'énergie. Mais ils sont (beaucoup) plus importants pour les énergies variables, peu ou non pilotables. Ce qui nécessite la prise en compte de ces coûts pour des comparaisons sérieuses. Malheureusement ces coûts de système sont difficiles à établir : ils dépendent de la géographie (vent, ensoleillement, réseau...) et donc du pays ou du réseau considéré, mais également de la structure du parc et donc de la part d'énergies pilotables (comme l'hydraulique gravitaire ou le nucléaire) et d'énergies variables dans

le mix électrique, ainsi que de la demande électrique. *La Revue de l'Énergie* a publié plusieurs articles ces dernières années qui fournissent des éclairages précieux sur ces coûts, leurs montants, leurs conséquences. Nous en citons certains dans la bibliographie. En section suivante, nous proposons une synthèse de ces approches, sous l'angle de leurs conséquences sur la structure optimale du parc électrique.

### 4. Calcul des coûts de système

Le calcul des coûts de connexion est spécifique à chaque installation. Celui des autres postes nécessite la disposition d'un modèle de fonctionnement du parc, à pas horaire ou infra-horaire, comme la suite Antares construite et utilisée par RTE. En outre, ces coûts dépendent très fortement des équipements du parc, lequel n'est, de fait, jamais optimal : ni quant au niveau de la puissance maximale disponible, ni quant à sa structure par moyen de production, en y incluant aussi le stockage sous ses diverses formes (STEP, batteries...) et certains mécanismes de modulation de la demande. Par exemple, la valeur (l'inverse du coût du mégawattheure) d'une énergie pilotable comme le nucléaire est d'autant plus forte que la part de non pilotable du parc (solaire, vent) est forte. En outre, ces coûts dépendent d'un ensemble de données et d'hypothèses (pour le futur) assez nombreuses et complexes, comme l'état des systèmes connectés en Europe ou les projections statistiques météorologiques et pluviométriques. Une autre subtilité de ce type d'analyse est que les calculs formels sont généralement effectués pour des parcs d'une année donnée (analyse statique), et non sur la base de sentiers d'évolution de parcs en dynamique. Une façon de traiter cette dernière problématique est de fournir des valeurs des coûts tous les 5 ou 10 ans, au fur et à mesure de l'évolution supposée ou scénarisée de la structure du parc.

Par ailleurs, l'existence de tels coûts pose la question de leur traduction dans le système de prix. Comme décrit plus haut, ces coûts ne sont pas des externalités : un besoin de ligne supplémentaire ou une assurance pour pallier un risque accru de déficit de puissance constituent bien des

coûts cash payés par un des acteurs du système. Ces coûts affectent les systèmes électriques : dès lors qu'ils augmentent, ils renchérissent le coût du mégawattheure. Mais il y a bien peu de mécanismes actuellement qui les attribuent correctement au fait générateur, tel que l'installation d'un type de production ou un autre. La logique économique consisterait en effet, une fois qu'ils ont été mesurés, à imputer ces coûts à chaque moyen de production à hauteur de sa responsabilité. De même que chaque équipement permettant de les réduire doit être rémunéré pour les services rendus. Ce n'est que très imparfaitement le cas au sein des entités électriques, où que ce soit dans le monde. Par contre, le calcul public doit les prendre en compte dans les choix de parcs et les imputer aux productions qui les génèrent.

#### **4.1. Les caractéristiques des différentes unités de production en termes de coûts de système**

Les coûts de système des productions pilotables (nucléaire, hydraulique gravitaire, biomasse... et la plupart des énergies fossiles) sont faibles : voir leur évaluation en section suivante. Une première partie de ce bon résultat est due aux coûts de connexion qui sont généralement bien maîtrisés via un positionnement des unités de production à proximité des lignes à très haute tension. Quand ce n'est pas le cas (exemple de Flamanville 3 pour le nucléaire récent), les coûts peuvent être plus importants. Une seconde partie de ce résultat est due à l'inertie mécanique des alternateurs des centrales thermiques, quelle que soit l'énergie thermique utilisée, laquelle contribue très fortement à stabiliser le réseau à très court terme. Une troisième cause est due à la flexibilité de ces moyens, dont le nucléaire. En ce qui concerne cette dernière énergie, dont la flexibilité est souvent ignorée, l'OECD/NEA [2020] lui a consacré un rapport entier. La thèse d'Arthur Lynch [2022] est consacrée à ces capacités et montre leur rôle majeur dans le système électrique. Les performances du nucléaire de puissance sont comparables à celles de centrales à énergie fossile comme les centrales à cycle combiné gaz. Le gradient de puissance des réacteurs français peut ainsi atteindre 5 % par minute.

C'est ce qui contribue actuellement de façon très significative à l'accompagnement de la montée en puissance en Europe des énergies variables non pilotables.

#### **4.2. Ordre de grandeur des coûts de système**

Les progrès de l'analyse économique acquis durant la dernière décennie sont majeurs et fournissent des ordres de grandeur qui complètent et modifient les résultats des calculs de LCOE. Les principaux enseignements de ces travaux sont rappelés ci-après :

- Les coûts de système d'une technologie donnée dépendent souvent fortement de la part des équipements considérés dans la puissance ou l'énergie totale, et croissent avec elle. Ils diminueront dans le temps avec l'arrivée d'innovations, comme celles conduisant à la baisse tendancielle des coûts du stockage de court terme. C'est la raison pour laquelle le Tableau 3 est structuré en prenant en compte la part des énergies dans la production totale.
- Les coûts de système des équipements pilotables tels que les centrales thermiques ou l'hydraulique gravitaire sont faibles (de l'ordre de 2 à 3 €/MWh, selon l'OECD/NEA [2012] pour un parc de type français) et sont aussi les moins dépendants de la part de ces équipements, dans la puissance ou l'énergie totale.
- Les coûts de système des énergies variables (essentiellement le solaire PV et l'éolien) sont nettement plus importants, selon les cas, et peuvent atteindre plusieurs dizaines d'euros par mégawattheure (typiquement jusqu'à 50 €/MWh pour un parc de type français avec 75 % d'EnR variables).
- Cependant, dans les prochaines décennies, les LCOE des EnR variables vont très probablement continuer à diminuer fortement. Ceci étant dû aux progrès techniques accomplis par ces moyens de production, mais aussi aux progrès au sein même du réseau : lignes, stockage, gestion de la demande, amélioration des prévisions... Cette tendance va permettre leur

## Combiner efficacement les moyens de production électrique pour un futur réseau décarboné

développement continu et atténuer l'augmentation des coûts de système avec la croissance de ces technologies dans le mix électrique.

La littérature abonde maintenant en calculs de ce type. Une synthèse (qui nécessite réactualisation) peut être trouvée dans [Samadi, 2017] ou dans [OECD/NEA, 2018; 2019]. Nous avons analysé et compilé de nombreuses données issues de la littérature dans le Tableau 3, lequel fournit des ordres de grandeur, en ne retenant pas les valeurs extrêmes. Ainsi, le tableau illustre les coûts de système dans des réseaux intégrant des possibilités significatives de flexibilité (technologie, exports...). Chaque source bibliographique dispose de ses propres données concernant les technologies en termes de performances techniques et de coûts (production, mais aussi réseau et sa gestion : *smart grids*, gestion de la demande, stockages...), en termes de niveau

de développement (puissances disponibles), en termes aussi de demande et d'interactions avec les systèmes voisins... Nous renvoyons le lecteur curieux aux sources citées. Un point majeur est que les coûts des technologies sous-tendant les études à la base de cette synthèse sont essentiellement des coûts prospectifs. Dans la littérature étudiée, les horizons des auteurs vont généralement de la dizaine à quelques dizaines d'années. Nous avons positionné le Tableau 3 à l'horizon du milieu du siècle, en tenant compte des grandes tendances pour extrapoler certains coûts, lorsque nécessaire. Les résultats présentés sont par ailleurs sensibles aux coûts de production (LCOE) des différents moyens de production : si ceux-ci augmentaient tous de 10 %, les coûts de système augmenteraient, mais un peu moins. L'amortissement provenant de la part des coûts hors production des équipements mobilisés pour adapter au mieux le système électrique cités *supra*.

<b>Part dans la production</b>	<b>10 %</b>	<b>30 %</b>	<b>50 %</b>	<b>70 %</b>
<b>Nucléaire</b>				
Connexion + Grid*	0-2	0-2	0-2	0-2
Balancing + Profil	< 0	< 0	< 0	ns**
<b>Éolien</b>				
Connexion*** + Grid	3-10	3-20	5-25	ns
Balancing + Profil	4-10	7-20	10-25	ns
<b>Solaire</b>				
Connexion + Grid	3-10	3-15	3-20	ns

**Tableau 3. Synthèse des ordres de grandeur (en €/MWh) des coûts de système du nucléaire, de l'éolien et du solaire. Ces données restent globales, tant les situations diffèrent selon la technologie, la localisation et les parcs.**

Sources : [Samadi, 2017; Strbac et al., 2016; OECD/NEA, 2012; 2018; 2019; OECD/IEA, NEA, 2020; RTE, 2021]

\* Ces coûts sont calculés par l'auteur sur la base des données de la centrale de Flamanville. Un coût nul correspond à du renouvellement sur place des réacteurs actuels.

\*\* Pour des valeurs élevées d'une technologie unique, les résultats deviennent incertains (cas du nucléaire) et irréalistes pour une seule technologie EnR (cela n'aurait guère de sens de construire un parc éolien ou solaire à 70 % ou plus). Pour une part élevée de nucléaire, la principale incertitude provient de ce que les services au système, devenu très pilotable, sont de faible valeur, ce dont le nucléaire bénéficie donc peu. De plus, selon la saisonnalité de la demande, la question des arrêts pour déchargement du combustible sur un parc important peut devenir complexe.

\*\*\* Le coût de connexion graduellement supérieur ici pour l'éolien provient d'une augmentation de la part de l'éolien *offshore*, selon une logique européenne.

Enfin, l'étendue géographique du système électrique au sein duquel ces coûts sont appréciés dépend des études. Toutefois, il s'agit généralement de pays de l'OCDE, soit de grande taille, soit largement interconnectés. Le pays de référence dispose aussi d'un parc nucléaire. Les ordres de grandeur sont ainsi applicables à un pays comme la France.

Un résultat à noter est que le nucléaire dispose de coûts de système toujours faibles (comme, d'ailleurs, les autres sources pilotables non décrites ici). Les EnR variables ont des coûts de système qui croissent généralement avec leur contribution à la production, mais avec des niveaux qui peuvent rester dans certains cas relativement modérés, même pour des taux élevés d'EnR (de l'ordre de la vingtaine d'euros par mégawattheure). Toutefois, ces coûts peuvent s'avérer dans d'autres cas significativement plus élevés (plus de 50 €/MWh comme cité plus haut) : voir le Tableau 3.

Ces ordres de grandeur montrent que les approches en sortie de centrale de production ou les raisonnements de type «*grid parity*», qui visent à caractériser les performances relatives des technologies à la seule vue des coûts en sortie d'unité de production, sont obsolètes. *In fine*, un des grands enjeux de la R&D en cours est et sera de

faire baisser ces coûts de système. Ces valeurs ont été initialement établies en euros de 2020. Elles n'ont pas été modifiées pour cet article compte tenu de la volatilité des coûts des différents marchés concernés. En 2024, les marchés des cellules solaires ou ceux des batteries sont en effet très bas, ce qui est dû en bonne partie à la politique chinoise (notamment aux investissements massifs réalisés en Chine ces quinze dernières années). Inversement, les coûts de l'éolien *offshore* ont tendance à remonter, en sortant ainsi d'une période de très forte concurrence qui a concentré le marché. Le nucléaire européen tente de se stabiliser, après une période sans commande ou presque qui l'a profondément désorganisé. Des fluctuations, d'ampleur significative, continueront d'affecter ces marchés, ainsi que d'autres, en amont, comme ceux des terres rares et métaux stratégiques. Mais à l'horizon considéré, de long terme, il paraît raisonnable de considérer que ce seront les moyennes des prix de marché sur des décennies qui auront joué, et donc que les ordres de grandeur proposés ci-après resteront robustes. À tout le moins, la Figure 3 ci-après, fondée sur les valeurs du tableau, conserve son allure pour une large plage de paramètres.

En résumé, l'indispensable prise en compte des coûts de système transforme radicalement les résultats de structures optimales de parc, par

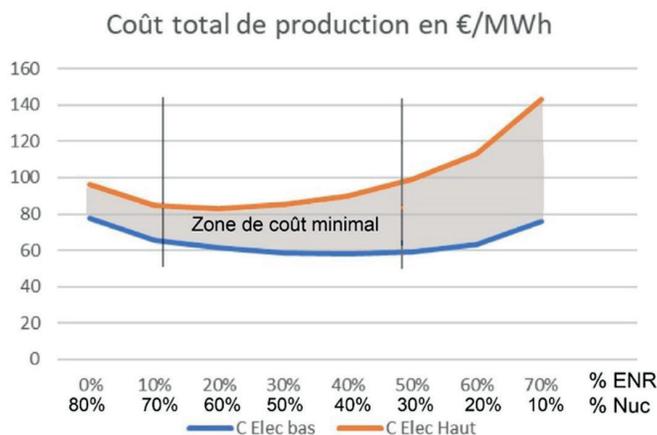


Figure 3. Ordre de grandeur des coûts (LCOE + système) d'un parc électrique de type « France », à l'horizon 2050

Source : [Devezeaux, 2023] mis à jour par l'auteur

## Combiner efficacement les moyens de production électrique pour un futur réseau décarboné

rapport à une approche qui serait fondée sur les seuls coûts actualisés (LCOE). Le Tableau 3 montre combien la prise en compte de l'attribution de ces coûts aux technologies qui les causent est à même de modifier l'appréhension de la compétitivité entre moyens de production et donc la structure d'un parc proche de l'optimum social. L'effet majeur est de prendre en compte la valeur économique inhérente aux productions pilotables (centrales thermiques, hydroélectricité gravitaire). L'avantage économique du solaire et — à un moindre niveau — de l'éolien apparaît alors significativement réduit. Cet avantage diminue en effet rapidement avec le taux de pénétration de ces énergies. Nous avons montré [Devezeaux de Lavergne, 2023] que ce sont essentiellement ces coûts de système, modulés par la part relative des énergies dans la production annuelle, qui induisent l'existence d'un optimum (minimum de coût), dans la répartition des énergies, pour le parc électrique futur français (et même européen) de 2040 ou 2050. Il n'existe toutefois pas de consensus fort entre économistes sur une part «optimale» universelle de chacune des énergies «bas carbone», ce qui est dû à la fois aux disparités fortes entre systèmes électriques (notamment, selon les pays, en matière de gisements et de densité de production — EnR principalement — ou de consommation électrique), aux congestions entre pays sur la plaque européenne et à des choix méthodologiques.

Ceci se retrouve dans la Figure 3 (établie pour une économie comparable à la France, à l'horizon 2050, ici en prenant en compte une contrainte carbone forte, d'où l'éviction des énergies fossiles comme le gaz). La figure combine des variations de coûts des moyens de production (voir les Tableaux 2 et 3 et [Devezeaux de Lavergne, 2023]). Elle cherche à établir la structure du parc futur (à l'horizon du milieu du siècle) en évaluant le coût moyen du mégawattheure, selon la ventilation entre nucléaire et EnR, en prenant en compte les effets de structure (part dans le mix) sur le facteur de charge. En effet, plus la part d'une technologie est importante, et moins ses capacités vont être mobilisées, diminuant ainsi le facteur de charge de l'ensemble de la flotte. La structure optimale correspond, bien sûr, au

coût le plus bas. Elle montre que le coût total du mégawattheure du système est plutôt plat sur un domaine large, si l'on se réfère à la part entre EnR variables et nucléaire. Des marges de manœuvre très importantes en résultent, en termes de choix sociaux, politiques, industriels. Ainsi, dans une large plage, ces moyens de production électriques apparaissent substituables. De même, sans que nous l'ayons représenté ici, les différentes techniques de solaire, d'une part, et d'éolien, d'autre part (avec des productibles souvent assez différents selon la diversité des régimes de vent), sont aussi substituables entre elles dans un domaine plutôt large.

Par ailleurs, la forme de la courbe à droite et à gauche joue un rôle majeur : ses bords dénotent en effet une certaine «raideur» : ils remontent rapidement. La plage de coût acceptable est vaste, mais elle reste contenue dans une zone comprenant au moins plusieurs dizaines de pourcents d'énergie nucléaire et plusieurs dizaines de pourcents d'EnR : solaire, éolien et hydraulique. En dehors de cette zone, les EnR variables et les moyens pilotables (ici le nucléaire) deviennent complémentaires, car se passer de l'un ou de l'autre induirait des coûts très fortement croissants. C'est ce qui a amené des auteurs comme Devezeaux de Lavergne et Brière [2017] ou Criqui et Perrier [2018] à identifier la complémentarité entre ces énergies et proposer de dépasser la vision d'une compétition devant conduire à l'élimination de l'une d'entre elles.

Pour revenir à la courbe *supra*, la «raideur» de ses extrémités provient de deux mécanismes très différents. Dans sa partie gauche, la courbe montre qu'un équipement trop faible en puissance pilotable induit des surcoûts considérables : forte baisse de la production utile (pertes par écrêtage des productions EnR), nécessité de suréquipement en puissance, stockage... Dans sa partie droite, c'est la chute du taux d'utilisation des moyens pilotables en période de semi-pointe et de pointe de la demande qui provoque un renchérissement du coût total du parc. La conséquence de la forme de la courbe est simple : il faudra renouveler les installations d'EnR françaises (et d'ailleurs européennes) d'ici 2050, et — très

certainement — continuer à déployer ces parcs. Ce qui est l'objet de la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie en cours d'élaboration. Symétriquement, il faudra aussi remplacer les réacteurs nucléaires existants aujourd'hui. Si l'hydraulique assure 10 à 15 % du bilan électrique, on constate que le nucléaire ou les EnR devront chacun compter pour 20 % au moins du mix (en énergie), sauf à induire des surcoûts importants... et à s'exposer à des risques significatifs en cas de stagnation des progrès techniques attendus, d'événements imprévus dans la géopolitique régionale ou mondiale de l'énergie. Le programme actuel du gouvernement (6 EPR2 suivis d'un «train» éventuel de 8 autres) pourrait produire entre 100 et 150 TWh à l'horizon 2050, ce qui représenterait justement de l'ordre de 20 % de l'énergie nationale si celle-ci atteignait 700 TWh. Les autres réacteurs, à cet horizon (Flamanville 3 excepté), seront en effet probablement arrêtés ou très proches de l'être.

Enfin, la «raideur» de la courbe présentée pour le parc futur est déjà atténuée par rapport à la situation actuelle. Plusieurs mécanismes jouent en effet. D'une part, le progrès technique des modes de gestion (véhicule électrique, prévision météo, généralisation de l'intelligence artificielle par exemple), allié à la baisse des coûts du stockage, va contribuer à détendre les situations les plus délicates, qui correspondent à des parcs peu diversifiés. D'autre part, une meilleure coordination-gouvernance des politiques énergétiques des pays européens (qui pourrait finir par s'imposer d'ici 2050) serait à même d'améliorer significativement le fonctionnement du système européen et de réduire le coût du mégawattheure, via notamment des interconnexions plus nombreuses et plus capacitaires. De telles lignes devraient contribuer à la baisse des coûts, ne serait-ce que par le jeu de la complémentarité entre pays (temporalité de l'offre et de la demande). Dans ce dernier cas toutefois, il faut noter que si les surcoûts induits par des structures de parc peu diversifiées devaient s'avérer moins importants pour un pays donné, cette moindre diversification pourrait toutefois induire un renchérissement global pour l'ensemble des pays qui lui sont connectés : plus l'Europe est connectée et plus les choix d'un

pays se «diluent» dans l'ensemble. Mais ceci ne veut pas dire que la somme des impacts soit plus faible (voir [Capros et al., 2017]), pénalisant alors l'ensemble de la «plaque européenne». Enfin, la flexibilité de la demande elle-même est un facteur significatif pour faciliter le fonctionnement d'un système comprenant une part élevée d'EnR variables (voir [Jacquemart et al., 2024]). Au total, la tendance est donc à l'aplatissement de la courbe de la Figure 3. Ce phénomène, déjà pris en compte dans le graphique, contribue à donner plus de flexibilité dans les choix nationaux, dès lors que la pratique de pays «passagers clandestins» restera limitée. L'ampleur de ce phénomène d'aplatissement est difficile à prévoir — la zone grise de la figure est vaste — mais, dans tous les cas, les probabilités de coûts élevés pour les parcs peu (ou pas) diversifiés seront fortes.

### 5. Prise en compte de l'impact de la production électrique sur le changement climatique

Après ces utiles rappels, venons-en au second but de cet article, qui propose de rendre compte de l'ampleur de la modification des résultats précédents si l'on cherche à prendre en compte les effets de la production d'électricité sur le climat, principalement via les émissions de gaz à effet de serre (GES). Le réchauffement climatique engendre des coûts, pour partie intégrés dans les marchés, via essentiellement les mesures prises par l'Europe (en particulier les ETS — ou *Emission Trading System* — mis en œuvre il y a déjà une vingtaine d'années). Inversement, les politiques publiques cherchent à limiter les émissions de GES via des interventions dédiées, dont des taxes et subventions.

Pour simplifier, nous éviterons d'établir une liste de tous les instruments économiques déjà en place, sachant que, sur la base d'une évaluation des dommages liés à chaque tonne de CO<sub>2eq</sub>, nous aurions pu envisager de compléter ensuite les mesures existantes pour atteindre le niveau de contrainte souhaité. Plus simplement, nous partirons de cette contrainte telle qu'exprimée par les pouvoirs publics en France (la Valeur de l'Action Climat ou VAC, que nous assimilerons à

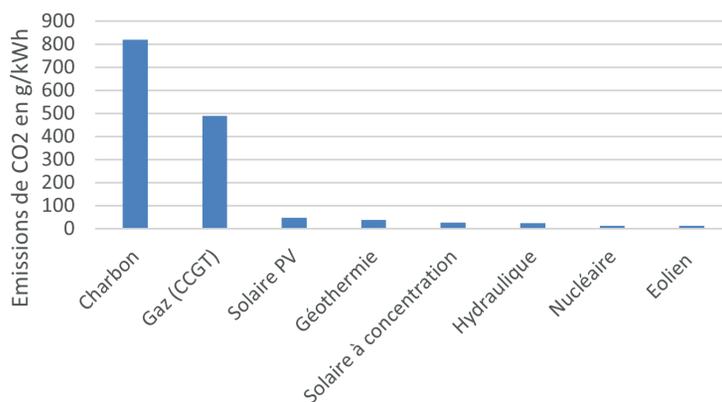
## Combiner efficacement les moyens de production électrique pour un futur réseau décarboné

la taxe optimale à appliquer aux émissions) et nous l'appliquons directement aux quantités de GES émis. Ceci de façon dynamique : cette contrainte évolue dans le temps. Il s'agira là des GES émis dans une logique de cycle de vie, prenant donc en compte la phase d'investissement, les émissions indirectes en phase de production et la phase de démantèlement. Une fois obtenue cette valeur traduisant le coût social « climatique » du recours à telle ou telle technologie, nous poursuivrons l'idée d'aller, par sommation, vers un coût social « plus complet » (voir la Figure 1) qui agrègera le plus possible des coûts effectivement supportés par la société (ici les coûts induits en termes de réchauffement climatique, ce qui constitue la « frontière » de la plupart des études, qui n'élargissent pas leur champ à d'autres dérivés sociaux).

Les émissions de gaz à effet de serre sont très contrastées selon les moyens de production. La Figure 4 les positionne, selon la synthèse du GIEC de 2018, qui repose sur des analyses de cycle de vie (incluant les émissions des phases d'investissement et de démantèlement, ainsi que les émissions indirectes). L'écart entre les énergies fossiles<sup>2</sup> et les autres (bas carbone) est considérable. De sorte que, pour le parc français des

futures décennies, les objectifs de décarbonation excluent de fait les énergies fossiles, en tout cas sans capture du CO<sub>2</sub>. Le solaire photovoltaïque se situe ici autour de 50 g de CO<sub>2</sub>/kWh et l'éolien (qui dispose aussi d'un panel de technologies contrastées) est proche de 10 g de CO<sub>2</sub>/kWh. La valeur actuelle retenue par le GIEC pour le nucléaire est de 12 g de CO<sub>2</sub>/kWh. La valeur retenue en France par l'ADEME est de 6 g/kWh (base de données de l'agence en 2019). Le nucléaire est ainsi l'une des énergies les moins émettrices, avec l'éolien. Des progrès sont attendus dans le domaine du solaire<sup>3</sup> dans les années et décennies à venir, mais l'écart avec le nucléaire et l'éolien sera difficile à éliminer totalement. Notons toutefois qu'à ces très faibles niveaux d'émission de GES, les différentes technologies étudiées sont toutes excellentes.

Le calcul de ratios d'émission de GES par kilowattheure produit ne suffit bien sûr pas pour prendre en compte ces émissions dans le calcul économique. Comme précisé ci-dessus, il nous faut attribuer un coût social à chaque gaz émis, puis affecter à chaque technologie l'externalité exprimée alors en euros par kilowattheure. C'est ce qui est donc fait en France avec la Valeur de l'Action Climat [Quinet, 2019], qui est la valeur



**Figure 4. Ordre de grandeur des émissions de CO<sub>2</sub> des principales sources de production d'électricité selon une logique d'analyse de cycle de vie**

Source : [IPCC/GIEC, 2018]

\* Des travaux plus détaillés du GIEC (IPCC/WG3) sont disponibles en 2018 et 2022 et précisent les émissions et leur variabilité statistique. Nous rapportons ici des valeurs moyennes.

## SYSTÈME ÉLECTRIQUE

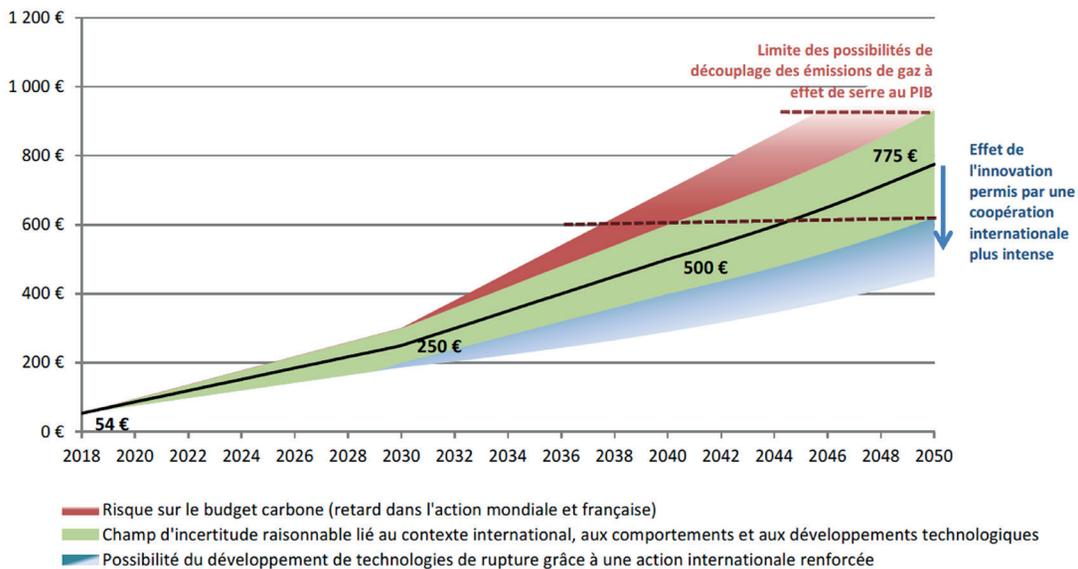


Figure 5. Valeur de l'Action Climat en France en €/t CO<sub>2eq</sub>

Source : [Quinet, 2019]

normée recommandée par les pouvoirs publics. Son évolution est présentée en Figure 5.

Sa valeur est de 250 €/t en 2030 et de 500 €/t vers 2040. Ainsi, pour les valeurs données par l'IPCC/GIEC dans le tableau précédent, les externalités se montent à des niveaux non négligeables, comme nous le présentons en Tableau 4. En pratique, les calculs de parcs optimaux, avec les modèles dédiés, sont généralement effectués via cette approche, en prenant en compte les externalités « carbone » des énergies. Par contre, dans la famille d'approches consistant à construire des scénarios prospectifs, celles-ci peinent encore, au début des années 2020, à toutes intégrer les émissions de GES de façon économique. D'une part, les niveaux d'émission ne sont pas toujours calculés dans une logique de cycle de vie (ACV), et pas non plus en dynamique, et, d'autre part, la monétisation des émissions n'est que rarement effectuée, les niveaux d'émissions étant calculés *in fine* (comme résultat du scénario), sans que le montant de l'externalité climatique ne joue un rôle effectif sur la composition du parc. Celle-ci est ainsi souvent fixée de façon exogène, puis on évalue ces choix sur des indicateurs tels que

les niveaux d'émission. De plus, nous verrons que la recherche d'optimalité pour des scénarios dynamiques (par exemple à pas annuel) s'avère complexe et rarement mise en œuvre.

Les niveaux élevés de coût du carbone (ou ici de VAC) disqualifient largement les énergies fossiles et sont pleinement homogènes avec la vision stratégique rappelée ci-dessus excluant ces énergies des mix futurs. Dit autrement, des externalités très élevées conduisent à des coûts sociaux très élevés qui inhibent logiquement les possibilités de compétitivité de ces énergies. Cependant, il faut noter que de nombreux travaux sur les mix futurs ont de grandes difficultés à se passer totalement des centrales à gaz (turbines à combustibles) qui permettent, avec une grande flexibilité, d'assurer l'adéquation de l'offre à la demande à court terme. C'est le cas notamment de [Villavicencio et Finon, 2018]. On se retrouve alors dans les zones extrêmes de la Figure 3, où les services rendus au système électrique par des unités pilotables peu nombreuses prennent une telle valeur que des niveaux élevés de coûts externes peuvent se retrouver contrebalancés par les effets de système qui amèneraient, sans

## Combiner efficacement les moyens de production électrique pour un futur réseau décarboné

ces moyens pilotables, à des coûts eux aussi très élevés de l'électricité. Ces « effets de bord » ne représentent pas des quantités très importantes en énergie (ni en carbone), mais illustrent bien la croissance des coûts dès que les contraintes deviennent très fortes.

Inversement, en ce qui concerne les sources d'énergie bas carbone, c'est presque une tautologie que d'exprimer que la prise en compte d'une valeur du carbone élevée ne bouleverse pas le paysage. Leurs coûts sociaux relatifs seront toutefois légèrement modifiés par la prise en compte des émissions de GES (par exemple par des taxes), essentiellement en phase d'investissement, et, de façon moindre, lors de l'exploitation et — à terme — du démantèlement. C'est ce qui apparaît en Tableau 4, sans qu'aucun de ces chiffres ne soit actualisé<sup>4</sup>. On notera que les valeurs présentées dans ce tableau peuvent surestimer les coûts externes induits vers le milieu du siècle, des progrès étant encore possibles en termes d'émission de GES dans la phase d'investissement des installations (étape de raffinage du silicium dans la filière solaire, évoquée plus haut, par exemple). Ceci pour des unités en base, sans écrêtage. En effet, l'écrêtage diminue le facteur de production et augmente le poids de la composante « investissement » dans le bilan du kilowattheure.

Les impacts sur les coûts décrits dans le Tableau 4 n'affectent ainsi que marginalement les calculs à la base de la Figure 3, les parcs électriques étudiés n'émettant directement quasiment aucun GES (ce qui est cohérent avec les objectifs européens à l'horizon 2050). Partant de ce constat, la section suivante cherche à confronter ces résultats, qui prennent en compte les coûts de système et les impacts climatiques de la production d'électricité, à la littérature. Elle examine ainsi si l'existence d'un minimum de coût, issu de la combinaison des EnR et du nucléaire, est corroborée ou non par les études de parcs en France. Elle est essentiellement centrée sur des modèles qui proposent des calculs internes (investissements endogènes), pour rechercher le minimum de coût global du parc.

### 6. Calcul de parts optimales des énergies (endogènes) dans un parc électrique futur, avec prise en compte de l'externalité climatique : les résultats des modèles

Munis des instruments que nous avons passés en revue dans les pages précédentes (structure du coût en sortie des usines, fonctionnement du système électrique et prix du carbone), il est possible de calculer dans ce cadre ce que serait un parc électrique optimal théorique, « construit dans la nuit » (ou « *greenfield* »). Notons que le prix du

Énergie	Charbon	Gaz CCGT	PV	Géothermie	CSP	Hydro	Nucléaire	Éolien
gCO <sub>2</sub> /kWh	820	490	48	38	27	24	12	11
ext/MWh <sub>2030</sub>	205	123	12	10	7	6	3	3
ext/MWh <sub>2040</sub>	410	245	24	19	14	12	6	6
ext/MWh <sub>2050</sub>	636	380	37	29	21	19	9	9

**Tableau 4. Impacts majorants sur le coût du mégawattheure de la prise en compte des externalités GES (en équivalents CO<sub>2</sub>) en ACV selon la Valeur de l'Action pour le Climat française\* (en €/MWh) et les données du GIEC citées précédemment – valeurs calculées pour plusieurs horizons de temps**

\* Les calculs ont été faits sur la base de la valeur médiane des émissions totales de l'IPCC [2018], en méthode Analyse de Cycle de Vie (ACV), pour l'essentiel des gaz à effet de serre. Il s'agit de valeurs actuelles. Pour les projeter en pleine cohérence avec la logique de la Commission Quinet, il faudrait retenir la partie basse de sa courbe (après prise en compte de l'innovation) et diminuer en rapport les chiffres d'émission. À titre d'exemple, une baisse de moitié des émissions du solaire PV, associée à une VAC de 400 €/t en 2050 aboutirait à un coût externe de 10 €/MWh. Nota : CSP = solaire à concentration (cycle thermodynamique).

carbone peut être utilisé comme valeur d'entrée, ou calculé *ex post*, en fonction de la contrainte d'émission globale qu'on s'est donnée pour le parc. Il s'agit bien d'un travail théorique, le poids du passé étant déterminant, et la dynamique — qui joue un rôle majeur avec de nombreux facteurs — n'étant pas prise en compte. Mais l'exercice reste instructif. Si la grande majorité des auteurs fixe par avance les parts des énergies dans les mix, sans effectuer de calcul complet, plusieurs auteurs se livrent au moins partiellement à un tel exercice d'optimisation d'un parc «*greenfield*». Citons ci-après quelques-uns des travaux s'apparentant à ce type d'approche, dans le contexte français :

- Manuel Villavicencio et Dominique Finon [2018] calculent, avec le modèle DIFLEXO construit par Manuel Villavicencio pour sa thèse, la part optimale en énergie du nucléaire et des EnR dans le parc français, sous contrainte d'émissions de CO<sub>2</sub>. Le nucléaire se situe entre 55 % et 75 % et les EnR variables entre 16 et 18 %, selon le niveau d'émission retenu. Ce résultat s'explique car la production pilotable des équipements nucléaires a un coût total moins élevé que celui des EnR. En effet, contrairement à ces dernières, le nucléaire ne nécessite ni productions complémentaires d'énergie en back-up, ni services système offerts par des unités flexibles (traditionnellement fossiles) pour compenser leur variabilité et pour garantir la stabilité du système.
- Fernando de Sisternes obtient des résultats encore plus nets pour le système français. Il a développé, au MIT, le modèle Gen-X, dont les conclusions sont exposées dans [OECD/NEA, 2019]. Le calcul de parc optimisé *overnight* qu'il effectue débouche sur un mix où domine le nucléaire (75 % de l'énergie produite), cette technologie étant essentiellement complétée par de l'hydraulique et un complément à base de gaz. Ce mix est le moins cher et l'un des plus décarbonés. Aucune EnR variable n'y figure, pénalisées qu'elles sont par les coûts de système induits et des coûts, à l'époque, trop élevés.
- Marie Petitet et al. [2018] étudient de nombreux cas. Avec leur hypothèse basse de 2900 €/kW pour le nucléaire, même avec une valeur de 500 €/t CO<sub>2</sub>, aucune énergie éolienne n'apparaît dans le mix de production, alors que le modèle est centré sur la pénétration de l'éolien dans un mix initial thermique (classique et nucléaire). Avec le coût d'investissement nucléaire élevé de 5000 €/kW, plus proche de la réalité, des capacités éoliennes sont investies, mais à un niveau faible, soit 13 GW avec un prix du carbone de 500 €/t CO<sub>2</sub>. Les auteurs en concluent que «de nouveaux investissements nucléaires pourraient être l'option la plus rentable de développement de l'énergie non carbonée sous l'incitation de prix du carbone de plus en plus élevés».
- Avec le modèle Markal-Times de l'École des Mines, Ariane Millot [2019] a construit des scénarios de décarbonation. Ils ne sont pas exactement des approches d'optimisation *greenfield*, mais s'en rapprochent dans la philosophie, car l'investissement en capacités de production est endogène et déterminé via une optimisation d'ensemble. Pour tous les scénarios de neutralité carbone en 2050, elle obtient une part en énergie de nucléaire importante, soit entre 45 % et 75 % (plus précisément 75 % en énergie dans le scénario «*Neutrality-V2-CCS Low*» qui suppose une disponibilité modérée de la technologie CCS en France).
- Le modèle Eole, construit par Philippe Quirion et son équipe, traite du parc optimal, dans une logique de parc *greenfield* à l'horizon 2050 [Shirizadeh et Quirion, 2021]. On constate dans cet article que le nucléaire est toujours présent dans le mix optimal, cette fois avec une part plus faible qui varie entre 10 et 40 % pour la plupart des cas (en fonction du niveau de demande électrique et du prix du carbone).
- Les travaux de France Stratégie [Criqui, 2022] ont été effectués avec le modèle simplifié de Henri Prévot. Ils indiquent qu'il faudrait atteindre un coût d'investissement jusqu'à 12000 €/kWe pour limiter la part optimale du

## Combiner efficacement les moyens de production électrique pour un futur réseau décarboné

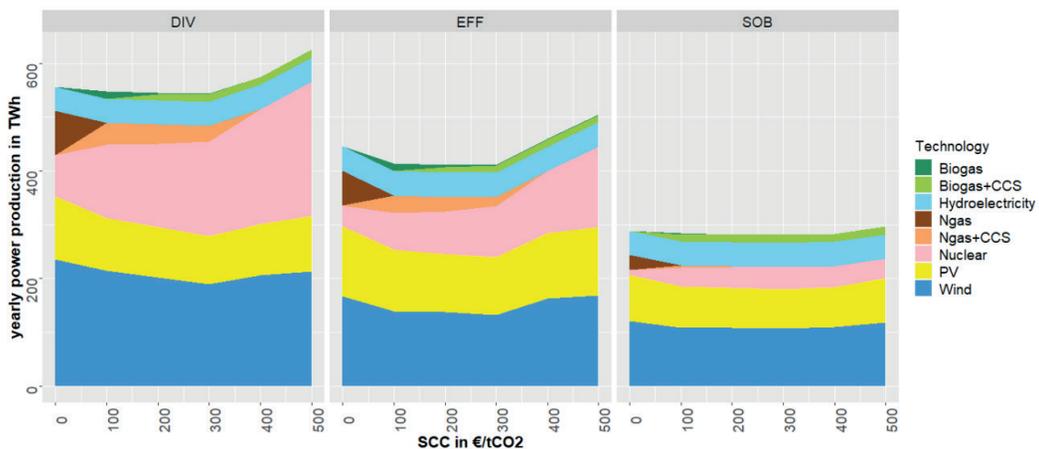
nucléaire à 30 % en énergie. Pour les valeurs attendues des EPR2, la part optimale serait donc significativement supérieure (le détail du calcul n'est pas fourni par France Stratégie).

Ces résultats, qui ne partent pas *« a priori »* de la puissance installée de chaque technologie, mais la calculent au moins en bonne part, apparaissent assez divers. Ils sont complexes à comparer et les exercices systématiques (*benchmarks*) en la matière sont très peu nombreux. Malgré cette diversité, ces résultats montrent très généralement que c'est un parc mixte, soit avec des composantes significatives en EnR et en nucléaire et autres moyens pilotables, qui s'avèrerait le moins onéreux dans le futur. Dans ces approches, comme exposé précédemment, les énergies fossiles sont quasiment absentes, sauf si la capture du CO<sub>2</sub> devait apparaître une option technique possible et socialement faisable, à un coût abordable.

Un facteur important dans ces études, outre le rôle du prix du carbone, est le niveau de demande électrique retenu. La Figure 6 illustre les résultats de ce type d'approche, pour divers niveaux, en fonction du montant de l'externalité carbone (résultats obtenus avec le modèle Eole). Dans ce

type d'approches modélisées, on observe ainsi combien il est important de préciser le cadrage en termes de demande électrique. On constate notamment ici un résultat en pratique très général pour beaucoup d'approches de ce type sur données françaises : plus la demande électrique est faible et plus la part optimale de nucléaire est faible. Ce résultat est dû au fait que des ressources pilotables (essentiellement hydraulique de retenue, mais d'autres EnR en font partie) sont contraintes en termes de productibilité maximale ou supportent des coûts croissants avec l'énergie annuelle produite. Plus la demande sera élevée, plus il sera difficile de faire appel de façon croissante à ces ressources et plus le recours à d'autres énergies pilotables sera nécessaire.

Or, les hypothèses de consommation d'électricité pour le grand futur, depuis quelques années déjà, tendent à supposer une augmentation très nette de la demande (typiquement jusqu'à plus 30 ou 40 % en 2050), tant il apparaît que la substitution de l'électricité aux énergies carbonées sera un moteur essentiel de l'atteinte du « zéro émission nette » en 2050. Les hypothèses telles que le scénario « sobriété » (SOB) de la Figure 6 sont actuellement en voie de révision à la hausse. Dans l'ensemble des modèles, plus le niveau de



**Figure 6. Calculs de parts optimales des technologies de production d'électricité en 2050, en fonction du prix du carbone émis, d'après le modèle Eole. Trois hypothèses décroissantes de niveau de demande électrique sont considérées ici. Les résultats sont paramétrés en fonction du coût du carbone.**

Source : [Shirzadeh et Quirion, 2021]

demande sera élevé, plus la part d'hydraulique (technologie remarquable pour dégager des synergies avec les EnR variables, mais en ressource quasi fixe) se réduira, et plus la part du nucléaire augmentera (de fait, plus que proportionnellement, à cause des effets de système).

Enfin, nous avons évoqué plus haut la sensibilité de la part des énergies «bas carbone» au coût du carbone. Les résultats retracés par la Figure 6 montrent que, passé un certain seuil de coût du carbone (quelques centaines d'euros par tonne de CO<sub>2eq</sub>), la structure de parc tend à se stabiliser.

Comme évoqué *supra*, la majeure partie des études disponibles sur le futur du parc français suppose, ce qui n'est pas le cas de ce qui est résumé dans cette section, des puissances exogènes des différentes technologies. Leurs résultats sont ainsi nettement plus difficiles à interpréter en termes de recherche d'un optimum économique pour le parc futur. Toutefois, ils restent intéressants dans cette perspective, dès lors que les coûts totaux du parc électrique sont calculés en sortie de modèle. C'est notamment le cas des travaux de RTE [2021] dans le cadre de l'élaboration de la programmation pluriannuelle de l'énergie, lesquels jouent un rôle majeur en France. Même s'ils ne s'inscrivent pas strictement dans une logique d'optimisation (les parcs sont fixés *ex ante* dans une logique de scénarios «*a priori*»), ces travaux donnent des résultats très intéressants en termes de coûts globaux. Ainsi, pour des coûts d'EnR très bas (soit des niveaux de 30-35 €/MWh en 2050), RTE calcule un surcoût de l'ordre de 20 % pour un parc qui serait constitué quasi exclusivement d'EnR (éolien et solaire) et d'hydraulique. Ceci en admettant qu'un tel parc fonctionne effectivement dans toutes les situations climatiques, ce qui reste en débat, et ce qui dépend aussi largement des choix des pays voisins. Ce résultat corrobore les approches calculant le parc de façon endogène.

En résumé, pour la France, les travaux débouchant sur des parcs «bas carbone» ne reposant exclusivement que sur des EnR sont minoritaires. Citons à ce titre les résultats bien connus de l'ADEME (dont les références [ADEME, 2015 et 2018], mais aussi de nombreux scénarios avant et

après ces dates), laquelle obtient un coût global plus faible dès lors que la part du nucléaire serait nulle. Ces résultats, menés avec la suite Crystal d'Artelys, ont été beaucoup discutés, et les mécanismes inhérents à ce type de scénarios décryptés (voir [Finon, 2016]). Ces résultats reposent sur un large ensemble d'hypothèses, notamment la disposition d'EnR bien moins chères (en LCOE) que le nucléaire et déployables à des niveaux massifs, ou l'atteinte de flexibilités importantes, via de nouvelles technologies, des changements de comportements et des échanges renforcés avec des pays étrangers disposant eux-mêmes en quantité de tels moyens. C'est-à-dire qu'ils décrivent un futur hautement souhaitable, mais dont la probabilité est loin d'être garantie. À l'inverse, comme nous l'avons vu plus haut, encore moins d'études ont débouché sur un parc optimum comprenant exclusivement du nucléaire et de l'hydraulique. Les coûts très bas promis pour les EnR justifient dans tous les cas une production significative.

L'approche simplifiée présentée en Figure 3, qui montre l'intérêt de parcs diversifiés, explique ainsi les résultats de la majorité des études disponibles basées sur des modèles complexes du système électrique et de la demande associée.

### Conclusion

L'Europe et en particulier la France traversent une période particulièrement difficile en matière de volatilité des prix de l'électricité. Une attention majeure est donnée par de nombreux pays à cette situation. Les contraintes apparaissent aujourd'hui principalement de court terme (par exemple les règles de fixation du prix de l'électricité). Un objectif majeur, qui s'inscrit aussi dans une stratégie de long terme (en France, incarnée par la stratégie nationale bas carbone et déclinée par la programmation pluriannuelle de l'énergie), est de définir des ordres de grandeur de la structure du parc d'ici quelques décennies. Et de mettre en œuvre les moyens (principalement la politique d'investissement) de se diriger vers cette structure en conservant des marges de flexibilité importantes pour faire face aux aléas. Dans cet article, nous l'avons traduit par la

## Combiner efficacement les moyens de production électrique pour un futur réseau décarboné

nécessité de s'assurer d'être en capacité de disposer d'un parc électrique correctement composé d'ici 2050. C'est-à-dire de coûts maîtrisés et de contribution aux émissions de gaz à effet de serre proche de zéro. Pour ce faire, il est nécessaire de s'interroger sur l'économie de ce parc, compte tenu des contraintes, et d'examiner les ordres de grandeur de la dépendance du coût de ce parc à sa composition.

Cet article propose une telle démarche, en plaçant les différents moyens de production au sein des systèmes électriques de demain. Ceux-ci ont subi une révolution majeure, avec l'arrivée maintenant très significative des EnR variables à coût de production instantané (coût marginal) quasi nul. Le désordre actuel sur les marchés de gros suffit pour en percevoir l'ampleur. En toile de fond, figure la nécessaire adaptation, en tout lieu et à chaque instant, entre l'offre et la demande électrique. Cette contrainte induit des fluctuations de grande ampleur du prix de gros. D'autres considérations doivent aussi être intégrées dans l'analyse économique des systèmes électriques, comme la prise en compte des incertitudes ou le coût associé à chaque kilowattheure qui ne serait pas livré. Cette émergence des « coûts de système », que nous avons qualifiée de révolution en cours, a conduit à ne plus focaliser les choix sur la comparaison des seuls coûts actualisés de l'électricité (ou LCOE) présentés plus haut et à enrichir cette notion de celle des coûts et bénéfices pour le système électrique dans son entier, induits par les capacités techniques (et notamment le caractère pilotable ou non) des différents modes de production. La notion de coût de système a été développée depuis plus d'une dizaine d'années et est maintenant devenue un critère de choix incontournable. Nous l'avons largement utilisée, de même que la prise en compte des émissions de gaz à effet de serre par les technologies « fossiles », via une taxe (ou mécanisme équivalent) égale à la Valeur de l'Action Climat, telle que définie par le gouvernement français.

Trois résultats principaux ont été obtenus :

- Les coûts de systèmes sont très importants (ils peuvent atteindre la moitié ou plus du coût de

production), et sont plus élevés pour les énergies peu ou non pilotables (comme l'éolien ou le solaire). De plus, ces coûts augmentent significativement avec le taux de pénétration de ces technologies. Ainsi, la baisse continue du coût actualisé (LCOE) des EnR variables n'entraîne-t-elle pas *ipso facto* que ces technologies doivent constituer la quasi-totalité du parc, même si le LCOE du nucléaire est et restera supérieur.

- La prise en compte du risque climatique aboutit à mettre en place des outils (taxes, marchés de quotas, organisation des projets par la puissance publique...) qui excluent désormais les productions à base d'énergie fossile. Ce résultat est par nature homogène avec le souhait d'atteindre la neutralité carbone en 2050. Il pourrait être nuancé s'il devenait techniquement et économiquement possible de produire des quantités importantes d'électricité dans des centrales à gaz (ou autres énergies fossiles) avec séquestration ou recyclage du CO<sub>2</sub> émis. Nous en sommes toutefois encore très loin.
- Même si d'autres considérations doivent aussi être présentes pour orienter le mix du futur (par exemple le caractère dynamique du parc qui, à chaque instant, est le produit d'un long historique), la majorité des travaux les plus récents et les mieux établis montre que le coût minimum est atteint pour une combinaison d'EnR et de nucléaire.

Ainsi, les choix d'investissements de la France dans les technologies solaires, éoliennes et nucléaires (et stockage) apparaissent mener sur la voie du coût de parc décarboné le plus faible. De plus, ce type de choix est robuste, car peu dépendant d'éléments nouveaux et incertains. Seuls quelques scénarios supposant des situations mêlant des progrès technologiques majeurs (à diffusion rapide), un environnement électrique européen à forte composante pilotable et une demande faible aboutissent à des mix nationaux ne comportant quasiment que des EnR variables et de l'hydraulique. Au final, nous débouchons plutôt sur une complémentarité entre hydraulique,

EnR variables et nucléaire que sur une compétition, tant leurs fonctionnements sont différents. Assorti de la volonté de garder ou rétablir la souveraineté industrielle du pays, ce résultat encourage le pays à se doter d'industries puissantes dans le solaire, l'éolien et le nucléaire. Efforts qui seront complétés par des actions à même de flexibiliser la demande comme le stockage ou les technologies de l'hydrogène.

Mais on pourra objecter que les paramètres pris en compte dans cet article omettent l'essentiel des coûts «hors marchés», ou externalités. Seuls ont été quantifiés ici les impacts sur le climat, qui ne sont d'ailleurs plus des externalités, puisque leur existence donne justement lieu — au moins en partie — à des corrections du marché. En effet, d'autres impacts de la production d'électricité devraient en toute logique être explicitement pris en compte pour élaborer le «coût social complet» évoqué plus haut. Il s'agit des impacts sur la santé humaine ou sur l'environnement (via les effluents, les déchets, l'ensemble du cycle de vie...), des impacts sur les paysages, la valeur locative ou de mutation des habitations proches des centrales ou sites de production, etc. La quantification économique de ces facteurs est souvent délicate et fortement entachée d'incertitude. Néanmoins, dans un prochain article, nous examinerons s'il est possible ou non d'inférer que la prise en compte de ces impacts, débouchant sur un coût social alors «le plus complet possible raisonnablement», serait de nature à modifier les résultats présentés ici.

### NOTES

1. Il faut noter que ce n'est pas le cas de certains électriciens, tel EDF. Celui-ci, depuis des décennies, intègre le fonctionnement à pas horaire ou infra-horaire du système électrique dans les résultats de sa suite de modèles (dans la ligne de l'historique MNI, ou Modèle National d'Investissement). Les coûts de système sont donc pris en compte, même s'ils ne sont pas explicitement attribués *a posteriori* à telle ou telle technologie de production. Par contre, les articles académiques incluant cette dimension ne se sont significativement développés qu'après 2010.

2. Le méthane qui est figuré ici est d'origine fossile. Il faut toutefois noter que de nombreux acteurs de la filière gaz ont pour objectif à l'horizon 2050 de décarboner ce vecteur énergétique (biogaz, gaz de synthèse «bas carbone», et hydrogène vert). Une autre option est la capture du CO<sub>2</sub> émis par une centrale alimentée en méthane fossile. L'effet de la prise en compte de l'externalité liée au réchauffement climatique induit serait nettement plus modeste dans ces deux familles de cas. Toutefois, l'incertitude sur ces technologies est double : en coût et en quantité. Ainsi, compte tenu de leur niveau d'incertitude élevé, elles n'ont pas été explicitement retenues.

3. Le raffinage du silicium est l'étape qui consomme des quantités importantes d'électricité. Pour diminuer cet impact, il faut utiliser moins de silicium dans les cellules, améliorer le raffinage et utiliser de l'électricité décarbonée pour cette étape de production. Pour des filières européennes de production des lingots de silicium avec de l'électricité peu carbonée, ou tablant sur un développement des fonderies de silicium alimentées elles-mêmes en électricité solaire, des niveaux significativement plus faibles d'émissions «grises» de CO<sub>2</sub> par le PV devraient être atteignables (par exemple [Pehl et al., 2017] estiment qu'un niveau d'émission de 10 g CO<sub>2eq</sub>/kWh serait possible à l'horizon 2050). Mais, compte tenu des chiffres déjà fort modestes, ces évolutions ne changeraient que bien peu de choses à ce qui est présenté ici.

4. Les émissions de GES n'ont en effet pas toutes lieu aux mêmes dates (exemple de l'investissement). Pour tenir compte de ces décalages, il peut être souhaitable d'actualiser les émissions et de prendre en compte la VAC de l'année d'émission. Ce qui ne change toutefois que peu les résultats.

### BIBLIOGRAPHIE

ADEME, 2015. Un mix électrique 100 % renouvelable? Analyses et optimisations, octobre 2015.

ADEME, 2018. Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020–2060, <https://presse.ademe.fr/2018/12/etude-quelle-trajectoire-devolution-du-mix-electrique-francais-dici-2060.html>.

Bono C., Evans M.-A., Monnot E., Neau E., Prime G., 2021. «Les défis posés par les EnR variables aux systèmes électriques», *La Revue de l'Énergie*, n° 654, janvier-février 2021.

## Combiner efficacement les moyens de production électrique pour un futur réseau décarboné

Capros P., Zazias, G., 2017. The importance of French nuclear power in the low carbon transition of Europe, E3-Modelling Athens, February 2017.

Champsaur P., 2012. Rapport de la Commission «Champsaur II», Rapport au gouvernement.

Cour des comptes, 2014. Le coût de production de l'électricité nucléaire, Actualisation 2014 du rapport de 2012, Paris.

Cour des comptes, 2023. Les soutiens à l'éolien terrestre et maritime, Paris.

Criqui P., Perrier Q., 2018. «Dépasser la guerre entre renouvelable et nucléaire», *Le Monde*, 26 mai 2018.

Devezeaux de Lavergne J.-G., Brière E., 2017. «Nucléaire et énergies renouvelables : des technologies complémentaires pour la transition énergétique», *Revue Générale Nucléaire* n° 1, janvier-février 2017, pp. 8-13.

Devezeaux de Lavergne J.-G., 2021. «Théorie et pratique de l'actualisation : une brève revue de la dernière décennie», *La Revue de l'Énergie* n° 659, novembre-décembre 2021, pp. 65-74.

Devezeaux de Lavergne J.-G., 2023. "The Production Costs of Nuclear Electricity", In *Nuclear Economy 1*, ISBN : 978-1-78948-094-1, Chapter 3, ISTE Ltd & Wiley Editions, pp. 97-162.

Finon D., 2016. «La pénétration à grande échelle des EnR dans les marchés électriques. La perte de repère des évaluations économiques», *La Revue de l'Énergie* n° 633, pp. 367-391, septembre-décembre 2016.

France Stratégie, 2022. Les coûts d'abattement Partie 3 – Électricité, Rapport de la commission présidée par Patrick Criqui, janvier 2022.

Hirth L., Ueckerdt F., Edenhofer O., 2015. "Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability", *Renewable Energy*, Volume 74, pages 925-939, ISSN : 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.08.065>.

IEA, 2023. Energy Technology Perspectives 2023, Agence internationale de l'énergie, Paris.

IPCC/GIEC, 2018. Rapport du WG3.

IPCC/GIEC, 2022. Rapport du WG3.

Jacquemart Y., Oriol L., Janvier T., 2024. «Flexibilités de la demande : un levier essentiel pour décarboner et optimiser le système électrique», *La Revue de l'Énergie* n° 671, mars-avril 2024, pp. 51-61.

Joskow P.L., 2011. "Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies", *The American Economic Review*, 101(3), 238–241, <http://www.jstor.org/stable/29783746>.

Lynch A., 2022. Le nucléaire dans les systèmes électriques décarbonés avec des énergies renouvelables : Analyse de sa flexibilité, cadre de modélisation et rôle dans les transitions électriques françaises et ouest-européennes, thèse de doctorat, école doctorale INTERFACES, Centrale-Supélec-CEA/I-tésé, <https://theses.fr/2022UPAST147>.

Millot A., 2019. Faire la transition énergétique bas carbone ou comment réaliser l'avènement d'un mythe?, thèse en contrôle, optimisation, prospective, Paris Sciences et Lettres, <http://www.theses.fr/2019PSLEM074>.

OECD/IAE, 2023. Energy technology Prospectives, Paris.

OECD/IEA, NEA, 2020. Projected Costs of Generating Electricity, Paris.

OECD/NEA, 2012. Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-Carbon Electricity Systems, Nuclear Energy Agency Paris.

OECD/NEA, 2018. The Full Costs of Electricity Provision, Paris.

OECD/NEA, 2019. The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables, Report 7299.

OECD/NEA, 2020. The role of flexible nuclear energy systems in a low-carbon energy future, Paris.

Pehl M. et al., 2017. "Understanding future emissions from low-carbon power systems by integration of life-

cycle assessment and integrated energy modelling”, *Nature Energy* 2, 939-945.

Petit M., Finon D., Janssen T., 2018. “Carbon Price instead of Support Schemes: Wind Power Investments by the Electricity Market”, *The Energy Journal*, Vol. 37, No. 4, pp. 109-140, <http://dx.doi.org/10.5547/01956574.37.4.mpet>.

Quinet A., 2019. La valeur de l'action pour le climat : une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques, France Stratégie, février 2019, <https://www.strategie.gouv.fr/publications/de-laction-climat>.

RTE, 2021. Futurs énergétiques 2050 : les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050.

Samadi S., 2017. The Social Costs of Electricity Generation: Categorising Different Types of Costs and Evaluating Their Respective Relevance, <https://doi.org/10.3390/en10030356>.

Shirizadeh B., Quirion P., 2021. “Low-carbon options for the French power sector: What role for renewables,

nuclear energy and carbon capture and storage?”, *Energy Economics*, Vol. 95, 105004, ISSN : 0140-9883.

Strbac G., Aunedi M., 2016. Whole system cost of variable renewables in future GB electricity system. DOI : 10.13140/RG.2.2.24965.55523.

Villavicencio M., Finon D., 2018. «L'évaluation des politiques de transition électrique à base d'EnR par des modèles complexes», *La Revue de l'Énergie* n° 640, septembre-octobre 2018, pp. 46-61.

## BIOGRAPHIE

**JEAN-GUY DEVEZEUX DE LAVERGNE** est docteur d'État en économie (Panthéon-Sorbonne). Il a mené des projets pour de nombreuses institutions internationales : Banque mondiale, ONU (PNUD), CEE notamment. Il a conseillé de nombreux gouvernements quant à leur politique énergétique. Après plusieurs postes stratégiques dans l'industrie, il a dirigé l'Institut de technico-économie des systèmes énergétiques (I-tésé) au CEA, au sein de l'université de Paris-Saclay, de 2009 à 2019. Il se consacre depuis à l'enseignement.

### À lire dans *La Revue de l'Énergie*

- L'évaluation des politiques de transition électrique à base d'EnR par des modèles complexes, *Manuel Villavicencio, Dominique Finon (n° 640, septembre-octobre 2018)*
- Théorie et pratique de l'actualisation : une brève revue de la dernière décennie, *Jean-Guy Devezeaux de Lavergne (n° 659, novembre-décembre 2021)*
- Les défis posés par les EnR variables aux systèmes électriques, *Caroline Bono, Marie-Ann Evans, Etienne Monnot, Emmanuel Neau, Grégoire Prime (n° 654, janvier-février 2021)*
- Flexibilités de la demande : un levier essentiel pour décarboner et optimiser le système électrique, *Yannick Jacquemart, Louise Oriol, Thibault Janvier (n° 671, mars-avril 2024)*

À retrouver sur [www.larevuedelenergie.com](http://www.larevuedelenergie.com).