

Synthèse n°33, Mai 2018

## **Programmation pluriannuelle de l'énergie et transition du système électrique : diversification du mix et stratégie robuste**

*Le débat public sur la Programmation pluriannuelle de l'énergie est l'occasion de préparer l'évolution du mix électrique français dans la prochaine décennie. L'équilibre à réaliser entre le nucléaire, qui produit aujourd'hui 75% de l'électricité, et les énergies renouvelables est l'une des questions au cœur des discussions. En effet, le système électronucléaire français est aujourd'hui à un moment critique, ses 58 réacteurs allant atteindre la fin de leur durée de vie initialement prévue.*

*Certes, ceux-ci peuvent être rénovés, moyennant un investissement estimé entre 75 et 100 milliards d'euros (selon que l'on prend en compte le seul surcoût d'investissement ou l'ensemble des dépenses d'entretien du parc). Cependant, la prolongation de la durée de vie des centrales suscite de vifs débats, nourris par la baisse du coût des énergies renouvelables d'un côté et, de l'autre côté, les difficultés rencontrées par l'industrie nucléaire depuis l'accident de Fukushima. Aux impacts globaux de celui-ci, il faut ajouter les dérives du chantier de l'EPR, la situation d'Areva ou encore les questions suscitées par les malfaçons constatées à l'usine du Creusot. Dans quelle mesure les énergies renouvelables peuvent-elles remplacer le nucléaire ? Comment garantir un approvisionnement fiable et régulier avec des énergies dites "variables" sans augmenter la facture, ni recourir à des centrales fossiles ?*

*Le débat est ainsi structuré par trois enjeux principaux : maîtriser la facture pour les consommateurs, réduire les émissions de gaz à effet de serre et limiter le risque nucléaire. Quelles options structurelles mettre en œuvre pour répondre efficacement et de façon consensuelle à ces injonctions souvent contradictoires ?*

*Cette note propose des éléments d'éclairage économique pour répondre à ces questions, notamment sur les coûts sociaux des différents types d'équipements, avec le souci de rappeler l'ensemble des dimensions à intégrer et les conditions pour cela, en pointant les principales incertitudes. La gestion de ces dernières constituant un élément-clé de la stratégie à concevoir, elle présente ensuite une démarche susceptible de construire des décisions publiques "robustes" – c'est-à-dire adaptées à un grand nombre de futurs possibles – et analyse sous cet angle les apports de deux exercices modélisés.*

**Quentin Perrier, CIRED, CNRS-IPSL  
Patrick Criqui, CNRS-UGA**

Avertissement : Les conclusions de cette étude, présentée et discutées au CEDD au printemps 2018, sont fondées sur des travaux de recherche indépendants et n'engagent que leurs auteurs.

## **I. Les coûts totaux de la production d'électricité : état de l'art et points de repère**

Les choix d'investissement dans le secteur électrique ne peuvent plus se baser uniquement sur la comparaison des coûts d'installation et d'opération des différents moyens de production. Cette approche, prédominante jusqu'aux années 90 permettait de décider dans un espace simple, à deux dimensions. Elle a dû depuis être enrichie, d'abord pour intégrer les “coûts externes” et, plus récemment, les “coûts systémiques” liés au déploiement d'énergies décentralisées et variables.

### **L'ancien paradigme : coûts d'investissement et de combustible, les deux dimensions du coût actualisé de production**

Historiquement, deux paramètres majeurs entraient en compte dans le choix des moyens de production d'électricité : le coût d'investissement (CAPEX) et les coûts d'opération, essentiellement de combustible et de maintenance (OPEX). Ces deux dimensions sont généralement résumées par la métrique du LCOE (*Levelized Cost Of Electricity*, coût actualisé de production de l'électricité en français). Celui-ci est égal à la somme actualisée de l'ensemble de ces coûts sur la durée de vie de la centrale, et il constituait le principal indicateur pour la décision d'investissement.

Ce LCOE est influencé par de multiples facteurs : les améliorations techniques et les “effets d'apprentissage”, les économies d'échelle, le changement de coût des facteurs (combustibles, panneaux solaires, etc.), ainsi que les facteurs sociaux, géographiques et réglementaires.<sup>1</sup>

### **Troisième dimension : la prise en compte des coûts externes et des émissions de GES**

A partir des années 90 et notamment sous l'influence de recherches suscitées par la Commission Européenne (le programme *ExternE*), il apparaît nécessaire d'intégrer les coûts sociaux de la production d'énergie, en particulier les externalités environnementales. Il s'agit ici d'inclure les impacts sur les écosystèmes, la santé humaine et, en lien avec les négociations internationales sur le climat, les coûts associés aux émissions de gaz à effet de serre. Ajouter ce coût social des émissions – liés aux écosystèmes, à la santé et au CO<sub>2</sub> – pénalise fortement la production d'électricité à partir des énergies fossiles et en particulier le charbon : certaines études indiquaient que ces coûts externes pouvaient être du même ordre de grandeur que les coûts techniques de production pour les solutions les plus polluantes.<sup>2</sup>

Enfin, il faut dans cette perspective mentionner la spécificité des risques de l'industrie nucléaire : les radiations en fonctionnement normal, en situation d'accident, ou associées au cycle du combustible. Sur la question critique du coût des accidents nucléaires, la méthodologie canonique conduit à considérer le coût social du dommage d'un accident, multiplié par la probabilité de cet accident. Si l'on accepte cette démarche et bien que les paramètres soient difficiles à mesurer, les ordres de grandeur semblent indiquer un coût par MWh produit qui reste faible par rapport aux autres coûts de l'électronucléaire.<sup>3</sup>

---

1 Samadi S., « [A Review of Factors Influencing the Cost Development of Electricity Generation Technologies](#) », Energies, 2016

2 Samadi S., « [The Social Costs of Electricity Generation—Categorizing Different Types of Costs and Evaluating Their Respective Relevance](#) », Energies, 2017

3 Rabl A. et Rabl V.A., « [External costs of nuclear: Greater or less than the alternatives?](#) », Energy policy, 2013

## **Quatrième dimension : les coûts systémiques des énergies renouvelables variables et décentralisées**

Les Energies Renouvelables Variables (ERV), électricité éolienne et photovoltaïque, par leur caractère décentralisé et surtout “non pilotable”, font émerger d’autres types de coûts. Ceux-ci découlent notamment de la nécessité d’ajuster les réseaux et leur gestion de façon à assurer en permanence l’équilibre offre-demande et on distingue habituellement<sup>4</sup> :

- Les coûts additionnels de réseaux ; pour raccorder ces énergies décentralisées, il faut étendre ou modifier le réseau de transport et de distribution ; les coûts associés peuvent être significatifs (même aujourd’hui, le coût des réseaux représente environ 50% du coût de l’électricité).
- Les coûts dit d’adéquation ou de “backup” ; il faut être certain que la demande est satisfaite à tout moment – même lors d’une pointe hivernale lorsque le soleil est couché et que le vent ne souffle pas ; l’utilisation de renouvelables variables nécessite donc de mettre en place des réserves de stockage ou de production, qui ont elles-mêmes un coût.
- Les coûts d’équilibrage (ou de “ramping”) qui conduisent, à travers la gestion au jour le jour des centrales, à monter ou descendre en charge afin d’assurer la stabilité du réseau à tout moment.

### **De nouveaux systèmes électriques, avec forte contribution des énergies renouvelables variables**

Il est important de noter qu’au-delà d’un certain seuil, les coûts systémiques augmentent très rapidement avec la proportion des ERV dans le mix électrique. Pour un faible déploiement, le système électrique possède une certaine flexibilité (grâce aux centrales à gaz et hydroélectriques) et la variabilité ne pose pas de difficulté majeure. Au-delà, la question n’est pas de trouver la technologie renouvelable la moins chère, mais de chercher le bon équilibre entre technologies complémentaires.<sup>5</sup>

Les études actuelles montrent de fait qu’un seuil peut être observé à partir de 30% à 40% d’ERV dans le mix électrique. Les progrès technologiques en matière de gestion de la demande et des réseaux (avec les compteurs intelligents), de stockage à moyen terme (batteries, pompage...) peuvent permettre un déploiement plus élevé. L’ADEME décrit un mix électrique 100% renouvelable pour la France à l’horizon 2050.<sup>6</sup> Mais pour concilier maîtrise des coûts et stabilité des réseaux, il faudra sans doute trouver des solutions de stockage à long terme de l’électricité. Et en effet plusieurs voies sont aujourd’hui explorées, de l’hydrogène au stockage à long terme de la chaleur.

Ces coûts d’adéquation croissants impliquent que le LCOE n’est donc plus une métrique adaptée pour évaluer le déploiement des énergies renouvelables. Il faut notamment être très prudent avec le concept de “parité-réseau” des renouvelables – c’est-à-dire l’équivalence du coût de production en local et du coût de l’énergie livrée par le réseau – qui ne tient pas compte du fait qu’il n’y a garantie d’approvisionnement que dans le deuxième cas. Seule l’utilisation de modèles complets, avec un équilibre au pas horaire et intégrant les besoins de réserve,

---

4 Keppler J.H. et Cometto M., « [L’interaction entre les énergies nucléaire et renouvelables et ses effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone](#) », Responsabilité et environnement, 2013

5 Hirth L., « [The Market Value of Variable Renewables](#) », Energy policy, 2013

6 ADEME, « [Mix électrique 100% renouvelable ?](#) », 2016

permettra une comparaison rigoureuse du coût total de différents systèmes électriques : le “System LCOE<sup>7</sup>”.

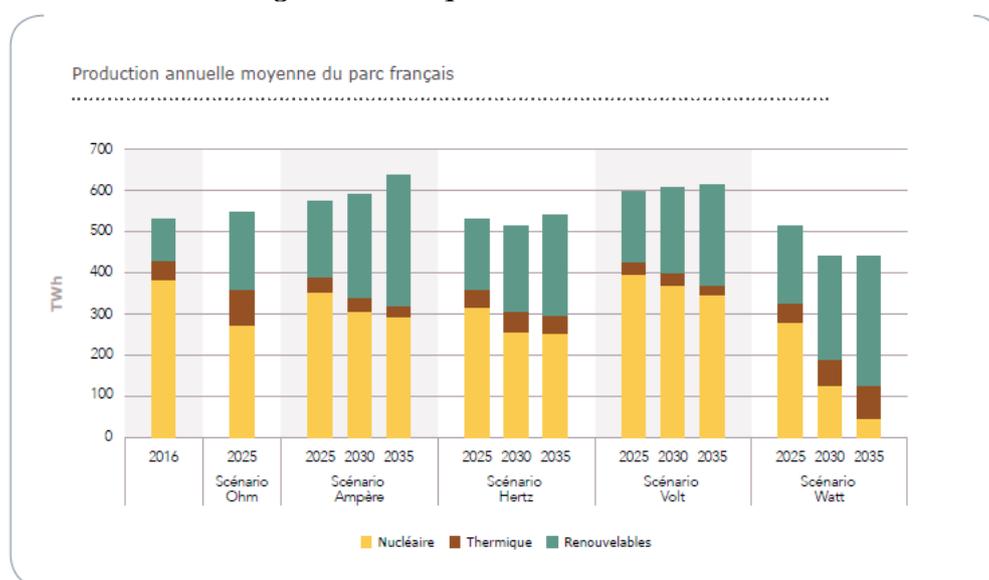
## II. Gestion des incertitudes et “robustesse” des décisions

### Un débat entaché de fortes incertitudes

Quel sera le coût réel de la rénovation des centrales nucléaires ? Les batteries connaîtront-elles les mêmes progrès spectaculaires que les panneaux solaires ? Face à ces incertitudes, l’approche standard de l’économie, l’analyse coût-avantage, associe des probabilités à chaque futur. Or, l’horizon lointain des engagements climatiques – 2030, voire 2050 et au-delà – fait qu’il est impossible d’anticiper avec précision les valeurs des paramètres de décision. Cette situation d’“incertitude radicale”, où le risque n’est pas quantifiable ni probabilisable, est manifeste dans les évolutions récentes, souvent mal anticipées par les experts.

A défaut d’un optimum unique, les politiques publiques se construisent le plus souvent à partir de scénarios reflétant différentes visions du futur, à la fois plausibles et antagoniques. RTE propose ainsi quatre trajectoires dans son dernier bilan prévisionnel 2017<sup>8</sup>, dont deux (Ampère et Volt, voir Figure 1) sont privilégiées par le gouvernement dans la préparation de la PPE.

**Figure 1 : Les quatre scénarios de RTE**



La nécessité de donner de la visibilité aux acteurs comme l’inertie technique du système électrique imposent en effet de définir dès aujourd’hui une feuille de route. Mais devant cet éventail de choix, comment décider aujourd’hui d’une stratégie pour le mix électrique ? Quel critère de décision appliquer ?

### La “robustesse”, nouveau critère pour les politiques publiques de l’énergie ?

Une piste serait de mettre à profit le concept de robustesse. Le terme de “système performant robuste”, désigne des systèmes dont les fonctionnalités sont préservées, malgré des conditions externes présentant de larges variations. L’idée n’est plus de rechercher la politique optimale –

<sup>7</sup> Hirth L. et al., « [Why wind is not coal](#) », 2016

<sup>8</sup> RTE, « [Bilan prévisionnel](#) », 2017

celle qui minimise les coûts totaux – pour le futur le plus probable, mais une politique qui reste efficace pour la majorité des futurs plausibles. Cette approche peut permettre de mieux couvrir les risques découlant de l’incertitude sur ces futurs plausibles, et donc de mieux répondre aux attentes, ou aux critiques, des différents acteurs.

Ainsi, la méthode dite de “prise de décision robuste” (*Robust Decision Making*, ou *RDM*) est déjà utilisée par certaines institutions (par exemple la RAND Corporation aux États-Unis) et dans de nombreux travaux de recherche. L’approche procède en deux temps : construire un grand nombre de scénarios *ex ante*, pour ensuite identifier, par une approche statistique, les combinaisons de paramètres qui s’avèrent clivantes pour le débat.

Les approches couramment utilisées pour la construction de politiques publiques s’appuient plutôt sur un petit nombre de scénarios, trois ou quatre comme dans les travaux de RTE. Dans la démarche RDM, l’ouverture à un grand nombre de scénarios contribue à déplacer le débat : il ne s’agit plus de débattre de quel scénario sera retenu en amont, mais de regarder les qualités respectives des différents scénarios.

### **Vulnérabilités des solutions, monitoring de l’action et flexibilité dans l’exécution**

Les stratégies identifiées comportent toujours des points de vulnérabilité. Par exemple, prolonger tous les réacteurs est une option vulnérable à un incident ou accident nucléaire, mais aussi à une baisse de la demande intérieure et des exportations. Tout comme les scénarios “100% renouvelables” sont dépendants des hypothèses sur la flexibilité de la demande ou sur le stockage massif. Les politiques publiques doivent identifier les vulnérabilités de chaque type de scénario et les atténuer autant que faire se peut.

Enfin, l’utilisation du critère de robustesse ne doit pas faire oublier l’importance de la recherche de flexibilité dans la conduite des politiques. La mise en œuvre des politiques apporte en effet de nouvelles informations dont il convient de tenir compte. Par exemple, il est possible de suivre l’évolution du coût de la rénovation des premières centrales nucléaires ou de celui des batteries et des panneaux solaires. Il y a ici un équilibre à trouver entre visibilité pour les acteurs et flexibilité pour limiter le coût des politiques. Le monitoring et le suivi flexible des politiques publiques, appuyé sur des tableaux de bords adaptés, restent donc essentiels.

### **III. Les enseignements des modèles**

Dans le contexte de la discussion de la PPE-2018 et afin d’illustrer la manière dont différents types de modèles permettent d’informer le débat et la prise de décision, nous décrivons ci-dessous les enseignements de deux modèles différents : *ElecSim*, un modèle simple de simulation du parc électrique et d’évaluation des coûts de production et *Flore*, un modèle d’optimisation du système électrique permettant de tester des schémas de décision robuste.

#### **ElecSim**

Le modèle ElecSim est un modèle simple sur tableur, pour la simulation du système électrique français. Initialement développé lors du Débat National sur la Transition Énergétique de 2012-2013, il a permis de tester différents scénarios électriques et notamment ceux associés aux quatre grandes “trajectoires” du débat.<sup>9</sup> Il a depuis été repris et amélioré, notamment dans le

---

<sup>9</sup> Criqui P., « [ElecSim : un outil de compréhension des coûts des scénarios d’évolution du système électrique](#) », 2013

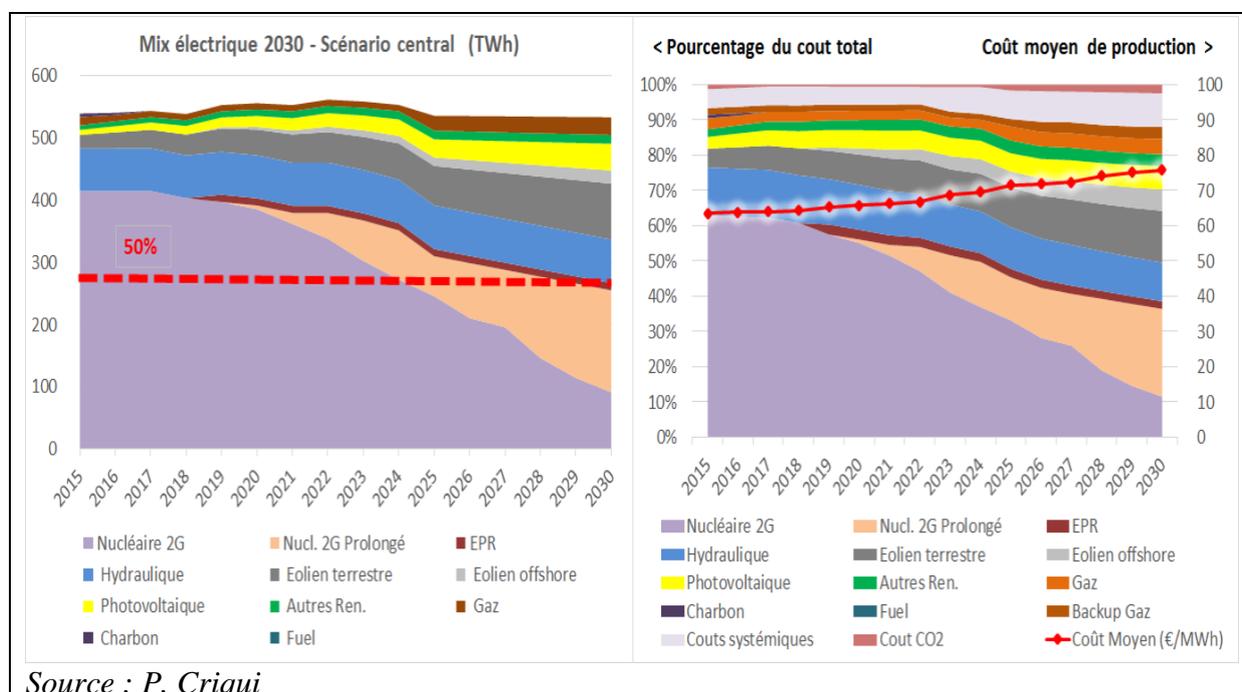
cadre de travaux entrepris à l’IDDRI pour tester de nouveaux scénarios électriques pour la France, en anticipation de la PPE 2018.<sup>10</sup>

A partir d’hypothèses exogènes sur la consommation d’électricité et des contraintes de programmation sur le mix de production (part du nucléaire) et les capacités installées en énergies renouvelables (données par la PPE), le modèle intègre les hypothèses sur les facteurs de charge, la manière de garantir les pointes de production, les coûts attendus des différents équipements. Les résultats décrivent les capacités installées, la production des différents types d’équipements et le détail des coûts de production, de système et d’environnement (valeur sociale des émissions de CO<sub>2</sub>).

La version 2 du modèle ElecSim est utilisée ici pour décrire un “scénario central”. Ce scénario ne représente pas une situation optimale ou de minimisation des coûts, mais il respecte un ensemble d’objectifs et de contraintes, tirés notamment de la Loi de Transition Énergétique de 2015. Ses hypothèses structurantes à l’horizon 2030 sont les suivantes :

- stabilité de la consommation intérieure d’électricité (à 470 TWh, voir les scénarios IDDRI de 2017) ;
- part du nucléaire réduite à 60% en 2025 et 50% en 2030 ;
- hypothèse “PPE-2015 Haute” pour les renouvelables en 2023 ;
- accélération du rythme de développement des ENR entre 2023 et 2030 ;
- solde net des échanges de 65 TWh en 2030 (soit un retour au niveau 2015, après une période de surplus de production exporté en Europe).

**Figure 2 : Un scénario central pour le système électrique français à 2030, modèle ElecSim 2**



Source : P. Criqui

Les résultats de la simulation pour la production et les capacités, illustrés dans la Figure 2 à gauche, peuvent être résumés de la manière suivante :

10 Rüdinger A. et al., « [La transition du système électrique français à l’horizon 2030 : Une analyse exploratoire des enjeux et des trajectoires](#) », 2017

- Le cadre d'hypothèses retenues permet d'atteindre la réduction de la part du nucléaire dans le mix à 50% en 2030, sans augmenter les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur par rapport à aujourd'hui.
- Ceci implique néanmoins une accélération du déploiement de l'électricité renouvelable de source éolienne et solaire à partir de 2024, avec une augmentation de 30% par rapport au rythme de la PPE 2019-2023.
- Cette accélération permet d'atteindre un pourcentage de 36% de renouvelables dans la production d'électricité en 2025 et 45% en 2030 ; pour l'électricité renouvelable variable les chiffres sont respectivement de 20 et 29%, soit un niveau gérable par le réseau sans solutions de stockage massif.
- Entre 2015 et 2030, la capacité nucléaire installée baisse de 63 à 40,5 GWe, dont 1,6 GWe en EPR, 25 GWe en centrales deuxième génération rénovées et 13,9 GWe en centrales non encore rénovées.
- Sur la période 2018-2030, le rythme de fermeture de centrales nucléaires est donc en moyenne de 1,9 GWe/an et le rythme de rénovation de 2,1 GWe/an.

Les résultats pour les coûts du système électrique, illustrés par la Figure 2 à droite, sont les suivants :

- Le coût total de production et le coût moyen au kWh augmentent dans la même proportion (la quantité produite étant égale en 2015 et en 2030) et le coût moyen de production passe de 63 à 76 €/MWh, soit +21% sur la période ; à noter qu'il s'agit ici des coûts économiques sous-jacents, indépendamment des dispositifs d'incitation (prix de rachat, appels d'offre) et de leur financement (CSPE).
- Le coût moyen du nucléaire augmente également, mais dans une moindre mesure, de 53 à 60 €/MWh (coût de la rénovation, entrée de l'EPR) ; en 2030 le nucléaire représente 50% de la production, mais moins de 40% des coûts du système électrique.
- La part des coûts de système (coûts additionnels de réseau, backup et équilibrage) augmente, passant de moins de 10% en 2015 à environ 15% en 2030.
- Les coûts de CO<sub>2</sub>, augmentent également, mais uniquement du fait de l'accroissement de la Valeur Tutélaire du Carbone à 100 €/tCO<sub>2</sub> (Commission Quinet 2008), car les émissions de 2030 sont comparables à celles de 2015.
- Les autres coûts externes environnementaux, notamment de pollution atmosphérique, sont ici ignorés, car la production à base de charbon est éliminée rapidement et la production gaz, moins polluante, reste limitée ; dans d'autres contextes et avec des contributions plus importantes de production thermique fossile, ces coûts devraient être intégrés dans le calcul.

## Flore

Flore est un modèle d'optimisation du parc électrique français, qui évalue la trajectoire optimale des investissements et de la production jusqu'en 2050, en intégrant la question de la variabilité des énergies renouvelables. Il a été utilisé pour un article de recherche analysant le nombre de réacteurs nucléaires à rénover, intitulé "*The French nuclear bet*"<sup>11</sup>. Une version interactive du modèle est disponible en ligne, version avec laquelle l'utilisateur peut choisir ses propres hypothèses : <https://flore.shinyapps.io/OnlineApp>.

---

11 Perrier Q., « [The French nuclear bet](#) », 2017

Le modèle Flore permet d'appliquer la méthode de "décision robuste" (RDM) afin d'analyser le développement des énergies renouvelables et du nucléaire en France. 27 stratégies de rénovation des centrales nucléaires ont été étudiées, allant d'une politique de non-prolongement à une rénovation de l'ensemble du parc.

Afin de rendre compte des diverses incertitudes, près de 300 futurs ont été étudiés pour chaque stratégie, soit un total d'environ 8 000 simulations. L'analyse de ces simulations permet de dégager quelques enseignements.

Tout d'abord, on peut observer qu'un grand nombre de stratégies peuvent être considérées comme optimales selon le futur retenu. L'éventail des optimums possibles, bien reflété par les scénarios du Débat National sur la Transition Énergétique de 2013<sup>12</sup>, va de la rénovation complète du parc jusqu'à la sortie du nucléaire avec fermeture rapide de tous les réacteurs existants.

Les émissions de CO<sub>2</sub> peuvent cependant varier d'une stratégie à l'autre. En particulier, une fermeture rapide de tous les réacteurs nécessite d'utiliser des centrales à gaz ou à charbon pour assurer l'équilibre du système en cas de baisse de la production éolienne ou solaire, entraînant une hausse des émissions de CO<sub>2</sub>. Une transition plus progressive permettrait le déploiement de moyens de flexibilité (batteries, flexibilisation de la demande) ou un passage à du gaz renouvelable<sup>13</sup>.

L'analyse statistique des résultats montre ensuite que deux paramètres s'avèrent particulièrement décisifs pour le choix du mix électrique futur : le coût du nucléaire rénové et le prix du CO<sub>2</sub>, qui reflètent la compétition entre production nucléaire et thermique. Le coût direct des énergies renouvelables est moins déterminant, car ces technologies sont rapidement pénalisées par leurs coûts systémiques.

On peut ainsi distinguer deux grands ensembles de futurs plausibles :

- d'un côté, ceux où le nucléaire rénové est abordable (inférieur à 65 €/MWh) et le prix du CO<sub>2</sub> dissuasif pour les moyens thermiques ;

- de l'autre les situations inverses.

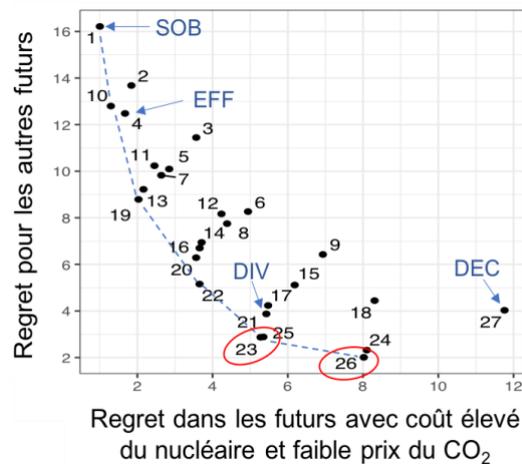
Chacune des 27 stratégies de rénovation étudiées présente un "regret" (ou surcoût) plus ou moins élevé dans chacun de ces deux ensembles. On peut alors dessiner une frontière d'efficience, représentée dans la Figure 3, faisant ressortir les stratégies présentant les arbitrages les plus favorables. Ces stratégies vont de la fermeture rapide (stratégie S1) à la fermeture d'une dizaine de réacteurs (S26). On retrouve d'ailleurs trois scénarios du DNTE (SOB, EFF et DIV) sur cette frontière.

---

12 Carbone4, « [Étude des quatre trajectoires du débat national sur la transition énergétique](#) », 2014

13 ADEME, « [Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ?](#) », 2018

**Figure 3 : Stratégie robuste et frontière d'efficacité, modèle Flore**



Source: Perrier Q., « The French nuclear bet », 2017

Les quatre scénarios du DNTE de 2013<sup>14</sup> étaient structurés par les hypothèses suivantes pour 2050 :

**SOB** (Sobriété) forte réduction de la demande (-50%) et sortie du nucléaire

**EFF** (Efficacité) forte réduction de la demande et part du nucléaire à 25%

**DIV** (Diversité) réduction modérée de la demande (-20%) et part du nucléaire à 50%

**DEC** (Décarbonation) réduction modérée de la demande et part du nucléaire à 75%

Sur cette frontière d'efficacité, le choix final d'une stratégie robuste dépend de l'appréciation du décideur quant aux probabilités de chaque ensemble de futurs. S'il estime ces deux ensembles équiprobables, fermer une vingtaine de réacteurs (sur la figure 3 S23, proche du scénario DIV du DNTE) est une option cohérente.

Cependant, au vu des estimations actuelles des dépenses de « grand carénage », et vu la volonté du gouvernement de bannir les productions thermiques, l'ensemble des futurs avec coût élevé du nucléaire rénové et faible prix du CO<sub>2</sub> pourrait sembler peu probable. La meilleure stratégie robuste consisterait alors à ne fermer qu'une dizaine de réacteurs nucléaires et à rénover toutes les autres (S26 sur la figure 3). Cette stratégie est notamment robuste aux incertitudes sur la demande (grâce à la fermeture de seulement quelques réacteurs) et sur le coût total des énergies renouvelables (grâce à une part encore importante de nucléaire).

#### IV. Conclusion

Le système électrique est un objet complexe, encore plus aujourd'hui qu'hier. La perspective d'un déploiement massif (ou "non-marginal") des énergies renouvelables variables ne permet plus d'utiliser la métrique simple que représentait le LCOE. Le recours à des modèles permettant d'évaluer le coût total du système, devient donc de plus en plus nécessaire pour apporter des éléments quantifiés aux intuitions et aux questionnements. Et ce, même si ces modèles ne permettent évidemment pas de réduire complètement l'incertitude.

Ainsi, les résultats du premier exercice présenté dans cette note décrivent un scénario permettant la réduction de la part du nucléaire à 50% en 2030 et une montée concomitante des

<sup>14</sup> Carbone 4, ibid.

énergies renouvelables, en cohérence avec les orientations générales de la politique actuelle. Ils correspondent à une diminution des capacités nucléaires d'environ 20 GWe, au prix d'une augmentation de l'ordre de 20% du coût moyen de production de l'électricité : de 63 €/MWh en 2015 à 76 €/MWh en 2030.

Le deuxième exercice, formulé en termes de décision robuste, pointerait plutôt vers une stratégie de moindre réduction des capacités de 10 GWe, jusqu'à 20 GWe pour un décideur qui serait plus pessimiste sur le coût du nucléaire rénové. En revanche les stratégies extrêmes semblent, elles, peu robustes : une sortie complète du nucléaire serait pénalisée par les coûts systèmes liés à la variabilité des énergies renouvelables, dont on mesure mieux aujourd'hui l'importance ; inversement une rénovation complète du parc risquerait la surcapacité et ne permettrait pas un développement des énergies renouvelables suffisant pour en assurer la maîtrise industrielle, alors que ces énergies nouvelles pourront jouer un rôle important quand les centrales nucléaires historiques seront déclassées.

Entre une stratégie répondant à des objectifs politiques préalablement fixés et une stratégie plus robuste en termes économiques, il y a place pour le débat... Ce débat devrait de plus être élargi, à la fois dans sa perspective temporelle (insertion de la PPE dans la perspective à long terme de la SNBC pour 2050) et dans son cadre spatial, avec la prise en compte de l'impact des décisions prises en France sur l'équilibre d'ensemble du système électrique européen.<sup>15</sup>

Les modèles ont leurs limites mais ils demeurent un support essentiel de la réflexion prospective, en réduisant les incohérences dans la description des futurs possibles. Dans cette perspective, il importe que soient poursuivis les efforts d'évaluation des coûts externes et de modélisation des systèmes énergétiques. Enfin, pour que ces évaluations et modèles permettent d'informer le débat public, il devient essentiel de donner accès aux informations utilisées, à l'aide d'interfaces simples et intuitives. En particulier, RTE dispose d'une expertise reconnue, de moyens importants et d'un modèle – déjà utilisé dans le Bilan prévisionnel et la PPE – qui, sous une forme simplifiée, pourrait utilement être mis à profit pour permettre aux citoyens de quantifier et d'évaluer les conséquences des différentes visions du futur.

---

15 Voir les résultats de l'étude menée récemment avec le modèle PRIMES (P. Capros, E3-ME) sur [le nucléaire français dans le système énergétique européen](#),

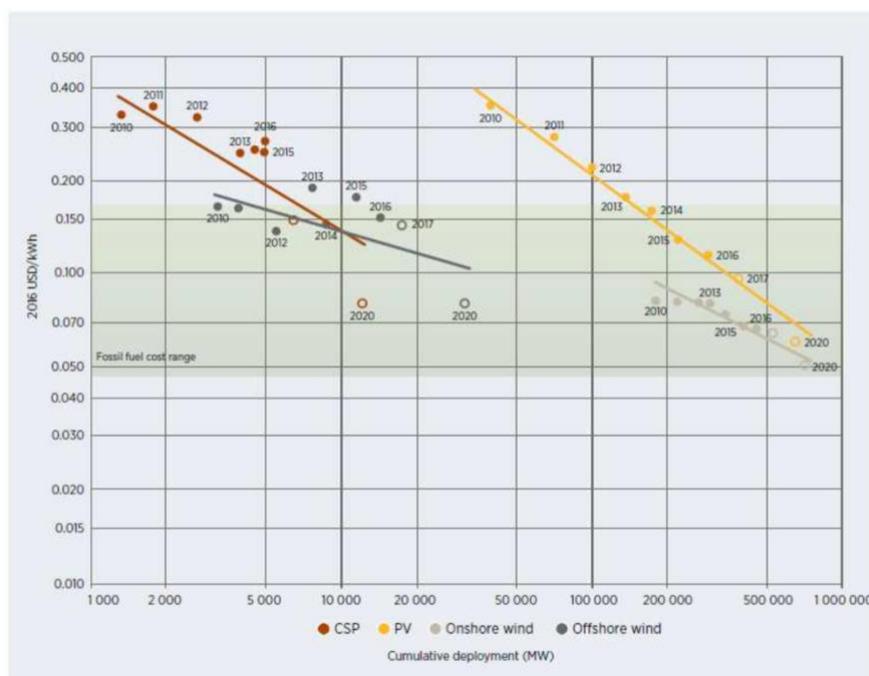
## Annexe : les coûts externes dans le secteur électrique. Etat de l'art (D. Bureau<sup>16</sup>)

Compte-tenu de la complexité des relations au sein du secteur de l'énergie, les scénarios sont des instruments précieux de compréhension des enjeux, d'identification des marges de manœuvre et des conditions de leur mobilisation, aux trois niveaux: de l'évolution de la demande d'énergie finale, qui dépend notamment des économies mobilisables dans les secteurs du transport et résidentiel-tertiaire ; de la structure de l'énergie finale, avec comme variable-clef, la part de l'électricité ; et, enfin, de la structure du mix de production de l'électricité.

Le rapport Jouzel-Tissot-Colle au CESE (« La transition énergétique 2020/2050, un avenir à bâtir, une voie à tracer ») recommandait ainsi d'appuyer les débats en ce domaine sur des scénarios à l'horizon 2050, riches, pluralistes, et transparents. Il préconisait de pas se focaliser sur la question du mix électrique et de la place du nucléaire, de manière à prendre en compte toutes les énergies, en évaluant les besoins et leur adéquation avec la fourniture d'énergie dans le cadre de l'optimisation de son utilisation, et en abordant la problématique des transports... Il soulignait l'importance de « réaliser les études d'impact environnementales et socio-économiques nécessaires à une vision complète des conséquences de chaque scénario et choix possibles à l'horizon 2020/2050 ».

En effet, dans un contexte où la compétitivité apparaît comme un défi majeur pour le développement de l'emploi dans notre pays, la référence à un critère de coût demeure incontournable. A cet égard, le plus ancien paradigme ne considère que les coûts marchands, d'investissement et de combustible, avec comme difficulté principale la prospective des prix et coûts futurs, du fait notamment des effets d'industrialisation et des courbes d'apprentissage. (cf.graphique)

**Figure ES.3** Learning curves for the global weighted average levelized cost of electricity from CSP, solar PV and onshore and offshore wind, 2010-2020



Based on IRENA Renewable Cost Database and Auctions Database; GWEC, 2017; WindEurope, 2017; MAKE Consulting, 2017a; and SolarPower Europe, 2017a.

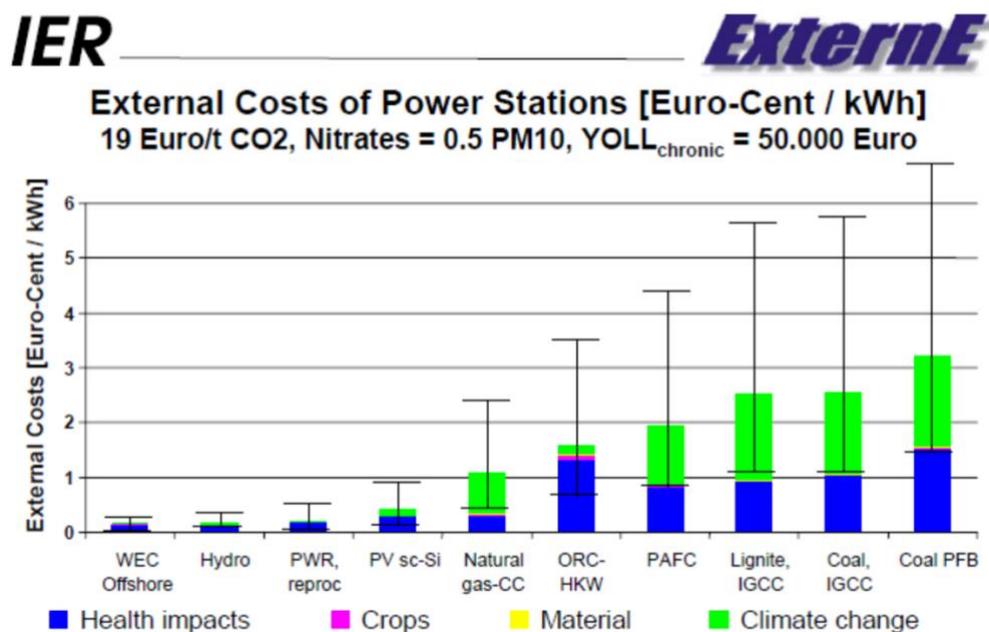
<sup>16</sup> A partir, notamment de l'exposé de P.Criqui au CEDD

Mais il faut élargir la notion de coût, pour y intégrer les coûts externes. Cette évaluation comparative des coûts sociaux des filières énergétiques, et, plus généralement, l'analyse « coûts-avantages » sont nécessaires pour éclairer les choix, d'autant que :

- les équipements et infrastructures liées à l'énergie ont des durées de vie longues ce qui exclut de se limiter à une comparaison à une date donnée, telles que 2030 ou 2050, car la valeur des actifs légués à cette date peut différer fortement entre deux scénarios,
- les raretés à considérer sont multiples et les modèles existants, en général, insuffisamment intégrés. Ainsi, les bio-carburants (par exemple) peuvent sembler une manne illimitée... tant que l'on n'a pas intégré certaines contraintes agronomiques, ou sur l'offre et la qualité des terres compte-tenu des besoins de l'alimentation mondiale,
- la description de l'incertitude et des risques résiduels est essentielle.

Ceci a conduit, depuis près de vingt ans, à développer des méthodes pour chiffrer les coûts « externes » des différents équipements de production électriques, de manière à disposer de bases objectives pour les comparaisons. Les travaux les plus approfondis en ce domaine ont été conduits au niveau européen, dans le cadre des projets « ExternE » puis « Needs ». Dans ce cadre, des évaluations systématiques des impacts des coûts externes des différentes technologies énergétiques ont été développées qui intègrent notamment les pollutions locales (effets sanitaires des pollutions) et globales (effet de serre), et l'évaluation de certains risques.

L'intérêt de ce type d'exercice est : de permettre d'abord un repérage des impacts, puis une agrégation de tous éléments quantifiables et « monétarisables » (à partir des valeurs de référence décrites ci-dessus); et, par-là, de repérer ceux pour lesquels le jugement ne peut être seulement technique, mais en donnant alors des éléments d'information sur les arbitrages sous-jacents. Bien évidemment, l'exigence de transparence pour ce type d'exercice est tout aussi importante que pour l'analyse des scénarios. Les résultats d'ExternE sont donc contestables, mais c'est une qualité et, s'ils le sont, c'est précisément parce que les hypothèses en sont explicites. Le tableau ci-dessous illustre le type de résultat obtenu alors.



Ce tableau souligne comment le charbon cumule des effets négatifs sur le climat et la santé, et donc les co-bénéfices à en sortir. Pour les autres technologies, les arbitrages sont plus complexes, les dommages environnementaux ou effets externes à prendre en compte (en plus des coûts marchands) étant de natures diverses : émissions de gaz à effet de serre pour les équipements gaz ; risque résiduel pour le nucléaire ; et coûts systèmes (réseau ; équilibrage ; profil) des sources renouvelables intermittentes, ces derniers étant fortement croissants avec les taux d'incorporation.

Sans effort pour intégrer l'ensemble de ces coûts dans une approche commune, la comparaison des scénarios est impossible. Et pour que les choix réalisés par les producteurs d'électricité soient socialement efficaces, il importe, qu'au-delà des contraintes de sécurité relevant de la réglementation, ceux-ci internalisent l'ensemble des coûts induits, directs et externes.

Outre l'actualisation des références pour les enjeux bien intégrés dans les travaux de type ExternE, les travaux récents ont donc élargi l'analyse et aux coûts de l'intermittence (éolien et photovoltaïque). Le tableau ci-dessous, tiré de la revue<sup>17</sup> de S.Samadi, en propose une synthèse. S'agissant de la réévaluation des coûts externes des accidents nucléaires après Fukushima, l'étude renvoie au travail<sup>18</sup> d'A.etV.Rabl de 2013, qui mettaient en avant une fourchette de 0,1-2,3 €-cent./kWh, avec une valeur centrale de 0,4.

Table 10. Overview of the estimated specific social costs of electricity generation in Europe from several types of current newly-built power plants.

Type of Cost	Costs in €-cent/kWh						
	Renewables			Nuclear	Nuclear	Fossil Fuels	
	Onshore Wind	Offshore Wind	Solar PV (Utility-Scale)	(at a 3% Discount Rate)	(at a 6% Discount Rate)	Natural Gas (CCGT)	Hard Coal
Plant-level costs							
Installation costs (central values)	4.4	7.6	5.8	3.4	6.2	0.7	1.5
O&M costs (central values)	2.0	3.6	2.0	1.6	1.6	0.6	0.8
Fuel costs (central values)	0.0	0.0	0.0	0.9	0.9	4.9	2.0
<b>Sum of plant-level costs (w/o CO<sub>2</sub> costs)</b> (central values; ranges in parenthesis)	<b>6.4</b> (2.5-9.7)	<b>11.2</b> (7.5-14.9)	<b>7.8</b> (5.3-10.1)	<b>5.8</b> (4.8-6.9)	<b>8.6</b> (6.8-10.1)	<b>6.2</b> (5.9-6.7)	<b>4.3</b> (3.3-4.8)
System costs							
Grid costs	1.0	1.0	1.0	0.5	0.5	0.5	0.5
Balancing costs	0.3	0.3	0.2	0	0	0	0
Profile costs (additional costs for VRE plants for shares of around or below 10% for wind and solar PV each)	1.0	1.0	1.0	0	0	0	0
<b>Sum of system costs</b>	<b>2.3</b>	<b>2.3</b>	<b>2.2</b>	<b>0.5</b>	<b>0.5</b>	<b>0.5</b>	<b>0.5</b>
Quantifiable external costs							
GHG emissions costs (at 114 €/t CO <sub>2</sub> )	0.1	0.1	0.3	0.1	0.1	4.5	9.0
Air pollution costs (state-of-the-art plants)	<0.1	<0.1	0.3	<0.1	<0.1	0.4	1.4
Landscape and noise disamenity costs	0.5	0.2	0	0	0	0	0
<b>Sum of quantifiable external costs</b>	<b>0.6</b>	<b>0.3</b>	<b>0.6</b>	<b>0.1</b>	<b>0.1</b>	<b>4.9</b>	<b>10.4</b>
<b>SUM OF ALL QUANTIFIABLE COSTS</b> (with central plant-level values; with plant-level ranges in parenthesis)	<b>9.3</b> (5.4-12.6)	<b>13.8</b> (10.1-17.5)	<b>10.6</b> (8.1-12.9)	<b>6.4</b> (5.4-7.5)	<b>9.2</b> (7.4-10.7)	<b>11.6</b> (11.3-12.1)	<b>15.2</b> (14.2-15.7)
Potentially relevant non-quantifiable external costs							
Radioactive contamination (especially resulting from nuclear accidents)	-	-	-	x	x	-	-
Ecosystem and biodiversity impacts (non-climate change related)	x	x	x	x	x	x	x

ources: The original sources of the data presented in this table, as well as (where applicable) the assumptions made and approaches taken to derive representative values, can be found in the discussion of each cost type in Section 3 and in the text of this subsection (Section 4.1).

<sup>17</sup> Op.cit.

<sup>18</sup> Op.cit