

**L'ADEME ne peut pas annoncer *ex cathedra*
qu'il vaudrait mieux se passer du nucléaire grâce aux EnR en 2050**

Dominique FINON

Directeur de recherche CNRS émérite (CIRED)

Note de travail, 30 janvier 2019

Résumé

A partir d'un exercice basé sur un outil de calcul économique très complexe, l'ADEME nous annonce que « la place très prépondérante des ENR dans le système électrique français (85% en 2050, 95% en 2060) est sans appel (...) et que le nucléaire de nouvelle génération (type EPR) n'apparaît pas compétitif ». Comme au jour d'aujourd'hui il semble être une évidence pour tout le monde que le nucléaire sera toujours dispendieux (en plus d'être dangereux, raison fantasmée pour laquelle il faut le rejeter), et que les ENR ont des coûts qui baissent spectaculairement (sans chercher à savoir si c'est bien réel parce qu'elles sont si désirables), on ne peut que prendre pour argent comptant ces résultats. Pas besoin de chercher à comprendre la logique de l'exercice et pourquoi des hypothèses arbitraires de représentation du système déterminent le résultat souhaité. Ce papier cherche précisément à démonter la démarche de l'exercice de l'ADEME.

Or, pour aboutir à ces résultats, il faut mobiliser de façon irréaliste des hypothèses sur les sources de flexibilité (presque toutes les consommations seraient effaçables quand les ENR ne produisent pas assez), le triplement des interconnexions, les complémentarités des systèmes voisins et le développement téléguidé d'usages baroques de l'électricité pour éponger les surplus des productions d'EnR variables, sans parler du présupposé que les coûts du nouveau nucléaire dans le futur ne pourront jamais être vraiment maîtrisés. Aucun test n'est fait pour tester l'influence de ces hypothèses, seules ou combinées sur ces résultats, quand bien même l'exercice se réclame de la rationalité économique.

Mi-décembre, l'ADEME publiait les conclusions d'une étude intitulée "*Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060*", affirmant notamment qu'elle « prévoit une baisse du coût de l'électricité pour le consommateur français, possible grâce à un fort développement de la part des énergies renouvelables, estimée à 85% en moyenne en 2050 et à plus de 95% en 2060 », et que « d'un point de vue économique, le développement d'une filière nucléaire de nouvelle génération ne serait pas compétitif pour le système électrique français ». Cette seconde affirmation, qui reposerait sur un calcul économique fort complexe, sans qu'il soit discuté, contredit le discours du Président de la République sur les orientations de la prochaine Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) du 27 novembre, dans lequel il affirmait, concernant l'EPR, qu'il « doit faire partie du bouquet d'options technologiques pour demain ».

En parallèle, alors que l'ADEME est partenaire du site The Conversation, ce qui impliquerait une certaine neutralité, David Marchal, le responsable de cette étude, y publiait le 14 décembre un article surprenant intitulé *Mix électrique : pourquoi l'essor des renouvelables est le scénario le plus économique ?*, qui départit l'ADEME de cette neutralité. Il nous annonce qu'à partir de la comparaison des trajectoires optimisées dans sept variantes de scénario à partir d'un modèle d'optimisation de long terme du système électrique, « la place très prépondérante des ENR dans le système électrique français est sans appel (...) et que le nucléaire de nouvelle génération (type EPR) n'apparaît pas compétitif ». Mais de ce modèle très complexe n'ont été discutées ni les données, ni les hypothèses très nombreuses de représentation des différents éléments du système électrique rendu très compliqué par l'intégration des EnR à apports variables (EnRv par la suite). Or on est d'autant plus porté à s'interroger que tous les modèles du même type utilisés sur la même question conduisent à des résultats très différents, précisément à cause d'hypothèses de représentation de certains éléments du système qui sont définies de façon beaucoup plus réaliste et moins téléguidée dans ces modèles. Quelle est la motivation de la démarche de l'ADEME et sa légitimité ? Comment décrypter les hypothèses de cet exercice qui permettent d'aboutir à ces résultats intrigants qu'aucune discussion et évaluation n'ont permis de mettre à plat ?

1. Interrogations sur la démarche

Si pour les spécialistes, les résultats de l'étude de l'ADEME ne peuvent manquer "d'interpeller", pour reprendre le terme de David Marchal, la démarche de l'ADEME, agence publique s'il en est qui se devrait de respecter certaines règles d'objectivité et de transparence, "interroge" elle aussi. En rupture avec la démarche mise en place pour sa précédente étude de 2015 consacrée à « la faisabilité technico-économique d'un mix électrique 100 % renouvelable en 2050 », l'ADEME n'a pas mis en place, pour cette seconde étude, de comité scientifique, comme celui de 2015 composé d'une bonne vingtaine de chercheurs et d'industriels. Ce comité avait permis de discuter les hypothèses et les résultats de ces travaux. Ils avaient notamment mis en avant certaines faiblesses, comme : une prise en compte limitative de l'aléa météorologique d'une année sur l'autre ; l'absence de considération technique sur la stabilité du système et de la qualité de l'électricité exigeant beaucoup plus de services-système ; l'approche « greenfield » des parcs étudiés (construits ex nihilo), sans considération des trajectoires qui permettraient d'arriver au résultat recherché, de leurs coûts et l'effet de baisse progressive de la valeur économique des ENR au fur et à mesure de leurs développements tirés par des dispositifs de subvention ; ou enfin l'absence d'évaluation des impacts environnementaux (études d'analyse du cycle de vie).

La démarche de l'ADEME est en rupture en matière de rigueur et d'ouverture à la critique, avec celle de 2015. Elle est en fait révélatrice d'une démarche militante, l'ADEME ayant décidé de se comporter comme un agent d'influence sur les choix gouvernementaux, comme le présente le président de l'ADEME lors de sa conférence de presse du 10 décembre, affirmant que « C'est un exercice différent de la PPE. Il s'agit de peser sur le débat à venir et d'éclairer les choix jusqu'en 2050-2060 », Pourtant, curieusement, le débat sur la PPE est terminé depuis juillet 2018, et le gouvernement ne reviendra pas sur ce qui a été décidé et annoncé par Emmanuel Macron lorsque sera publié d'ici quelques semaines le détail de la Programmation. L'article de promotion de David Marchal dans The Conversation est du même acabit, parce qu'est d'abord recherché l'effet d'annonce, sans aucune précaution par rapport à l'exigence de neutralité, alors qu'il se légitime par un discours de rationalité économique.

Comme a pu le souligner Valérie FAUDON sur le site de la SFEN, dans un billet du 18 décembre et avec lequel on ne peut qu'être d'accord: « la démarche de l'ADEME ne respecte guère la mission d'une agence publique, chargée de conseiller les deux ministères auxquels elle est rattachée. On pourrait légitimement attendre d'elle une certaine impartialité quand on parle de l'enjeu de la

sécurité énergétique et de lutte contre le changement climatique, sans parler de l'enjeu économique et industriel des choix énergétiques en matière d'ENR comparé à d'autres technologies dont le nucléaire ». Et d'ajouter, « l'ADEME semble satisfaire une urgence de calendrier qu'on a du mal à comprendre, puisque le projet de PPE n'a toujours pas été publié ni mis en consultation par le gouvernement. Ainsi, l'ADEME a annoncé et publié les résultats de sa nouvelle étude sous forme de synthèse (et d'une note elliptique sur les données utilisées) dès le mois de décembre, alors que la mise à disposition du rapport complet détaillé n'est prévue que début février (...), tout ceci en rupture avec la pratique de validation en vigueur dans les milieux scientifiques ».

Entre temps, la communication de l'ADEME sur les résultats de son étude a évidemment trouvé un écho médiatique, d'autant plus que ces conclusions entrent en résonance avec la décroissance des coûts des ENR, spectaculaire jusqu'à aujourd'hui et les non moins spectaculaires difficultés rencontrées par le nouveau nucléaire lors de la construction des premiers EPRs. Les médias et les non-spécialistes en sont d'autant plus enclins à prendre pour argent comptant les conclusions d'une étude apparemment rigoureuse se réclamant de la rationalité économique, sans se préoccuper de discuter de la méthode et du réalisme des hypothèses et des données utilisées, alors qu'encore une fois, des études effectuées sur la même base méthodologique d'optimisation des choix d'investissement de long terme dans le secteur électrique, parviennent à des résultats opposés.

En se référant par contraste à ces études, il apparaît que les résultats de l'ADEME s'expliquent par plusieurs hypothèses héroïques dont les effets auraient mérité d'être explicités par l'équipe de l'ADEME par des tests spécifiques comme toute démarche rigoureuse le commanderait, alors que le paramétrage de l'ADEME dans ces sept scénarios encadrant les trajectoires trouvées ne portent aucunement sur l'une de ces hypothèses. Il s'agit de trois sources de rehaussement de la valeur économique des productions variables des ENR, à savoir

- le développement à très grande échelle des sources de flexibilité, surtout celui des effacements avec un coût de développement nul et à 50-100% dans presque tous les usages de l'électricité ;
- le triplement des interconnexions accompagné du téléguidage de l'évolution des systèmes étrangers pour favoriser le développement maximum des complémentarités avec le système français ;
- l'utilisation systématique des surplus de production des unités d'ENRv dans des usages au développement téléguidé pour la production de chaleur dans les process industriels d'un côté, et la production d'H₂ de l'autre pour les usages industriels habituels de l'H₂ et fournir des flottes locales de véhicules.

Autant d'hypothèses dont une démarche scientifique rigoureuse aurait dû conduire à tester l'influence

2. Les résultats surprenants de l'exercice de l'ADEME

On ne retiendra ici que les messages sur le nouveau nucléaire et les renouvelables à 95% à la lecture du document de synthèse de l'ADEME, à côté de ceux plus positifs sur la décroissance des productions du nucléaire existant. On lit que :

- « l'optimisation économique de l'évolution du système électrique français conduit à une part d'EnR de 85 % en moyenne en 2050, et de plus de 95 % en 2060, dans l'ensemble des cas, hormis ceux avec déploiement volontariste d'EPR ». (p.2) ;
- au fil des années, « les EnR se développent (de façon économique) en quantité suffisante pour se substituer aux réacteurs nucléaires en fin de vie » (p.2). Plus loin (p.20-22) il est précisé que le

niveau des prix de marché se maintient par la suite et permet de rentabiliser les nouvelles installations en éoliennes et en PV, ce qui est un point clé pour comprendre ces résultats comme on le EnRv

- « d'un point de vue économique, le développement d'une filière nucléaire de nouvelle génération ne serait pas compétitif pour le système électrique français » et ne pourrait se faire que sur un mode volontariste coûteux pour l'économie française (39 milliards d'€ actualisés pour atteindre une capacité de 24 GW d'EPRs en 2060) (p.2) ;
- « dans un contexte d'augmentation de la taxation du carbone, le mix électrique français (qui bascule d'une décarbonation à base de nucléaire à une autre à base d'EnRv) offre des opportunités économiques pour décarboner de façon significative les autres vecteurs énergétiques et le mix électrique de nos voisins européens » (p.2).

Pour comprendre en quoi ces résultats sont surprenants, il faut d'abord avoir en tête quelques éléments de l'économie des EnRv dans un système électrique que l'on précise dans l'encadré suivant

Encadré

Prix de revient et valeur du kWh d'ENR à apports variables : deux concepts différents

L'économie des renouvelables est particulièrement complexe car les EnRv ne produisent absolument pas le même produit et les mêmes services que les centrales pilotables comme le nucléaire. Leur développement à grande échelle dans un système ajoute une couche de complexité dans une économie électrique déjà compliquée par le fait que le produit est non stockable et sa stabilité en terme de tension et de fréquence, constamment contrôlée. Du fait de la variabilité de leur production, la valeur économique des EnRv pour le système a peu avoir avec les prix de revient qu'on a l'habitude de faire valoir pour affirmer que les EnRv sont compétitives à présent. En effet cette valeur économique est le montant des revenus que tirerait un producteur de ses ventes sur le marché électrique, et dont il doit soustraire le prix qu'il doit payer au gestionnaire du système pour les services de flexibilité que celui-ci doit mobiliser à cause des montées et descentes rapides de ses productions et de ses défauts de programmation.

Paul Joskow, professeur au MIT, soulignait dès 2011, dans un article de l'American Economic Review, (Vol 101 (3), p.238-241), que se référer au prix de revient du MWh éolien revient à supposer que l'éolienne fonctionne à pleine puissance pendant les 2000 ou 3000 h supposées et que chaque MWh produit ainsi à la même valeur économique.

Or le MWh produit par une éolienne ou une ferme PV à une heure donnée a une valeur différente selon le coût variable de la première centrale conventionnelle qui ne sera pas appelée par le marché horaire, et à laquelle l'équipement EnRv se substitue temporairement, cette valeur étant l'économie de combustible réalisée. Pour simplifier le tout, comme les productions éoliennes sont largement corrélées entre elles à l'échelle du système électrique, (de même que les productions PV dans la journée), plus le vent souffle (plus l'ensoleillement est étalé), et plus le MWh produit pendant ces heures a une valeur moindre pour une bonne raison : ces productions à coût variable nul repoussent ensemble l'appel aux équipements conventionnels (centrales gaz, centrales charbon, nucléaire dans l'ordre) en commençant par ceux qui ont les coûts variables les plus élevés. Il s'en suit que dans une système avec de très fortes parts d'EnRv, celles-ci produisant plus que la demande de puissance pendant de nombreuses heures, les prix du marché horaire seront nuls de plus en plus souvent (par exemple 1000 heures si la part des ENRV est de 50%)

Sur le long terme, comme cette auto-corrélation porte sur les productions des capacités ENR cumulées, l'unité EnRv supplémentaire produira des MWh qui auront une valeur de plus en plus basse par rapport à des niveaux de pénétration moins élevés. Les prix du marché horaire seront donc de plus en plus bas. Quand les capacités d'EnRv dépasseront les demandes horaires de puissance, le prix horaire sera nul pendant des heures de plus en plus nombreuses. En cas de forçage du développement des EnRv à 75% de parts de production, leur nombre pourrait atteindre 3000 h. Dans le cas où les EnRv ne sont plus aidées parce que leur prix de revient annoncé

par les constructeurs ont suffisamment baissé, leur développement s'arrête de lui-même parce les investisseurs à un certain stade n'arrivent plus à couvrir leurs coûts fixes avec la valeur que leur projet dégagerait sur les marchés horaires. Les parts de production d'EnRv ont atteint leur niveau optimal économiquement.

Les particularités de l'économie des EnRv (voir encadré) entraînent une conséquence clef pour les politiques publiques. Dans les cas de politique de promotion des EnRv basé sur des dispositifs de garanties de revenus par MWh (tarifs d'achat ou équivalent) et visant une cible élevée de parts de production d'EnRv, le coût de fourniture du système électrique est de plus en plus coûteux par rapport à celui d'un système avec part optimale de EnRv. Le coût d'opportunité de cette politique (c'est-à-dire le surcoût par rapport à une politique qui s'arrêterait au niveau optimal) se monte à 80% du coût du système optimal pour une part d'EnRv de 85 à 90%. Dans les faits, il faudra bien que les consommateurs paient d'une façon ou d'une autre ce surcoût en plus du prix de l'électricité, ce qui se fait généralement par le paiement d'une surtaxe croissante par MWh vendu, qui devient vite très importante (en Allemagne, 65 €/MWh qui s'ajoute à un prix de marché qui est souvent en dessous de 50€ pour seulement 15% d'EnRv).

- **Divergence avec les résultats des autres modèles**

Ce qui intrigue beaucoup dans l'exercice de l'ADEME, c'est qu'il tendrait à monter que la valeur des nouvelles capacités d'EnRv ne décroît pas au fur et à mesure de leur développement et qu'elle serait supérieure à la valeur des productions de toute nouvelle installation nucléaire. Ceci amène à s'intéresser de plus près aux innombrables hypothèses de représentation qui sont faites dans l'environnement des EnRv. Elles expliqueraient que les modèles d'optimisation du même type que le modèle Artelys Crystal Supergrid utilisé par l'ADEME et appliqué à un système aux caractéristiques voisines du système français, comme ceux du MIT (Sisternes et al. 2016 ; MIT, 2018), l'AEN-OCDE (Cometto et Keppler, 2018 ; AEN-OCDE, 2018), du DIW (Hirth, 2016) et la Chaire CEEM de Dauphine (Villavicencio et Finon, 2018) n'aboutissent pas à de tels résultats. Ces modèles convergent en effet sur trois points.

- Dans les tests où les EnR se développent "par le marché" sans dispositifs d'appui qui garantissent leurs revenus par MWh, elles restent confinées dans des parts de production modestes : 10 % environ sans les sources de flexibilité (pilotages de la demande et stockage) et 15% avec, parce que la valeur économique de leur production de MWh ne couvre pas leurs coûts fixes au-delà de ces niveaux.
- Dans ces mêmes tests où le nucléaire se développe aussi "par le marché", le nucléaire occupe une place plus que majoritaire, avec des coûts élevés de 4000-4500 €/kW : 70 à 75% en 2050 dans le modèle de la CEEM selon le niveau de développement des sources de flexibilité, et 60 % environ dans le modèle de l'AEN-OCDE quand la part des ENRv est de 10%. Cela résulte du fait que la valeur économique pour le système de toute nouvelle centrale pilotable, et en particulier celles de base à bas coût variables comme le nucléaire, est stabilisée à un niveau élevé qui permet de recouvrir les coûts fixes importants et d'assurer la rentabilité potentielle de l'investisseur.
- Si le développement des EnRv se fait "hors marché" sous l'incitation des dispositifs garantissant un revenu fixe par MWh, alors les coûts moyens de production sont beaucoup plus importants que ceux d'un système où les EnRv se développent par le seul marché et se cantonnent à des parts de production réduites. De plus ce surcoût croît de plus en plus rapidement à partir de 50% de part d'ENR dans le système. Le surcoût qui est de l'ordre de 25 à 35% pour un système avec 50% de parts de production d'EnRv monte à 70% pour des parts de 75 à 80% d'EnRv dans les exercices respectifs de l'AEN-OCDE et du MIT.

3. Des hypothèses *ad hoc* sur la flexibilité, les interconnexions et de nouveaux usages intersectoriels

La raison de cette différence avec les résultats du modèles de l'ADEME sont à rechercher dans les représentations des options de flexibilité, des échanges avec les systèmes étrangers et usages intersectoriels de l'électricité venant des EnRv qui, bien que pouvant paraître secondaires, ont en fait un impact fondamental sur la valeur économique des EnRv à rehausser. Des hypothèses héroïques sont posées qui mettent en question la généralité des résultats. Par contraste, elles ne se retrouvent aucunement dans les exercices de modélisation juste cités, juste sous forme modérée dans les ordres de grandeur de l'exercice de l'ADEME.

- **Les sources de flexibilité**

L'exercice postule le développement à très grande échelle des sources de flexibilité nécessaire pour faciliter les équilibrages offre-demande en temps réel ou dans l'heure, la journée ou la semaine. Ils se concentrent très majoritairement sur le domaine des effacements et du pilotage de la demande dans presque tous les usages de l'électricité, sous l'hypothèse très forte de coût nul d'accès aux "gisements" envisagés. Ceci conduit à un recours limité et tardif au stockage par batteries dont on parle beaucoup, malgré leurs coûts fortement décroissants (880 €/kW en 2020 à 356 €/kW en 2050). Précisons que les effacements jouent en creux par des arbitrages inverses de ceux permis par un stockage, avec une baisse de la consommation par effacement pendant les moments de faible production d'EnRv pendant lesquelles les prix s'élèvent, pour un report de la consommation sur les heures de plus forte production d'EnRv où les prix sont plus bas.

En 2050-2060, 100% des consommations de l'ECS (eau chaude sanitaire, 75% du chauffage, 38 à 56% des produits blancs, 50% des usages industriels, 80% des recharges des véhicules électriques sont par exemple effaçables (Document n°2, p.7)). Ces hypothèses conduiraient à une puissance effaçable totale de plus de 60 GW, au-delà de la moitié de la puissance maximale demandée. Ces chiffres posent trois problèmes. D'abord ces potentiels d'effacement considérés ne sont pas réalistes techniquement et économiquement. Les effacements actuels sont au maximum de 4 GW. RTE et la société spécialisée E.Cube estiment le potentiel de demande pilotable grâce aux smart grids à 9,3 GW, et le potentiel pilotable dans l'industrie de 4,5 à 6,5 GW. L'accès aux gisements dans l'industrie et le tertiaire a un coût estimé compris en 30 et 100€/kW selon l'usage, le type de consommateur concerné et la durée de l'effacement. Ensuite, les effacements dans ces différents types d'usage (de quelques minutes à quelques heures) ne répondent pas, loin s'en faut, aux différents besoins de flexibilité dans un système avec 50 à 95% d'EnRv. Enfin, si on comprend bien les hypothèses techniques posées par l'ADEME, pour que plus de 50 à 80% des usages électriques des industriels, des PME, des administrations et des ménages soient asservis au commandement des gestionnaires de système (GRT, GRDs), il faudrait basculer dans un monde "orwellien" où *Big Brother* contrôlerait et commanderait ce que chacun doit consommer à chaque moment en fonction des variations des EnRv. Sans parler du coût des infrastructures informationnelles qu'il faudrait développer à côté des compteurs communicants Linky, les réactions hostiles au déploiement de ces compteurs, conduisent à imaginer ce que représenterait pour l'opinion et au-delà, pour chaque consommateur, le contrôle de la très grande majorité de leurs consommations.

- **Les complémentarités bienvenues des systèmes voisins**

Dans le modèle sont exploitées toutes les complémentarités imaginables avec les systèmes voisins, d'autant plus que les interconnexions triplent d'ici 2060 (de 12 à 36 GW) sans rencontrer de problème d'acceptabilité. On note en effet que les systèmes voisins évoluent en effet de façon exogène vers la décarbonation selon un scénario exogène de l'European Climate Foundation avec des parts croissantes d'EnR (86% en 2050) et une régression du nucléaire (5% en 2050). Ils incluent le doublement des stations de pompage (STEP) de 26 GW à 52 GW (lorsque la capacité française ne peut croître que de 6 GW à 8 GW), qui vont offrir des services de flexibilité supplémentaires au

système français, via les interconnexions dont la capacité aura triplé d'ici 2055-60. Tout semble fait pour que les systèmes voisins participent à l'absorption des surplus de productions des EnRv du système français, lui permettent de combler les déficits de production des EnRv en France (avec les productions des EnRv étrangères prises comme dé-corrélées de celles des EnRv françaises, alors que dans les faits elles sont assez largement corrélées), et pour lui assurer des services de flexibilité supplémentaires via les STEP, les turbines à gaz flexibles (interdites de développement en France) et, (comme on voit dans le document n°2 sur les données p.5, si on le lit très attentivement) l'asservissement des recharges de batteries des véhicules électriques des pays voisins aux besoins d'équilibrages du système français. En tout état de cause, l'équipe de l'ADEME n'a pas cherché pas à calculer à quelle hauteur le triplement d'interconnexions et la prise en compte d'évolutions exogènes favorables des systèmes étrangers influencent les résultats en faveur des EnRv par rapport au nucléaire pilotable. Ce serait pourtant important de le faire en procédant à une optimisation avec la capacité actuelle d'interconnexion, ou encore à une optimisation conjointe du système français et des systèmes voisins, comme le fait l'AEN-OCDE (Cometto & Keppler, 2018), qui montre que les échanges avec les systèmes adjacents optimisés de la même façon n'améliorent que marginalement la valeur économique des EnRv et ne dégradent pas la place du nouveau nucléaire dans le système par rapport au test de référence.

- **Un développement téléguidé d'usages intersectoriels (Power to Heat & to Gas)**

L'électricité trouve de nouveaux débouchés dans plusieurs nouveaux domaines qui aident à écouler les surplus de production des ENR à apports variables à hauteur de 70 à 100 TWh sur une demande totale de 500-530 TWh, selon les scénarios. Il s'agit de la production de chaleur industrielle via des pompes à chaleur de grande taille (PAC) (5 TWh), de l'usage de l'H₂ d'électrolyse pour les besoins d'H₂ industrielle (45 TWh) qui est en concurrence avec l'H₂ produite en vapo-réformage du gaz naturel, et de production locales d'H₂ par électrolyse pour alimenter des véhicules non électriques. S'y ajoute, dans un scénario spécial, la méthanation de l'H₂ venant d'électrolyse, qui utiliserait jusqu'à 50 TWh d'électricité d'EnRv en 2050, pour produire du méthane pour le système gazier, bien que la plupart des experts s'accordent à penser que la succession de transformations conduit à un bilan économique négatif sans parler d'émissions de CO₂ supplémentaires.

Tout ceci se ferait de façon harmonieuse sur de nouveaux marchés intersectoriels où les PACs ou l'H₂ électrolytique l'emporteraient au bon moment sur les procédés classiques (chaudières, vapo-réformage, véhicules fossiles ou électriques, gaz naturel de marché/biométhane). Pour justifier un peu plus ces suppositions, l'équipe de l'ADEME met en avant l'avantage de contribuer à réduire les émissions de CO₂ dans ses usages qui, via la tarification du carbone, rehausserait un peu plus la valeur économique des surplus des productions EnRv utilisés dans ces usages, par la valeur des émissions évitées. Tout ceci fait beaucoup de "si", qui ne peuvent en fait se réaliser que par la présence d'un planificateur omnipotent qui développerait tous ses éléments de façon harmonieuse et synchrone. Or toutes ces suppositions sont purement arbitraires.

On peut d'ailleurs se demander pourquoi les productions régulières des équipements nucléaire ne seraient pas plus intéressantes économiquement pour permettre la rentabilisation des équipements de transformation qui ont des CAPEX élevés, que les surplus erratiques des productions d'EnRv. De plus le traitement "économique" de ces surplus pourrait se faire très simplement par l'écrêtement des productions des éoliennes et de fermes PV, comme c'est déjà le cas pour gérer les problèmes de congestion des réseaux dans les pays à fort part d'EnRv, notamment l'Irlande.

- **Des hypothèses de coût très favorables aux EnR**

Par les hypothèses héroïques de représentation de nouveaux éléments du système électrique à côté des productions d'ENRv, l'environnement de ces dernières est de fait façonné pour que l'énergie produite par les ENRv trouve une valeur économique qu'elle ne peut avoir si on la développe à grande échelle, comme le montrent les autres modèles qui ne considèrent ces nouveaux éléments que de façon modérée et raisonnée. Cela permet le maintien de la valeur économique des productions ENRv développées à grande échelle, avec des revenus pouvant rentabiliser les investissements en ENRv du fait de prix horaires se maintenant autour de 40-45 €/MWh, le prix de revient moyen supposé des éoliennes et des fermes PV étant de 40 à 50€/MWh. Mais c'est insuffisant pour pouvoir rentabiliser les investissements en nouveau nucléaire dont les coûts restent à des niveaux élevés de 75 €/MWh (4500 €/kW) en 2050 dans le meilleur des cas. Alors que les différences de traitement de coût entre ENRv et nucléaire importent peu dans les autres modèles pour aboutir au développement des parts de nouveau nucléaire à niveau de 65 à 75% et à la limitation des ENRv à 10-15% , on est contraint de s'interroger ici sur leur rôle dans les résultats condamnant l'option du nouveau nucléaire pour les choix de long terme .

Les hypothèses de baisse de coût sous l'effet des apprentissages d'ici 2050 sont très favorables aux ENRv et très prudentes pour le nouveau nucléaire dans le futur. Elles achèvent définitivement le nouveau nucléaire. Entre 2020 et 2050, le coût d'investissement d'une nouvelle capacité baisse de 43% pour l'éolien à terre, de 68% pour l'éolien en mer, et 60% pour le PV au sol pour aboutir à des prix de revient moyen par MWh de 40 à 50 €/MWh ; mais seulement de 18% pour le nouveau nucléaire de série (baisse de 5500 à 4500 €/kW) dans un seul des sept scénarios. Sans discuter de l'optimisme sur les ENRv (qui mériterait tout de même de l'être), on peut se demander pourquoi on n'a pas procédé à une étude de sensibilité sur ce paramètre du coût du nouveau nucléaire dans le contexte très favorable aux ENRv concernant les sources de flexibilité et les interactions avec les systèmes voisins.

On peut bien imaginer un scénario où l'accumulation d'expérience conduirait à un meilleur contrôle des coûts dans le futur, que ce soit sur la base de la technologie française des EPR, ou d'une technologie de 3^e génération plus simple comme le Hualong chinois qui est en cours de mise au point. (Il a de quoi réfléchir un peu quand on sait que le coût des deux EPR chinois de Taishan qui démarrent en 2018-2019 se situent autour de 3150 €/kW grâce à de meilleures pratiques d'ingénierie et de répartition des risques financiers. De son côté le coût du Hualong pourrait se situer en dessous et arriver à un niveau de prix de revient de 45 €/MWh (avec 7 % de taux d'actualisation). Un réacteur de ce type devrait être commandé en Angleterre vers 2022 pour le site de Bradwell... par EDF Energy, avec son partenaire chinois CGN déjà présent dans le projet de Hinkley Point C).

Il serait donc pertinent de procéder aussi à des tests sur d'autres hypothèses de coût des ENRv et du nouveau nucléaire à long terme. Ceci permettrait de rendre compte de la façon dont les données de coût à long terme pèsent sur les résultats, même dans un environnement qui serait structuré par les hypothèses héroïques sur les effacements, les apports de systèmes étrangers et le parachutage d'usages intersectoriels un peu baroques.

- **Conclusion**

Comme le recommande le sociologue Raymond Boudon pour nous protéger des "idées fausses, fragiles ou douteuses" construites sur des raisonnements apparemment justes, il faut nous défier des prémisses implicites à base idéologique qu'il s'agit de mettre à jour. Ici, parce qu'il semble être une évidence pour tout le monde que le nucléaire sera toujours dispendieux (en plus d'être dangereux, raison fantasmée pour laquelle il faut le rejeter), et que les ENR ont des coûts qui baissent spectaculairement (sans chercher à savoir si c'est bien réel parce qu'elles sont si désirables), on ne peut que prendre pour argent comptant ces résultats. Pas besoin de chercher à comprendre la

logique de l'exercice et pourquoi des hypothèses arbitraires de représentation du système déterminent le résultat souhaité. Et pourtant on vient de voir comment on mobilise de façon irréaliste des hypothèses sur les sources de flexibilité, les interconnexions, les complémentarités des systèmes voisins et le développement téléguidé d'usages baroques de l'électricité pour arriver à ces résultats.

On ne jettera pas trop la pierre à l'équipe de l'ADEME pour une manipulation subtile de l'usage d'un outil de calcul économique complexe, tant l'environnement idéologique dans lequel nous baignons en France ne favorise guère la prise de distance vis-à-vis d'un outil de calcul économique difficile à manier de façon rigoureuse. Mais on ne peut qu'éprouver un regret de voir le processus idéologique manipulé au nom de la "rationalité économique" pour nous faire "gober" les visions fantasmatisques des bien-pensants sur les ENR portées aux nues et la mise à mort du nucléaire honni. Pourquoi ? Parce que tout ceci va coûter un "pognon de dingue" aux Français, notamment à travers la taxe spécifique sur l'électricité (la CSPE) qui ne cesse d'augmenter. Qu'on sache qu'en Allemagne, avec 15% d'ENR intermittentes dans la production du système, les ménages allemands paient une taxe de 70€/MWh pour financer le surcoût de la politique ENR, alors que le prix de gros de l'électricité oscille autour de 50€/MWh et moins... Il n'est pas normal de se servir en toute impunité de la complexité de l'économie des systèmes électriques en faisant croire à la rationalité du raisonnement pour brouiller les cartes et nous faire croire n'importe quoi, ce qui ne manque pas de faire mouche auprès des médias.

Références

ADEME, Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060 - Synthèse de l'étude
https://presse.ademe.fr/wp-content/uploads/2018/12/ADEME_%C3%A9tude_mix-electrique.pdf

ADEME, Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060 : Cahier d'hypothèses
[.https://www.ademe.fr/trajec-toires-devolution-mix-electrique-a-horizon-2020-2060](https://www.ademe.fr/trajec-toires-devolution-mix-electrique-a-horizon-2020-2060)

Raymond Boudon. L'Art de se persuader des idées fausses, fragiles ou douteuses, Paris :Fayard.1990

Cometto M., Keppler J. (2018) Cost-effective Decarbonisation: System Costs in Energy Systems with High Shares of Nuclear and Renewables.

http://www.ceem-dauphine.org/assets/dropbox/Marco_COMETTO_and_Jan_Horst_KEPPLER_-_CEEM_-_20181218_The_Role_of_Nuclear_Power.pdf

Faudon V., 2018, ADEME : Interrogations sur une étude surprise. 18 décembre 2018
<http://www.sfen.org/rgn/ademe-interrogations-etude-surprise>

Finon, D. (2016). La pénétration à grande échelle des ENR dans les marchés électriques. La perte de repère des évaluations économiques, Revue de l'Energie, 633, Septembre-Octobre 2016, p.

Hirth, L. (2016): The Optimal Share of Variable Renewables , The Energy Journal 36 (1), p.127-162.

Marchal D. (2018). Mix électrique : pourquoi l'essor des renouvelables est le scénario le plus économique ? The Conversation, 14 décembre 2018.

MIT (2018). The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World (Chapter 1: Opportunities for Nuclear Energy).

Sisternes, F., Sepulveda N. (2016) . Total system costs in deep decarbonisation scenarios for a large, interconnected European country: evidence from the GenX model . Presentation to the OECD-NEA Workshop «Dealing with system costs in decarbonising electricity systems ». 22 Septembre2016

Villavicencio M. et Finon D., (2018a) L'évaluation des politiques de transition électrique à base d'EnR par des modèles complexes. Revue de l'Energie N° 640 / Septembre-Octobre 2018

Villavicencio M. et Finon D., (2018b) THE SOCIAL EFFICIENCY OF ELECTRICITY TRANSITION POLICIES BASED ON RENEWABLES: WHICH WAYS OF IMPROVEMENT? Working Paper #36 de la chaire CEEM, October 2018. http://www.ceem-dauphine.org/assets/wp/pdf/1018-CEEM_Working_Paper_36_Villavicencio_and_Finon.pdf