

Le mirage de mix électriques à très forte proportion d'énergies intermittentes Le point de vue argumenté d'ingénieurs*, de physiciens et d'économiste*****

Roland Vidil* et André Latrobe* ; Christian Le Brun**
et Dominique Grand** ; Dominique Finon***

1. Introduction

La période électorale actuelle est propice aux envolées en faveur d'une transition énergétique vers une économie totalement décarbonée basée sur le « tout énergies renouvelables (ENR) », notamment dans le secteur électrique, qui nous assènent des vérités physiques et économiques. Désormais aux yeux de beaucoup, le bien fondé du passage à un mix électrique tout ENR relèverait de l'évidence. La loi de transition énergétique, la PPE (Programmation pluriannuelle de l'énergie) et la politique de l'Union européenne pour réduire les émissions de CO₂ dans le secteur électrique donnent la priorité au développement à grande échelle de la production par les énergies renouvelables à apport intermittent comme moyen principal de décarbonation du système.

Selon ces dires, ce type de politique serait non seulement faisable techniquement, avec l'avantage de nous débarrasser à la fois des énergies fossiles et du nucléaire, mais il serait aussi économiquement viable que celle préservant l'option nucléaire et accordant une place plus limitée aux énergies renouvelables intermittentes (ENRi)¹. Ce serait prouvé par des exercices de modélisation « à caractère

1. Propos entendus lors du second débat de la primaire de la gauche, le 15 janvier 2017.

scientifique » comme, entre autres, l'exercice publié fin 2015 par l'ADEME sur la faisabilité d'un mix électrique avec 80 à 100 % de renouvelables [1]. Les politiques et les journalistes de certaines revues se réfèrent à cet exercice pour critiquer la timidité de la mise en œuvre de la politique de transition énergétique alors que la voie serait toute tracée techniquement vers un 100 % de renouvelables dans le domaine électrique. D'après l'un d'eux, « *les coûts des renouvelables ont tellement baissé qu'aller vers un système électrique 100 % renouvelable ne coûterait pas plus cher aux Français que de maintenir la part du nucléaire à son niveau actuel, comme l'a montré l'Ademe* »².

C'est contre ces « vérités » que nous souhaitons nous opposer au nom du bon sens et, osons-le, au nom de la rationalité du physicien, de l'ingénieur et de l'économiste. Dans ce point de vue, nous visons à la rigueur du raisonnement prospectif et à l'intelligence des

2. Pour resituer ce passage dans son contexte, on lit, dans l'article d'Antoine de Ravnigan, « Environnement et énergie, Déception » *AlterEco*, Janvier 2017, p. 89 : ...on ne réduit pas réellement la production nucléaire car c'est « *une option technologique dans laquelle l'électricien a déjà beaucoup investi, mais qui (pourant) paraît de moins en moins défendable. En effet, les coûts des renouvelables ont tellement baissé qu'aller vers un système électrique 100 % renouvelable ne coûterait pas plus cher aux Français que de maintenir la part du nucléaire à son niveau actuel, comme l'a montré l'Ademe* »

faits dans leurs dimensions physique, technologique et économique pour critiquer les visions idéologisées qui motivent les politiques promouvant les ENR à très grande échelle dans les systèmes électriques. En s'appuyant sur les réalités d'ingénieurs, notre démarche s'attache à identifier les potentialités techniques en fonction des solutions réalistes qui peuvent être mises en œuvre pour corriger et compenser les difficultés de gestion opérationnelle que pose la variabilité des productions ENRi à un système électrique. Notre démarche cherche aussi à identifier, au-delà des professions de foi et les visions utopiques, ce qui a un sens économique et ce qui n'en a pas. Au bout du compte, on s'attache à distinguer ce qui prime de ce qui est secondaire en tournant le dos aux croyances idéologiques.

Quand on essaie de regarder la réalité des productions d'électricité éolienne et solaire, on constate qu'elle est intermittente, non programmable et marquée par de grandes variations de la puissance électrique produite. Or il faut pouvoir intégrer sans heurt cette puissance sur le réseau électrique, sachant que l'électricité est difficilement stockable. En l'absence de solution opérationnelle de stockage pour répondre à la variabilité de ces productions à différentes échelles de temps (heure, jour, semaine, saison), il n'existe aucun pays qui recourt significativement aux ENRi sans faire appel à des productions programmables (centrales à combustibles fossiles ou bois, hydraulique, nucléaire) et aux importations de pays voisins. Au bout du compte, même quand des techniques de stockage seront disponibles, il faudra faire appel à des productions à base d'énergies fossiles émettrices de CO₂, notamment des centrales à gaz et des turbines à combustion avec des montées en puissance très rapides pour assurer le *back-up* et le besoin de flexibilité. On doit aussi inventer d'autres solutions pour assurer la stabilité du système en instantané, faute de quoi le dépassement d'un seuil de production par des ENRi dans un système mettrait en question la sécurité de fourniture générale.

Par ailleurs il n'est pas juste de prétendre que les baisses de coût du photovoltaïque et des éoliennes en termes de prix de revient du

MWh assurent la compétitivité de ces techniques de façon directe par rapport aux autres moyens conventionnels : c'est la valeur économique de leurs productions qui compte pour décider un investisseur ou un planificateur ; or, du fait de leur variabilité, elle est très inférieure à celle des centrales conventionnelles de base et de semi-base. Il n'est pas juste non plus de prétendre que la mise au point de différents types de stockage résoudra ce problème de valeur économique car leurs coûts s'ajoutent à ceux des MWh d'une nouvelle unité d'ENRi. Enfin, une politique de décarbonation basée sur une cible de moyens ENR, plutôt que sur un objectif de réduction des émissions empêche d'étudier rationnellement la place optimale des ENRi dans un système électrique. Il s'ensuit que le coût moyen du MWh d'un système décarboné avec 80-100 % d'ENR est forcément beaucoup plus élevé que celui d'un système où cette part optimale est respectée. Dès lors il est faux de prétendre qu'un système tout ENR n'est pas plus coûteux qu'un système avec du nucléaire à 50 % et une part limitée d'ENR.

Le sujet étant trop complexe pour se contenter d'énoncer des idées simples dans un billet d'humeur, nous avons choisi de reprendre certains éléments de nos récentes publications sur ce sujet. On fera d'abord état des interrogations du physicien ou de l'ingénieur sur de tels futurs, puis des doutes de l'économiste, avant de conclure en appelant à éviter un monde à la Orwell où on prétend parler d'une chose (l'avenir économique et radieux du tout ENR) alors qu'on parle de son contraire (un monde de production électrique difficile à atteindre techniquement, à gérer efficacement et en définitive beaucoup plus coûteux pour les consommateurs) pour interdire toute critique et de parler d'alternatives. On reprend pour ce faire nos discussions critiques du scénario de mix électrique à 2030 visant 50 % d'ENR et 50 % de nucléaire étudié lors du débat national sur la transition énergétique (DNTE), et de l'exercice étudiant la faisabilité d'un système à 80-100 % d'ENR d'où on a banni les autres technologies bas carbone pilotables.

2. Les interrogations de l'ingénieur et du physicien sur la faisabilité

Une question essentielle est de définir comment répondre à la demande avec un mix fortement renouvelable. Tant que les énergies renouvelables intermittentes – éolien et solaire – apportent une contribution faible, elles affectent peu le pilotage du système électrique ; mais si leur part augmente fortement, comme il est envisagé dans la loi de transition énergétique (et comme c'est effectivement le cas dans la politique allemande où les ENR qui atteignent 30 % de la production en 2015, vont vers une part de 80 % au moins en 2050), leur impact sur les besoins d'équilibrage et de puissance électrique en *back-up* devient très important.

La méthode d'analyse des effets de productions d'ENRi développées à grande échelle

Les cibles étudiées sont des mix électriques à 50 % d'ENR (avec 50 % de nucléaire) et 100 % d'ENR pour des niveaux de production constants par rapport à 2013 en distinguant la production des ENR pilotables (hydraulique et biomasse) et celle des ENRi. La première étant supposée la même en TWh qu'aujourd'hui, la part des ENR intermittentes (ENRi) doit alors atteindre respectivement des parts de 35 % et 80 % de la production électrique, qui doivent être discutées.

Les résultats qui, au passage, ont été publiés dans cette revue [2] et [4], ont été obtenus grâce à une méthode, inspirée des travaux d'un collègue allemand Fritz Wagner, qui est décrite dans la référence [5]. La démarche consiste à extrapoler les données de production et de consommation d'une année contemporaine (par exemple 2013) aux hypothèses de cibles 35 % et 80 % d'ENRi dans la production d'électricité pour une année qui se situerait vers 2035 (ce que la quasi-stagnation de la demande permet de supposer). Pour la cible à 35 % d'ENRi, on déduit de notre approche que la puissance éolienne et solaire installée en 2035 doit être 10 fois supérieure à celle de 2013 et, après multiplication par ce facteur, les

productions horaires éoliennes et solaires de 2013 (en France, ces données sont fournies par RTE toutes les demi-heures).

On reprend également la production hydraulique en TWh de 2013 intégralement en 2035; en revanche celles de nucléaire sont déduites en proportion des parts respectives de la production totale en 2013 (74 %) et 2035 (50 %). Les variations de la consommation horaire le long des 8760 h de l'année de 2035 sont elles aussi déduites de celles de 2013, aux mêmes heures. On obtient alors des courbes de production et de consommation qui ne se superposent pas, avec des heures de production excédentaires et déficitaires. L'étape suivante consiste à ranger les consommations résiduelles (soustraites des productions ENRi) et les productions non-ENRi de chaque heure sur des courbes monotones de demande résiduelle et de production non-ENRi, selon la méthode présentée dans les références de [2] à [6]³.

On pose une hypothèse simplificatrice en supposant une flexibilité parfaite des moyens de production non ENRi, ce qui évacue une partie du problème des moyens de flexibilité (stockages divers, effacements de demande), ce qui invite à faire désormais le raisonnement en énergie en le séparant de celui en puissance et en ajustement de celle-ci sur des échelles de temps courtes. En effet la question de la flexibilité est d'abord une question de la capacité flexible en puissance qu'il faut installer pour répondre à la variabilité des productions ENRi ; l'énergie que devraient fournir les moyens flexibles (fossiles, hydraulique ou autres) ou que devraient épargner les effacements de consommation est de moindre importance. A l'inverse les moyens de stockage et

3. Pour se rendre compte des effets des aléas météo. qui se répercutent sur les différences de profils annuels des productions ENRi horaires d'une année sur l'autre, on a simulé ce qui arriverait en se référant aux données de trois années de référence : 2013, 2014 et 2015. Si évidemment il n'y a pas superposition des résultats dans les trois années, l'analyse par les courbes monotones démontre que les puissances d'appoint nécessaires certaines heures déficitaires, comme les puissances horaires en surplus à d'autres heures, sont proches entre ces trois profils de productions horaires des ENR, quand on raisonne surtout en énergie à partir de l'intégration de la courbe des puissances de chacune de ces heures, rangées par ordre décroissant, comme nous le faisons.

la demande « flexibilisée » qui contribuent bien à l'équilibrage du système ne remplacent pas le besoin de moyens de production d'énergie en *back-up*.

Comment gérer les surplus et les déficits de production du système ?

Appliquons cette méthode à une cible pour la France avec 50 % d'ENR (35 % d'EnRi) et 50 % de nucléaire, définie comme dans [3]. La production totale d'électricité ainsi que la consommation sont supposées inchangées par rapport à 2013. Les deux figures suivantes donnent la comparaison de cette cible à 35 % d'EnRi en se basant sur le profil annuel des productions horaires enregistrées en 2013.

La figure de gauche donne trois puissances produites chaque heure au cours de cette année 2013, la première (violet) par le nucléaire, la seconde par ce dernier et l'hydraulique (bleue) et la troisième par les deux premières et les EnRi (orange). On voit alors la différence entre la consommation et la production de ces trois sources chaque demi-heure. Dans la figure de droite montrant le résultat pour le système à 35 % d'EnRi, on voit que les deux courbes diffèrent très nettement et que la courbe de production fluctue très fortement autour de la courbe de consommation du fait du mode de

fonctionnement alternativement excédentaire ou déficitaire.

Dans la situation où la puissance offerte est déficitaire, on peut faire appel à des centrales à combustibles fossiles, augmenter la production hydraulique des réservoirs, turbiner l'eau stockée dans les STEP⁴ qui tiennent lieu dans ce test (par souci de simplification) de l'ensemble des différents moyens de stockage qui seraient développés (et du moyen homologue que constituent les effacements de consommation à grande échelle) et en dernier ressort de tableur sur les échanges transfrontaliers (via les marchés intégrés). La puissance qu'il faudrait combler et qui s'élève à 25 GW ne pourrait être atteinte que si l'on appelle des centrales à combustibles fossiles, ce qui aggrave les émissions de CO₂ du mix électrique français par rapport à la situation actuelle où le mix est peu carboné (8 % de la production par des centrales fossiles).

Dans la situation inverse où la puissance produite est excédentaire, la première possibilité est de stocker l'énergie en excédent pour éviter l'effacement de la production de certaines unités ENRi, sans parler des ventes possibles sur les marchés étrangers. L'excédent de puissance peut atteindre des valeurs très

4. STEP : Stations de transfert d'énergie par pompage

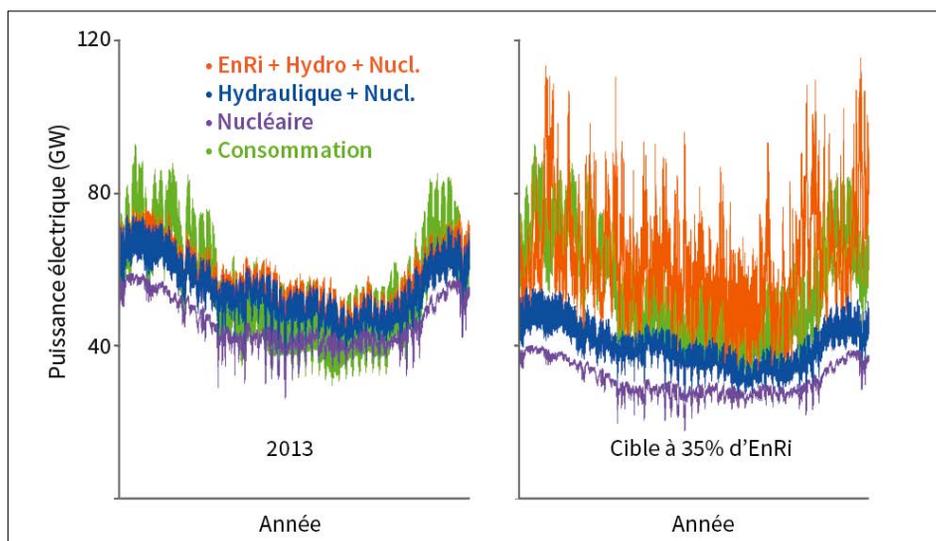


Figure 1. Comparaison des productions horaires cumulées des sources par rapport aux consommations horaires (en vert) d'un système avec peu d'EnRi et un système avec 35 % d'EnRi

importantes autour de 45 GW dans le scénario de 2030 à 35 % d'EnRi. Ceci ne peut être géré qu'au moyen de stockages de grande capacité ou de très nombreuses unités moyennes de stockage au niveau des réseaux de transport ou de distribution. Seules les STEP assurent actuellement ce stockage pour 4 GW. Or tout nouvel ensemble de différentes technologies de stockage demanderait de 10 à 20 ans pour un développement et une industrialisation au niveau requis, en supposant qu'il soit possible. Au-delà de 2030, on fait grand cas du développement possible d'une filière de stockage intersaisonnier via en première étape la production de gaz (power to gas), puis une production électrique à partir de ce gaz (gaz to power), ce que l'ont fait dans les exercices où sont testées 80-100 % d'ENR en 2050. Là encore, c'est présumer de la rentabilité de telles opérations qui supposent des investissements lourds par MWh électriques transformés, alors que le rendement d'ensemble est faible (de l'ordre de 30 %).

L'alternative serait d'accepter que soit « perdue » la production excédentaire des ENRi en effaçant certaines d'entre elles, ce qui peut se faire de façon naturelle par le seul fonctionnement du marché si certains producteurs ENRi ne trouvent pas à vendre leurs MWh en interne ou sur les marchés à l'exportation, ou ce qui peut se faire aussi par effacement de ces productions décidé par le gestionnaire de réseau en raison des contraintes sur le système. Ceci signifie implicitement que cette production effacée n'a pas de valeur économique pour le système, même si il est très bien intégré physiquement et économiquement par le marché avec les systèmes voisins, ce qui invite à ne pas regretter ces pertes physiques de production (voir ci-dessous). Au passage, il est utile de rappeler aussi que les échanges transfrontaliers restent limités comme « moyen de bouclage » pour absorber les surplus de production interne des ENRi, (comme d'ailleurs pour combler les déficits restants) pour plusieurs raisons : 1/ la corrélation des besoin en heures de pointe, ou en heures creuses entre les systèmes voisins; 2/ la corrélation entre les régimes de vent au niveau continental sachant que les capacités d'EnRi sont développées de concert dans les pays européens ; 3/ les limites des capacités

d'interconnexion avec les pays voisins, alors que dans certaines situations horaires asynchrones, il pourrait y avoir des débouchés importants pour la production ENRi française.

Quel bouquet possible et économique sous de telles contraintes physiques ?

Dans cette perspective d'ingénieur et de physicien, quel mix optimal peut-on imaginer dans le futur sur la base de ces seules contraintes physiques ? L'étude paramétrique décrite dans la référence [2] sur le scénario 50 % de nucléaire montre que, dans l'état probable des techniques d'ici 2030, la part total des énergies renouvelables (dont les 15 % d'hydraulique pilotables) dans le mix électrique ne devrait guère aller au-delà de 29 % de l'électricité à fournir, au lieu des 40 % espérés dans le scénario correspondant du DNTE (Débat National sur la Transition Énergétique). Ceci n'impliquerait que 14 % de production ENRi. Au-delà cela entraînerait pour faire face aux situations de déficit horaire, des investissements en unités de production flexibles difficiles à financer, car impossibles à amortir d'un côté, et de l'autre des surproductions ingérables qui contraignent de recourir aux effacements de productions ENRi. Les limites obtenues par Fritz Wagner pour l'Allemagne pour éviter des surplus sont du même ordre de grandeur. On notera au passage que, dans ce même scénario où l'on irait tout de même jusqu'à 40 % de production ENR (dont 15 % de pilotables), les émissions annuelle de CO₂ en production électrique ferait plus que doubler par rapport aux émissions actuelles, ce qui nécessitera d'agir ailleurs (transport, logement) pour abaisser les émissions de CO₂.

Dans notre second exercice qui explore les scénarios à 2050 avec 80-100 % d'ENR qui vise à limiter drastiquement, voire à annuler toutes émissions de CO₂ [4], la même démarche appliquée à une hypothèse de demande identique de 422 TWh en 2050 (qui implique donc le même scénario de croissance et de politique de maîtrise de la demande électrique pour y aboutir) permet d'abord de souligner les limites des hypothèses technologiques effectuées dans l'exercice 100 % ENR de l'ADEME [1]. Elle montre l'optimisme exagéré déployé pour atteindre la cible: 1/ optimisme sur la flexibilité

et le rendement d'ensemble du stockage inter-saisonnier (*power to gas*, suivi de *gas to power*)

2/ optimisme sur le potentiel de l'effacement de puissance, calculé en énergie (9 TWh beaucoup plus réalistes que les 16 TWh de l'exercice critiqué en se référant à l'expérience allemande) ;

3/ surestimation du potentiel de l'ajustement résiduel qu'offriraient *in fine* les échanges transfrontaliers tant lors des heures de surplus que celles de déficit (28 TWh maximum dans les deux sens au lieu de 56 TWh transférables parce que le synchronisme des productions ENRi et des consommations horaires avec celles des pays voisins annule en grande partie cette possibilité). A ce propos, l'hypothèse qui est posée dans l'exercice de l'ADEME[1], consistant à supposer que les systèmes étrangers en période de faible production éolienne en France comme chez eux, vendraient de l'électricité venant de centrales fossiles, revient en fait à nous défausser en termes d'émissions sur les voisins, ce qui nous semble un peu rapide comme hypothèse. Au bout du compte, notre étude [4] montre qu'il faudrait utiliser 20 GW d'équipements fossiles (avec les émissions associées) pour combler le déficit (on l'estime à 17 TWh à produire) et qu'il faudrait effacer les productions éoliennes et PV en cas de surplus à hauteur de 34 TWh, ce qui revient économiquement à considérer que ceux-ci ne peuvent être ni exportés, ni utilisés dans des solutions de stockage trop coûteuses, faute de valeur économique.

La contrainte « dimensionnante » de stabilité du système

Une contrainte technique « dimensionnante » n'est pas appréhendée par notre approche, celle associée aux adaptations instantanées ou très rapides du système lors de la baisse ou de la montée en puissance des productions ENRi pour que le système conserve une stabilité de fréquence et de tension. Si les batteries, volants d'inertie et autres permettent les adaptations à la hausse ou à la baisse sur quelques heures, dans la journée ou avec les STEP dans la semaine, voire aussi dans la journée, il y a tout de même un problème supplémentaire grave que les gestionnaires de réseau de transport (GRT) commencent à anticiper si on va vers un

« tout ENR ». En effet le réglage de tension et de fréquence d'un système soumis aux chocs des montées et des baisses de production des ENRi, repose sur l'inertie des grosses machines tournantes (alternateurs des centrales fossiles et nucléaires principalement, qui sont reliés au système). Cette inertie permet au système d'amortir les effets de ces à-coups. Or un système à 80-100 % d'ENR aura très peu ou aucune de ces réserves tournantes ; il dépendra complètement de l'électronique de puissance généralisée qui n'a aucune inertie. Des effacements des productions d'éoliennes ou de gros équipements PV sont appelés à devenir systématiques pour éviter les problèmes de stabilité de réseau pendant les périodes critiques dans certaines régions. Les GRT pensent à des moyens différents de pilotage de leur réseau, en particulier de faire en sorte que les unités ENRi aient la capacité technique d'offrir des services de *fast frequency responses*. Mais des spécialistes de ce problème, comme Michel Bena, le directeur Smart Grids de RTE, considèrent que, pour ne pas aller au-delà d'un coût excessif d'adaptation, « *la part raisonnable d'éolien et de PV ne doit pas dépasser 30 à 40 % dans un système* ». On pense à faire participer les ENRi, non seulement aux services d'équilibrage, mais aussi aux services auxiliaires et aux services de *fast frequency response*, pour se substituer en partie à l'inertie qu'offriraient à celle offerte actuellement par les machines tournantes, mais jusqu'où est-ce possible et à quel coût ? La réponse n'est pas encore donnée.

3. Les doutes de l'économiste

On reprend une à une les questions qui ont tendance à être ignorées dans les exercices d'évaluations des systèmes à large part d'ENR en suivant les critiques développées dans [7].

Ne pas confondre bas coûts des ENRi et compétitivité

L'économiste ne doit pas confondre prix de revient et valeur économique des productions d'un équipement sur le marché. Le constat de la baisse spectaculaire des coûts d'investissement des équipements PV et des éoliennes ne doit

pas conduire à affirmer qu'elles sont pour autant compétitives par rapport aux équipements conventionnels programmables qui présentent des prix de revient comparables, voire supérieurs. Cette valeur économique est le montant des revenus que tire un producteur de ses ventes sur le marché électrique⁵. L'assimilation du coût moyen (actualisé) et de la valeur économique n'est pas du tout acceptable pour un équipement ENRi à production variable et non programmable sur l'année, contrairement aux équipements conventionnels « dispatchables » et fonctionnant à pleine puissance

Un MW d'ENRi ne produit jamais à pleine puissance et sa production ne relève pas d'une décision de produire en fonction du prix du marché horaire, contrairement aux équipements conventionnels « dispatchables ». Ses revenus horaires sont donc très variables, mais le problème se complique un peu plus par le fait que les productions des éoliennes, ou celles des équipements PV, sont en grande partie corrélées. En effet la valeur de chacun de leur MWh baisse quand le vent souffle (ou le soleil brille sur le territoire) car les MWh injectés en plus grande quantité font baisser le prix du marché horaire. Dans cette même logique, sur le long terme, au fur et à mesure que s'installent des équipements ENRi, la valeur économique du MW supplémentaire baisse de plus en plus. On estime ainsi qu'en Allemagne, avec 30 % de production ENRi, le prix moyen du marché sur l'année est de 13 à 15 €/MWh plus bas que ce qu'il serait avec une petite capacité d'ENRi dans le système.

On soulignera au passage que la politique de tarifs d'achat, qui attire dans le système tant de capacités PV et éoliennes, contourne complètement cette question critique de la valeur économique du MWh éolien ou PV. Ces dispositifs garantissent sur le long terme des prix (ou des revenus) par MWh qui sont identiques pour chacun alors que leur valeur économique

5. Rappelons rapidement qu'un marché électrique, a une structure et un fonctionnement particulièrement complexes : il s'agit de marchés heure par heure, du fait de la non-stockabilité de l'électricité et le prix horaire s'ajuste sur le coût de combustible et de carbone de la dernière centrale sélectionnée : le prix moyen ne s'aligne jamais sur le coût complet des nouveaux équipements.

est très variable et tend à baisser en moyenne⁶. On est donc totalement en dehors de la logique d'optimisation de long terme du mix électrique par le marché (ou par le planificateur « optimisateur » d'autrefois qui, en théorie économique, lui est équivalent). Ceci implique que les développements de capacité ENRi par ce type de dispositif échappent à toute autorégulation (ce n'est pas parce que les prix qui baissent signalent une surcapacité que les investissements s'arrêtent).

Une perte supplémentaire de valeur par les coûts de système

Il faut aussi soustraire de la valeur économique du MW-ENRi les coûts de système dont le MW-ENRi est responsable, c'est-à-dire les coûts des rééquilibrages, des services auxiliaires et des « redispatching » (en cas de congestion sur des nœuds de réseau) auxquels les gestionnaires recourent pour équilibrer leur système, et enfin les coûts de « ramping » des équipements conventionnels qui viennent en *back up*⁷. Ces coûts, estimés entre 5 et 13 €/MWh selon les pays, tendent à augmenter de façon non linéaire quand la part des productions d'ENRi dépassent 5 à 10 %. Ceci dit, si par la création de nouvelles incitations économiques par la réforme des marchés, on parvient à déclencher des investissements dans diverses « ressources » de flexibilité⁸ (stockages de type divers, effacements, turbine à combustion à *ramping* très rapide, etc.), les coûts de

6. Le nouveau dispositif de complément de rémunération (qui s'additionne) au prix de marché qui vient d'être mis en place en Allemagne et en France à la demande de Bruxelles garantit en fait un revenu équivalent à ce qu'apportait le tarif d'achat à l'investisseur.

7. À noter également que la perte de valeur par MWh est moins importante dans les pays pouvant jouer de la flexibilité offerte par leurs équipements hydrauliques (par exemple la valeur économique d'1 MWh éolien est plus élevée de 18 % en Suède qu'en Allemagne pour une part de production équivalente de 30 %, selon Hirth, 2015).

8. On emploie ici volontairement l'anglicisme de « ressources » de flexibilité, qui nous semble très « parlant » pour désigner les différents moyens technologiques par lesquels l'équilibre technique du système électrique peut être géré techniquement sur différents échelles de temps depuis le temps réel, face aux problèmes créés par la variabilité de la production des ENRi.

système diminueront pour un même niveau de part d'ENRi.

Une part optimale des productions ENRi beaucoup plus basse que 80 à 100 %

On vient de voir que la valeur économique des ENRi qui est tirée du marché baisse au fur et à mesure de leur développement, d'autant plus que les coûts de système par MW-ENRi tendent à augmenter en parallèle. Il existe donc un seuil (en termes de parts d'énergie) à partir duquel l'ajout d'un équipement ENRi n'a plus de valeur économique suffisante pour permettre le recouvrement du coût d'investissement, même en pénalisant les centrales fossiles par un prix du carbone élevé [8]. Ce seuil définit la part optimale de production ENRi dans le système pour un niveau donné de réduction des émissions par MWh moyen, ou pour un prix donné du CO₂. Mais ce n'est pas le sens suivi par la très grande majorité des exercices de modélisation du déploiement des ENR dans le secteur électrique. Ils ne s'intéressent qu'à l'adaptation « optimale » de systèmes électriques autour d'une part donnée de production d'ENRi, en repérant les moyens de flexibilité et de *back-up* à développer autour. Ils limitent aussi le raisonnement à un système dans lequel l'option nucléaire et l'option CSC (capture et stockage du CO₂) seraient fermées.

On s'intéressera ici à l'exercice d'un économiste allemand, Lion Hirth [9], qui va à l'encontre de cette approche dominante. Il est basé sur un modèle très complet du système ouest-européen intégrant les moyens de flexibilité et de *back-up*, et qui précisément cherche à repérer cette part optimale dans ce système. Ses résultats révèlent que cette part optimale s'établirait déjà à un niveau bien moins élevé que les 80-100 % de l'ADEME. Elle se situerait à 40 % (dont 5 % de PV au maximum du fait de la mauvaise corrélation de ses productions aux besoins de puissance) si le nucléaire et le CSC sont mis au ban. Ceci tient au fait que chaque entrée d'un MW ENRi oblige à développer des moyens de flexibilité, ainsi que des unités conventionnelles en *back-up* qui sont coûteuses par MWh car appelées à fonctionner peu sur l'année. Les nouvelles centrales à gaz en semi-base et en base (même pénalisées

par un prix modeste du CO₂ dans ces tests) prennent le pas à un moment donné sur les ENRi car chaque développement d'ENRi doit être associé à des « ressources » de flexibilité et de *back-up* supplémentaires.

Par ailleurs, si les deux technologies bas carbone contestées (nucléaire, CSC) sont autorisées, cette part se situerait à un niveau beaucoup plus bas, proche de 10 à 15 % d'électricité (dont très peu de PV), même avec des coûts très bas de l'éolien et du photovoltaïque (respectivement 50 et 70 €/MWh). L'ouverture aux options nucléaire et CSC, c'est-à-dire à des options bas carbone à équipement pilotable, change largement la donne pour deux raisons, leur caractère programmable et la possibilité de fonctionner à pleine puissance pendant 6-7000 heures par an pour faciliter le recouvrement de leur coût d'investissement.

Un coût moyen du MWh deux fois plus cher dans un système à 80 % d'ENRi

Les exercices de modélisation évaluent généralement les coûts des politiques qui visent de forte part d'ENR en production par rapport à ceux d'une politique modérée en termes de coûts moyens par MWh produit par l'ensemble du système, en simulant l'installation du parc électrique de rien (en *greenfield*) en 2035 ou 2050. On rendra compte des résultats d'un exercice du MIT basé sur un modèle très fin d'optimisation du système électrique futur et qui a été commandité en 2016 par l'AEN-OCDE pour étudier les effets de politiques de déploiement des ENRi de différentes ambitions (voir [10] et [11]). Cet exercice repose sur des hypothèses et des données transparentes. Il a été appliqué à un système dont les caractères (demande, ressources hydrauliques, profil annuel de production éolienne, etc.) sont inspirés des caractéristiques du système français.

L'exercice du MIT montre que le coût moyen du MWh sera 80 à 100 % plus élevé que dans un scénario « normal » à 10 % d'ENRi (140 \$/MWh contre 80\$/MWh) (voir figure 2). La différence de coût s'explique d'abord en regardant les différences de capacités à fort coût d'investissement à installer entre un système avec seulement 10 % d'ENRi (seulement 90 GW de capacité totale) et un système avec 80 % d'ENRi

(350 GW, dont 280 GW d'ENRi). De façon générale c'est l'éloignement progressif de la part optimale d'ENRi qui explique ces coûts supplémentaires si importants. On ajoutera que les émissions de CO₂ sont beaucoup plus importantes (de 100 % et plus).

Prenons maintenant le test avec une part imposée d'ENR à 30 % (proche du scénario bas de l'ADEME avec 40 % d'ENR) et le test avec 80 % d'ENRi, le coût moyen passe de 90 à 140 €/MWh, soit une différence de 55 %. Ses résultats sur les coûts des politiques invalident largement ce qui nous est susurré par l'exercice de l'ADEME et qui a été repris par beaucoup de commentateurs depuis fin 2015, à savoir que les coûts moyens par MWh seraient presque identiques entre une politique à 40 % d'ENR et une autre à 80 % (117€/MWh dans le premier cas et 121€/MWh dans le second). L'économiste a beau chercher à quoi est due une telle différence de résultats avec ceux de l'exercice du MIT, il ne trouve pas assez d'informations sur les données et les hypothèses de l'autre exercice pour comprendre. Cette impossibilité à comprendre d'où vient ce résultat est d'autant plus alarmante que ce résultat a eu une grande influence sur les conclusions tirées par les lecteurs du rapport de l'ADEME.

L'omerta sur la transition vers un système électrique à base d'ENRi

Il est frappant de voir qu'en France comme ailleurs, on ne débat pas vraiment de la trajectoire qui serait acceptable pour arriver à un niveau élevé d'ENRi et des conséquences du fait qu'une telle politique soit sous-optimale par rapport à une politique visant une baisse du niveau des émissions de CO₂. Le système des tarifs d'achat (ou équivalent) permet le contournement de la question de la baisse de valeur économique des ENRi, permet un passage en force au-delà de la part optimale des ENRi qui, on l'a vu, est modeste. On peut ignorer le décalage croissant entre les prix du marché horaire en baisse continue, et les tarifs d'achat (ou équivalent). On peut continuer à investir à l'aveugle dans ces technologies, avec deux conséquences annexes : dévaloriser un peu plus les équipements existants fossiles ou non fossiles et obliger à investir en « ressources » de flexibilité et en équipement de back-up.

Le coût pour les perdants que sont les propriétaires des équipements dévalorisés est ignoré puisqu'aucune compensation n'est prévue. Le forçage technologique sur les ENR

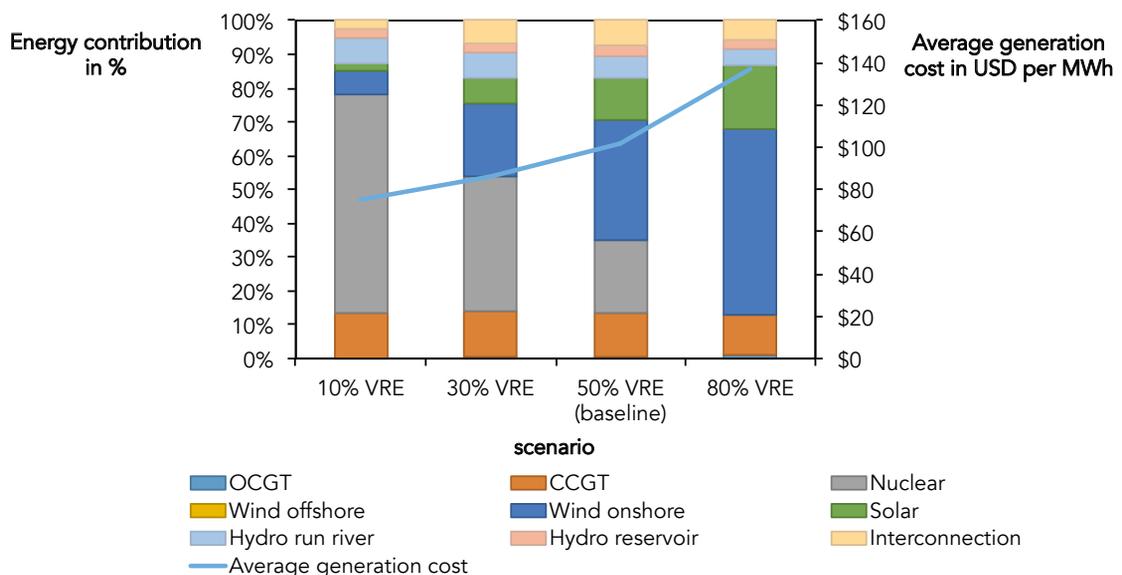


Figure 2. Augmentation du coût moyen en fonction de la part des VRE (variable renewable energies) dans le système. Source [11]

affectent les équipements existants au point qu'ils n'arrivent même plus à recouvrir leurs coûts fixes d'exploitation (O&M). Ces équipements, même récents, n'ont plus qu'à fermer, sans même avoir pu rembourser leur coût d'investissement. C'est ce qu'on observe avec la vague de fermeture des plusieurs dizaines de GW de centrales à gaz en Europe de l'ouest. On estime ces fermetures entre 30 et 40 GW dans l'Ouest européen depuis 2013.

On ne dit rien non plus sur le coût d'ensemble d'une politique visant le tout ENR par rapport à d'autres politiques de décarbonation. Le chiffrage du coût de la politique qui serait à payer par les consommateurs d'électricité dans le futur commence tout juste à être mis sur la table dans les pays ayant de grandes ambitions en ce domaine ou ayant déjà atteint des capacités ENRi élevées. Il faut bien financer l'écart entre les tarifs d'achat (ou équivalent) et le prix du marché, ce qui se fait le plus souvent par une redevance sur chaque MWh transporté que paient les clients des fournisseurs. Pour cela il faut bien calculer l'enveloppe globale à rembourser et c'est là où les hommes politiques et les opinions publiques commencent à se rendre compte de l'énormité du montant total. L'exemple de l'Allemagne est très illustratif de ce problème. Le coût à rembourser par la taxe spéciale EEG est de 20 milliards d'€ en 2015 pour une production d'ENRi se situant à un tiers de la production globale de l'électricité en 2015 (par comparaison le montant n'est encore que de 6 milliards d'€ en France) ; ceci se traduit par une taxe de 60 €/MWh pour les ménages et les PME alors que le prix moyen du marché de gros était autour de 30 €/MWh en 2015 et 2016.

Les enveloppes du surcoût à financer prendront une telle importance que toute politique qui viserait de façon aveugle à atteindre une part très élevée d'ENR dans l'électricité sera fort probablement mise en question. On le voit déjà avec les mesures prises ici et là pour contenir les coûts : ici c'est un contingentement annuel qui est mis sur les puissances à installer dans différentes technologies (Allemagne, Espagne), là c'est une contrainte juridique qui est mise par avance sur l'enveloppe annuelle du coût de la politique (par exemple au Royaume uni,

elle est fixée au niveau de 7,5 milliards de £ en 2020) ou sur le coût du soutien à telle technologie (par exemple en Italie pour le PV et pour l'éolien). Un jour ou l'autre s'appliquera donc un principe de réalité, ce qui sera facilité par le fait que le coût de la politique ENR ne peut pas être caché et emmêlé dans les dépenses de production et d'acheminement des entreprises du secteur électrique, car son total doit être calculé chaque année pour être remboursé par les consommateurs.

4. Conclusion

Les exercices européens et français d'évaluation de la faisabilité technique et économique de la transition principalement à base d'ENRi (dont l'exercice de l'ADEME qui n'est pas le seul de ce type au niveau européen), ont le mérite de montrer que l'on peut mettre une quantité significative d'ENRi en production électrique. Ceci dit, une discussion technologique de physiciens et d'ingénieurs est nécessaire car elle montre que c'est loin d'être aussi simple. Les solutions qui apportent de la flexibilité (différents types de stockage, effacements de demande) et qui assurent le back up en énergie ne sont pas suffisantes pour garantir une fourniture fiable à moins de continuer à recourir significativement à des techniques de production conventionnelles très flexibles, mais émettrices de CO₂. Il faudra aussi faire le sacrifice de production ENRi en surplus qui n'ont aucune valeur économique. La question du réglage de tension et de fréquence pour la stabilité du système pose aussi un problème particulier au-delà d'une part de 40 % d'ENRi dans la production.

Ceci étant dit, certains des exercices qui seraient « légitimes » car effectués par des agences publiques soucieuses d'intérêt général sont utilisés de façon idéologique pour donner corps à un nouveau politiquement correct en matière de transition énergétique. Celui-ci rejette toute autre solution incluant les autres technologies « bas carbone » pilotables, c'est-à-dire le nucléaire et les centrales fossiles équipées de captage pour la séquestration du carbone (CSC). Le but est probablement de faire accroire que des

solutions à très forte part d'ENRi sont non seulement souhaitables parce qu'elles entraînent très peu d'émissions, mais qu'elles sont aussi économiques. On s'éloigne ici totalement de du simple bon sens, ce qui nous fait constater à regret que ces idées simplistes s'imposent alors que la réalité des systèmes électriques et de leur régulation économique sont excessivement complexes.

Les idées simplistes comme quoi les coûts des ENRi ont baissé de façon spectaculaire, que tous les moyens de stockage pour corriger et compenser la variabilité de leur production seront bientôt disponibles et qu'en conséquence les ENRi seraient compétitives en base avec les technologies conventionnelles, dont le nucléaire, ces idées simplistes donc sont fausses. Le plus déroutant, même pour l'ingénieur et le physicien, c'est de voir rajouter un calcul économique à l'emporte-pièce pour faire croire au bon peuple que ce ne serait pas plus cher de poursuivre l'objectif tout ENR, que de maintenir un mix avec nucléaire et une part raisonnable et raisonnée d'ENRi. L'usage médiatisé de scénarios tout ENR qui n'est d'ailleurs pas le propre de la France, a hélas le fâcheux effet d'obscurcir le débat politique sur les enjeux de long terme de la transition. C'est un peu plus problématique en France parce que si l'on parle de décarbonation des systèmes électriques pour justifier de ces politiques ENR, c'est aussi, osons le dire tout de même, pour fermer la porte à l'option nucléaire, alors que le dossier économique du nucléaire, même avec les problèmes actuels, est beaucoup plus solide que celui du tout ENR dans le système électrique

On se heurte ici au problème majeur qui se pose aux sujets complexes traités dans notre monde hyper-médiatisé : les idées simplistes qui sont assénées par certains par idéologie deviennent vite les vérités acceptées par beaucoup, alors qu'elles demandent de longs raisonnements pour être démontées. Les questions soulevées ici font face à la grande complexité des questions physiques, technologiques et économiques qui est propre à l'industrie électrique, et que le développement des ENR intermittentes tendent à compliquer énormément. Tout ce qui vient d'être évoqué

repose sur une simplification outrancière des contraintes et des enjeux, dans un monde médiatisé irrigué par la superficialité des échanges sur les réseaux sociaux et dans les grands médias. Ne faut-il pas raison garder afin que le débat politique puisse se nourrir de questions pertinentes et de réponses non biaisées par les non-dits ? Et pour cela, ne faudrait-il pas ne pas dévoyer l'usage des résultats d'exercices d'évaluation dont la vocation est limitée à une exploration de faisabilité technique, comme l'était par exemple l'exercice de l'ADEME ? ■

Références

- [1] Ademe (2015). *Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisation. Un travail d'exploration des limites du développement des énergies renouvelables dans le mix électrique métropolitain à un horizon 2050*. Rapport Final, Octobre 2015.
http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/rapport_final.pdf
- [2] D. Grand, C. Le Brun, R. Vidil, *Transition énergétique et mix électrique : les énergies renouvelables peuvent-elles compenser une réduction du nucléaire ?* Revue de l'Energie, 619, Mai-Juin 2014.
- [3] D. Grand, C. Le Brun, R. Vidil, *Intermittence des énergies renouvelables et mix électrique*. Techniques de l'Ingénieur IN-301, 10 juillet 2015.
- [4] Grand (D.), Le Brun (C.) et Vidil (R.) Un mix électrique 100 % renouvelable : avec quelles conséquences ? Revue de l'Energie numéro 631. Mai-juin 2016.
- [5] Wagner (F.) *Electricity by intermittent sources: an analysis based on the German situation 2012*. Europ. Phys. J. Plus (2014) 129: 20.
- [6] <http://realisticenergy.info> : le lecteur pourra retrouver des informations sur le mix énergétique et électrique européen et les conditions matérielles, scientifiques et techniques de leur réalisation.
- [7] 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.
- [8] Hirth, L. (2016): The Optimal Share of Variable Renewables, *The Energy Journal* 36(1), p.127-162.
- [9] Hirth, L. (2013). The Market Value of Variable Renewables, *Energy Economics* 38, p. 218-236.
- [10] Sepulveda N. , de Sisternes F., Jenkins J. (2016). *GenX: A Configurable Electricity Resource Capacity Expansion Model*. Presentation to the OECD-NEA Workshop "Dealing with system costs in decarbonising electricity systems". 22 Septembre 2016.
- [11] 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 Septembre 2016.