



N° 2017-62

**Les politiques électriques basées sur
une cible d'ENR variables sont-elles
rationnelles économiquement ?**

Dominique Finon,

Directeur de recherche CNRS émérite CIRED (ENPC-CNRS-EHESS)

Mai 2017

La période électorale a été 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 assène des vérités physiques et économiques. Désormais aux yeux de beaucoup en France et dans l'Union européenne, le bien fondé du passage à un mix électrique tout ENR relèverait de l'évidence. Selon bien des 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 elle serait économiquement aussi viable que celle préservant l'option nucléaire et accordant une place plus limitée aux énergies renouvelables à apport variable (ENR-Var).

Ce serait prouvé par des exercices de modélisation « à caractère scientifique », comme celui publié par l'ADEME fin 2015 qui viserait à étudier la faisabilité technique d'un système à 80-100% d'ENR, mais qui ne se prive pas d'avancer des estimations de coût global peu rigoureuses [1]. Les politiques et les journalistes de publications sérieuses 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* » (Alter Eco, janvier 2017, p.89).

Et pourtant.... il n'est pas juste de prétendre que les baisses de coût du photovoltaïque et des éoliennes à terre, ou en mer, en termes de prix de revient du MWh assurent la compétitivité de ces techniques par rapport aux autres moyens conventionnels: c'est la valeur économique de leurs productions sur un marché qui compte pour décider un investisseur « rationnel » qui valoriserait ses productions ENR sur le marché électrique. Or, du fait de leur variabilité, la valeur de ces productions, qui sont de très mauvaise qualité pour tout système devant offrir à la fois de l'énergie et de la sécurité de fourniture de façon permanente, 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 valorisation économique de ces productions à apport variable car la sécurité de fourniture permanente demandent aussi des capacités complémentaires de *back up* pour assurer aussi une production de MWh aussi fiable que celle d'une unité de production conventionnelle.

Le problème est que, par rapport à une situation de marché ordinaire, les dispositifs d'appui (les tarifs d'achat, les nouveaux compléments de rémunération flexibles, contrats de long terme à prix fixes attribués après appel d'offres) dont le fonction est d'assurer un revenu par MWh sur le long terme aligné sur les prix de revient, faussent le jeu du marché de long terme et les signaux envoyés aux investisseurs. Ils ne reflètent en aucune façon la valeur économique du MW d'ENR-Var qui serait ajouté au système.

De par cette confusion entre des coûts en forte baisse et la foi en une compétitivité assurée, on ne s'interroge absolument pas sur la rationalité des politiques de décarbonation, basées sur une cible élevée de moyens ENR. Elle devrait en bonne logique être basée sur un objectif de réduction des émissions et menée à partir d'outils économiques ciblés sur cette réduction : normes moyennes d'émissions par MWh, prix du carbone par taxation ou émanant d'un système de quotas. On voit donc toutes les politiques de décarbonation électrique en Europe basées sur un objectif de moyens : pour prendre l'exemple de

référence, la politique allemande de décarbonation vise la part d'ENR à atteindre en 2030 est de 45%, et en 2050 de 80%. Alors qu'il y a pourtant un optimum économique de décarbonation avec des technologies bas carbone pour un niveau moyen d'émission par MWh ou pour un prix donné de la tonne de CO2 évitée, cette référence à l'optimum est volontairement oubliée lorsqu'il y a confusion entre moyens et fins, lorsqu'on se fixe une cible de production ENR à atteindre, ce qui est inefficace économiquement.

Il s'ensuit en effet que le coût moyen du MWh d'un système décarboné avec 80-100% d'ENR-Var est forcément beaucoup plus élevé que celui d'un système où la part optimale d'ENR-Var 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 à 40%, comme le fait l'ADEME dans son étude de la faisabilité des scénarios tout ENR (ADEME, 2015). Ne parlons pas évidemment d'un système avec 10% d'ENR-Var qui, comme on le verra, serait en fait la part optimale dans un système bas carbone en France sans part maximale d'énergie nucléaire imposée par compromis politique.

On reprend ici successivement ces questions qui sont occultées dans la justification des politiques ENR dans le secteur électrique en France et en Europe, et dans les exercices d'évaluations des systèmes à large part d'ENR qui les justifient, l'étude de l'ADEME juste mentionnée étant loin d'être l'exception.

1. Ne pas confondre bas coût des ENR-Var 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 électrique. L'assimilation du coût moyen (actualisé) et de la valeur économique n'est pas du tout acceptable pour un équipement ENR à production variable et non programmable sur l'année, la saison, la journée, etc., contrairement aux équipements conventionnels dispatchables et fonctionnant à pleine puissance. La nature variable de l'électricité ENR-Var fait que sa production de MWh ne coïncide pas avec la demande horaire de MW.

- **La mauvaise qualité économique des MWh d'ENR-Var**

Le prix de revient du MWh par une des technologies de production est sans doute une mesure utile pour des spécialistes qui connaissent les durées d'utilisation de référence des équipements. Mais les responsables des entreprises électriques et du système électrique avaient déjà avec les équipements hydrauliques la préoccupation lancinante du passage de la pointe de la demande dans les années difficiles. Ils ont maintenant celle de pouvoir faire face à toutes les situations avec les productions variables développées à grande échelle car, pour eux, les MWh éolien ou PV sont de très mauvaise qualité.

Dans le cas des ENR-Var, les limites du sens du prix de revient par rapport à la valeur économique d'un équipement doivent être mieux comprises, car le prix de revient ne reflète en aucune façon la valeur économique d'une production, qui se dégage sur le marché où se confronte classiquement l'offre basée sur la fonction de coût variable des équipements et la demande heure par heure. Avec les ENR-Var, le caractère multidimensionnel du bien électricité prend une importance majeure.

Quand le système contenait des unités hydrauliques et peu d'unités ENR à apport variable, le bien-électricité n'est pas seulement assimilable à l'« énergie » qui est valorisée sur un marché de pas horaire, mais il intègre la garantie de fourniture en toute situation qui donne une valeur à la puissance horaire que tout équipement pourrait garantir, en situation de pointe ou épisode exceptionnelle. Maintenant que le système contient une large part d'unités ENR-Var, la valeur de la garantie de fourniture intègre la valeur des services de flexibilité que peuvent offrir les équipements de production et de stockage pour suivre les montée et les baisses de puissance des ENR-Var, celle des « services auxiliaires » de tenue de tension, ainsi que celle des capacités de transport à ajouter ici et là pour faire face aux congestions en des points du réseau (qui nécessitent un « redispatching » des flux qui a un certain coût). Les valeurs de ces différents biens et services vont se retrouver soit pour valoriser un type d'équipement de production conventionnel, soit pour pénaliser un équipement ENR-Var, en tenant compte dans les deux cas, des lieux de localisation dans le système.

On voit à travers ces précisions les limites du concept de prix de revient du MWh produit par un MW d'une technologie, et notamment d'une unité de production à apport variable. Un MW d'ENR-Var 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. De plus sa production par ce MW est accompagnée des externalités négatives sur le système qui nécessitent des services complémentaires qui le pénalisent, que ce soit dans le calcul d'un planificateur avec un modèle d'optimisation des choix d'investissement, ou dans celui d'un investisseur sur les marchés des différents produits et services associés à la fourniture électrique par un système de market design amélioré pour intégrer les ENR-Var.

- **Une perte de valeur par les coûts de système**

Il faut aussi soustraire de la valeur économique du MW-ENR-Var les coûts de système dont le MW-ENR-Var 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 . Ces coûts, estimés entre 5 et 13 €/MWh selon les pays, tendent à augmenter de façon non linéaire quand la part des productions d'ENR-Var 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 flexibilité (stockages de type divers, effacements, turbine à combustion à ramping très rapide, etc.), les coûts de système diminueront pour un même niveau de part d'ENR-Var.

La valeur économique d'un équipement à production variable va dépendre non seulement du potentiel de ressources renouvelables à son point de localisation, mais également du

besoin de renforcement du réseau qu'il engendre en distribution et plus largement en transport, ainsi que du besoin de ressources de flexibilité et de back up venant adosser sa production. On notera que les profils de « ramping » plus ou moins rapides à la hausse ou à la baisse des différentes ENR-Var jouent également sur la valeur des productions : les baisses ou hausses rapides de production PV nécessitent des types de stockage et des ressources de flexibilité (TAC, TAG) beaucoup plus performants que les fluctuations des productions éoliennes plus lentes. Il faut donc soustraire de la valeur économique du MW-ENR-Var les coûts de système dont le MW-ENR-Var 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 . Ces coûts, estimés entre 5 et 13 €/MWh selon les pays, tendent à augmenter de façon non linéaire quand la part des productions d'ENR-Var 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 flexibilité (stockages de type divers, effacements, turbine à combustion à ramping très rapide, etc.), les coûts de système diminueront pour un même niveau de part d'ENR-Var.

- **La baisse de valeur de tout MW d'ENR-Var supplémentaire**

Plus important encore, la valeur de sa production d'une unité d'ENR-Var à un moment donné va dépendre de sa corrélation avec les autres productions ENR variables, ce qui fait baisser le prix horaire. En effet 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. 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 ENR-Var, la valeur économique du MW supplémentaire baisse de plus en plus. On estime ainsi qu'en Allemagne, avec 30% de production ENR-Var bientôt, le prix moyen du marché sur l'année sera de 13 à 15 €/MWh plus bas que ce qu'il serait avec une petite capacité d'ENR-Var dans le système.

Par ailleurs, quand les parts d'ENR-Var dépassent un seuil élevé, on est confronté à un problème supplémentaire. Sur un nombre d'heures de plus en plus important, la production d'ENR-Var rencontre plus que la demande de puissance : pendant un huitième des heures sur l'année si la part des ENR-Var est à 50%, et pendant la moitié des heures si elle est à 80%. L'excès de production par rapport à la demande horaire prend des dimensions de plus en plus importantes au fur et à mesure de leur développement forcé. Ces MWh en surplus ne sont pas forcément exportables si les systèmes voisins ont aussi de spats uimprotantes d'ENR. Les stocker pour les restituer à d'autres moments ou à d'autres saisons n'est en aucun cas assuré d'être rentable pour tous ces MWh, vu les coûts d'investissements élevés et les rendements des filières respectives. Ceci signifie qu'une partie de ces MWh n'auront aucune valeur économique.

- **Le signal-prix faussé par les dispositifs de soutien de long terme**

Les politiques basées sur les tarifs d'achat, sur des revenus garantis par un complément de rémunération flexible (comme en Allemagne ou en France) ou par es contrats de logn terme attribués par enchères contournent complètement cette question critique de la valeur

économique du MWh éolien ou PV. Ces dispositifs garantissent sur le long terme des revenus par MWh qui sont identiques sur l'année et dans le long terme. Pourtant, on vient de le souligner, leur valeur économique est très variable sur l'année ; de plus elle tend à baisser en moyenne au fur et à mesure de l'installation de capacités ENR-Var incitée par ces dispositifs d'appui.

En fait la fonction de ce type de dispositif est triple. Ces trois fonctions peuvent se résumer ainsi :

- Une subvention par MWh pendant les années de maturation de chaque technologie (justifiable par les défaillances de marché en matière d'innovation (et de dynamique d'apprentissage en termes d'appropriation des profits du fait des baisses de coûts au fur et à mesure de leur diffusion par les innovateurs). Notons que la baisse spectaculaire des coûts efface ce type de soutien, notamment dans les prix des contrats attribués par enchères au mieux disant pour une capacité donnée.
- Une garantie contre le risque de marché pour l'investisseur dans un technologie à très fort coût fixe (ce qui est fondamental pour toutes les technologies bas carbone et pas seulement pour les ENR).
- L'attribution d'une valeur uniforme à chaque MWh produit alors que la valeur tirée de chaque MWh ENR-Var sur le marché serait très différente d'une heure à l'autre, et ce d'autant plus que les capacités ENR-Var sont importantes dans le système.

Ces deux dernières fonctions ne sont jamais mises à plat dans les débats politiques et académiques. Pourtant elles placent les ENR-Var totalement en dehors de la logique d'optimisation de long terme du mix électrique par le marché (ou, ce qui revient au même en situation de prévision parfaite, ce que déciderait le planificateur « optimisateur » d'autrefois qui, en théorie économique, lui est équivalent dans ce contexte).

Ceci signifie que les développements de capacité ENR-Var par ces types de dispositif échappent à toute auto-régulation des choix de long terme des agents par le marché. Encore une fois, cette auto-régulation consiste à ce que, lorsque les profils de prix horaires anticipés à long terme par les investisseurs sont tels qu'ils ne permettent pas le recouvrement des coûts d'investissement et qu'ils sont lourds de risques, ceux-ci ne décident plus d'investir dans ces équipements ENR-Var. Ce n'est donc pas seulement une question de surcapacité qui ferait que les investissements dans de nouvelles capacités s'arrêtent comme sur tout marché classique. C'est une question d'éloignement de la détermination du mix optimal de technologies par le marché, comme si c'était un planificateur.

2. Vers une part optimale des productions ENR-Var beaucoup plus basse que 80 à 100%

On vient de voir que la valeur économique des ENR-Var qui est tirée du marché baisse au fur et à mesure de leur développement, d'autant plus que les coûts de système par MW-ENR-Var tendent à augmenter en parallèle. Il existe donc un seuil (en termes de parts d'énergie) à

partir duquel l'ajout d'un équipement ENR-Var 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 ENR-Var 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'ENR-Var, 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% visés en Allemagne et dans beaucoup d'exercice de modélisation. 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 ENR-Var 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 ENR-Var car chaque développement d'ENR-Var 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'ENR-Var**

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 ENR-Var 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'ENR-Var quand le nucléaire est autorisé (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'ENR-Var (seulement 90 GW de capacité totale) et un système avec 80% d'ENR-Var (350 GW, dont 280 GW d'ENR-Var). De façon générale c'est l'éloignement progressif de la part optimale d'ENR-Var 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'ENR-Var, 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 dit l'exercice 80-100% ENR de l'ADEME et qui est repris fréquemment par les commentateurs sur ces politiques, 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).

Le lecteur du rapport de l'ADEME 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'exercice ADEME pour comprendre. Cette non-transparence est d'autant plus problématique que ce résultat a eu une grande influence sur les conclusions tirées par les lecteurs du rapport de l'ADEME, comme on l'a signalé en introduction.

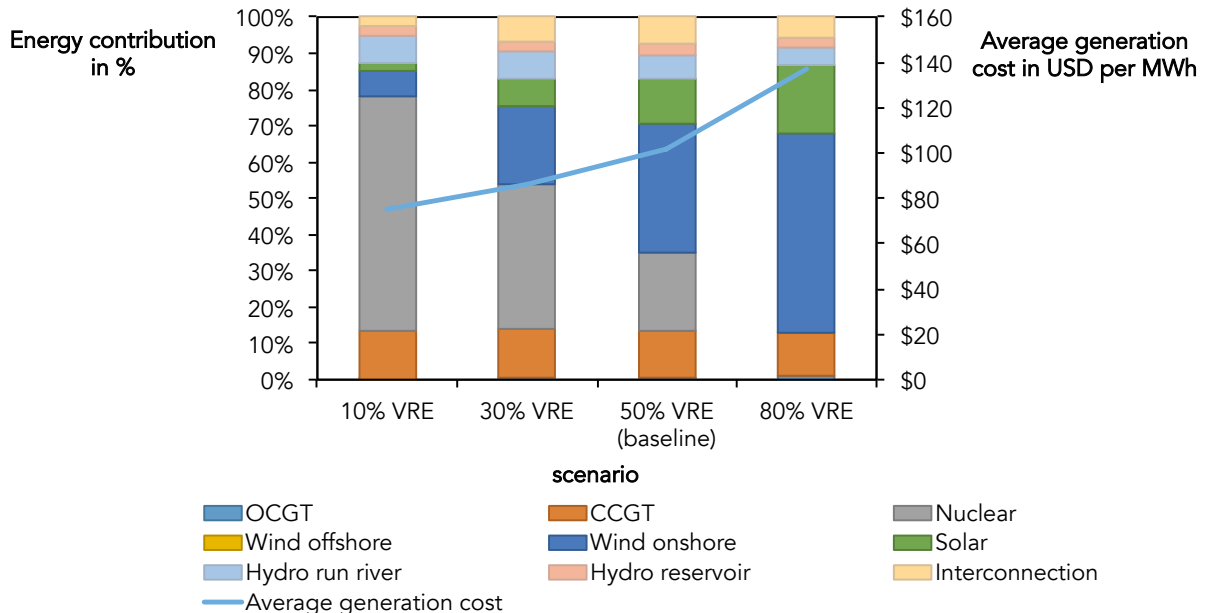


Figure 1. Augmentation du coût moyen en fonction de la part des VRE (variable renewable energies) dans le système.

3. Conclusion

Les politiques de promotion des ENR-Var à grande échelle sont triplement perturbatrices par trois biais :

- leurs coûts de fonctionnement très bas qui faussent le fonctionnement du marché électrique horaire et font baisser les prix de façon telle qu'elles ne permettent plus les investissements dans les technologies conventionnelles, et empêchent de supprimer les dispositifs de soutien aux ENR avec des coûts très bas
- la nature variable du vent et de l'énergie solaire qui obligent à une mutation profonde du système et nécessitent pour ce faire la mise en place de nouvelles incitations par l'approfondissement des marchés ;
- et enfin les dispositifs de subventions par MWh de long terme qui ignorent la faible valeur économique du MWh d'ENR-Var et sa décroissance au fur et à mesure de leur déploiement, malgré les baisses de coût.

Les idées comme quoi les coûts des ENR-Var 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 ENR-Var seraient compétitives en base avec les technologies conventionnelles, dont le nucléaire, ces idées donc sont simplistes, voire fausses. Le plus déroutant est qu'on veut faire croire ainsi avec beaucoup de candeur que ce ne serait pas plus cher de poursuivre l'objectif tout ENR, que de maintenir un mix avec une part significative de nucléaire et une part raisonnée d'ENR-Var.

L'usage médiatisé de scénarios tout ENR, qui n'est 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 pour laisser croire que l'on peut fermer la porte à l'option nucléaire. Pourtant, comme le montrent les exercices mentionnés, le dossier économique du nucléaire, même avec les problèmes actuels très compliqués, est beaucoup plus solide que celui du tout ENR dans le système électrique.

Pour avoir une politique de décarbonation qui ait du sens économique, il serait bon de garder toujours en tête cette différence entre valeur économique et prix de revient du MWh d'ENR-Var. Pour rationaliser la politique de transition énergétique dans l'électricité, il faut s'interroger à minima sur ce que serait la part optimale d'ENR-Var qui serait à ne pas dépasser, en laissant ouvert le champ des options bas carbone possibles. Dans ce cas, si l'on veut maintenir les arrangements de long terme pour soutenir les investissements en ENR dont le prix de revient est bas (parce que notamment le prix du carbone manque de robustesse), il faudrait au moins élargir le champ de soutien de ces arrangements aux autres options bas carbone, comme l'ont fait les Britanniques. Il faut enfin garder impérativement un oeil sur la croissance des capacités ENR-Var pour qu'elles ne dépassent pas le seuil « optimal » que détermineraient les calculs du régulateur.

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 10
- [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, p.
- [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 Septembre2016.
- [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 Septembre2016