

# **La pénétration à grande échelle des ENR dans les marchés électriques La perte de repère des évaluations économiques**

Dominique Finon

*Des scénarios présentés ces dernières années comme celui de l'ADEME-Artelys laissent accroire que la pénétration à grande échelle – de 80 à 100 % – des énergies nouvelles renouvelables (ENR) dans les marchés électriques conduirait à un mix économiquement efficient et constituerait le seul choix possible pour se libérer des énergies fossiles, même si ces exercices ne paraissent centrés que sur l'optimisation du reste du système. Force est de constater à la lumière de travaux de modélisation rigoureux qui portent sur les parts optimales d'ENR dans les marchés électriques, que de tels résultats sont basées sur des a priori, des erreurs de raisonnement économique et paraissent donc justifiées davantage par des raisons politiques de promotion de l'énergie renouvelable à tout crin.*

Un nouveau « politiquement correct » en matière de transition énergétique semble s'être imposé en Europe, sur le bien-fondé du déploiement à très grande échelle d'ENR (énergie nouvelle renouvelable) à apport variable (ENR-Var) dans le système électrique à base de dispositifs d'appui du type tarifs d'achat ou assimilés. Toute autre solution de technologies bas carbone semble n'avoir aucun avenir politique pour participer au bouquet technologique décarboné de long terme. Ceci se reflète dans le centrage de la plupart des études économiques sur les effets de politiques visant le déploiement « hors marché » d'une part très importante d'ENR-Var dans le système électrique pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub>, sans préoccupation d'optimisation de ce secteur soumis à une contrainte de réduction des émissions et à un prix explicite ou implicite du carbone. Pourtant en économie, les travaux ne manquent pas sur l'efficacité des instruments classiques de

politique d'environnement (« *command and control* », taxe ou système de quotas échangeables), pour décarboner de façon efficiente l'économie ou tel ou tel secteur.

La justification de politiques visant le développement de parts très élevées d'ENR-Var s'appuie sur des exercices d'optimisation qui sont très détaillés par technologies, équipements, caractéristiques techniques, profils annuels des aléas de production, marchés de pas horaire. Dans le système dans lequel on suppose parachuter une capacité élevée des ENR-Var, l'objectif de ces exercices est de caractériser l'optimisation du reste du système, ce qu'il est convenu d'appeler le « système résiduel », et notamment l'installation de ressources flexibles destinées à assurer le « backup » des productions à apport variable. On ne s'interroge donc pas sur ce que serait une part optimale de ces technologies, comme on le fait dans les modèles classiques d'optimisation de

choix d'investissements électriques. De plus, dans la plupart de ces exercices, comme on le verra, l'optimisation se fait à une date éloignée (2050 par exemple) et sur une seule année sur la base de coûts annualisés avec un système créé de zéro (*ex nihilo*) intégrant cette part élevée d'ENR-Var. Ceci évite de prendre en compte les dynamiques de transition qui d'un côté se manifestent par un tempo moins élevé du développement des ENR-Var et de l'autre aboutira à un niveau bien moins élevé de capacité ENR au même horizon.

### L'effet pernicieux de propagande autour de l'exercice de l'ADEME

En France, l'exercice effectué par l'ADEME associée au consultant Artelys en 2015, dont les résultats ont fait l'objet d'une grande promotion de la part de leurs auteurs (Cf. Revue de l'Énergie 628, page 446 Décembre 2015), représente l'extrême de ce que l'on fait dans ce type d'exercice de modélisation. On laisse accroire que l'on ne cherche qu'à explorer la faisabilité d'un système avec de 80 à 100 % d'ENR à horizon 2050, dont une large part d'ENR-Var, et à identifier les mesures pour contourner les blocages et pour développer les ressources de flexibilité pour compenser la variabilité de ces productions (ADEME, 2015 ; Dubilly et al., 2015). On s'auto-légitime en affirmant qu'il s'agit d'une « *étude scientifique à caractère prospectif et exploratoire et non pas d'un scénario politique (...)* »<sup>1</sup>. Mais la promotion faite autour de cet exercice auprès d'auditeurs non avertis de la complexité des marchés électriques a eu en fait un effet pernicieux de propagande que les auteurs recherchaient probablement. Si on interroge n'importe quel chaland s'intéressant à cette question, on verrait qu'il croit non seulement que c'est faisable en voyant toutes les options de back up explorées pour faire face aux problèmes posés par la variabilité de l'éolien, mais que c'est le seul choix possible pour s'abstraire des énergies fossiles devant la faillite économique et sociale des technologies bas carbone centralisées qu'on lui

susurre à côté (on pense bien sûr au nucléaire, mais c'est aussi le cas du captage et séquestration du carbone presque partout en Europe). En conséquence de quoi, suggère-t-on à notre chaland curieux, l'optimisation du système qui serait construit *ex nihilo* avec 80 ou 100 % d'ENR en 2050 conduit forcément, à un mix qui serait économiquement efficient. Mais on ne lui dit surtout pas qu'avec une optimisation sans nucléaire et reposant sur les seules incitations d'un prix du carbone élevé et robuste, on serait loin d'atteindre une telle part d'ENR-Var. On ne lui dit pas non plus que la trajectoire pour diriger l'évolution du système électrique régi par des marchés horaires vers ce système à 80-100 % d'ENR serait beaucoup plus coûteuse.

Il est vrai que ce n'est pas le propre de notre exercice d'ignorer la question de la part optimale des ENR-Var pour limiter les émissions de CO<sub>2</sub> dans les systèmes électriques dont la coordination est basée sur des marchés. On le voit en annexe de cet article où nous avons procédé à une typologie de ces exercices publiés en Europe et aux États-Unis. A très peu d'exceptions près, aucun ne veille à comparer ses résultats avec ceux de politique climatique normale qui s'appuierait sur un prix croissant et robuste du carbone, pour déterminer le mix d'équilibre optimal (premier point discutable) ; qui laisserait ouverts les choix entre toutes les technologies bas carbone (ENR, nouveau nucléaire, capture et séquestration du carbone [CSC par la suite]) (second point discutable) ; et qui tiendrait compte du système de départ qu'il s'agirait de décarboner, ou de transformer son mode de décarbonation quand il l'est déjà en très grande partie comme en France et dans les pays scandinaves (troisième point discutable).

Dit autrement, l'hypothèse de développement exogène des ENR électriques à grande échelle par parachutage dans un système électrique qui serait à recomposer entièrement et sans préoccupation de repérer la part optimale des ENR-Var qui émanerait d'une tarification robuste du carbone, est posée dans la plupart des exercices de modélisation, ce qui empêche toute réflexion économique sur la valeur économique de ces techniques ENR-Var pour le système électrique et sur les coûts de la politique tout-ENR (ou très majoritairement ENR),

1. <http://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations>.

que devront payer les consommateurs. Pour éclairer ce hiatus, on se réfèrera aux rares exercices qui ont cherché à prendre en compte ces trois points. Comme on le verra, ils révèlent que la part optimale d'ENR à apport variable pour des prix du CO<sub>2</sub> élevé de 100€/tCO<sub>2</sub> s'établirait à un niveau bien moins élevé de 45-50 % que les 80-100 % précédents si le nucléaire et le CSC sont mis au ban, et à un niveau beaucoup plus bas proche de 15 % d'énergie même avec des coûts très bas de l'éolien et du photovoltaïque, si ces deux technologies contestées sont autorisées. Ils montrent aussi que cette part n'augmente pratiquement plus au-delà d'un prix du CO<sub>2</sub> de 100-110€/t. De plus les émissions de CO<sub>2</sub> qui en ressortiraient seraient beaucoup plus importantes de 100 % et plus (voir en particulier Hirth, 2015).

Dans une première section, on précise ce qu'implique économiquement le développement hors marché des ENR-Var en termes d'efficacité économique, par rapport à ce que seraient des investissements bas carbone sous l'incitation du prix des marchés électriques horaires rehaussés par un prix robuste du carbone. Dans une seconde section, on analyse quelles questions peuvent traiter les modèles d'optimisation qui ne considèrent que des entrées exogènes d'ENR-Var à grande échelle, en opposant l'exercice de l'ADEME-Artelys à un exercice récent aux hypothèses ouvertes effectué par les laboratoires du MIT pour l'AEN-OCDE sur le cas d'un grand pays européen-type. Dans une troisième section on montre comment les modèles d'optimisation utilisés de façon « intelligente » peuvent permettre de révéler la part optimale des ENR-Var à horizon éloigné.

Cette démarche nous permet de revenir à chaque étape sur la question fondamentale de l'efficacité économique d'un parachutage d'ENR-Var à très grande échelle dans les systèmes électriques, la voie que l'on veut nous convaincre comme seule possible dans l'Union Européenne à l'instar de notre grand voisin allemand « si exemplaire ».

### 1. Les défauts de rationalité du développement hors marché des ENR-Var

Les politiques ENR qui sont testées par les modèles d'optimisation sont formulées en

termes de part d'énergie électrique à atteindre à une date donnée, en prenant pour principe que leurs entrées dans le système électrique sont exogènes en étant tirées par les tarifs d'achat (ou assimilés), et non pas suscitées de façon endogène par leurs revenus sur les marchés horaires, quand ils sont augmentés du prix du carbone. Or en admettant que les coûts des ENR aient suffisamment baissé pour se passer des tarifs d'achat, les objectifs de capacité ENR à développer ne relèvent en aucun cas d'une démarche d'efficacité économique lorsqu'aucun contrôle n'est exercé sur les quantités, car les productions d'ENR-Var peuvent dépasser la part optimale si tant est que l'on se pose la question de repérer cette part optimale dans différents contextes de coûts des technologies et pour un prix du carbone élevé. Avec les dispositifs visant à permettre les entrées d'ENR-Var en contournant le marché, il n'y a aucune rétroaction économique qui signale que les entrées d'ENR sont excessives dans des systèmes électriques déjà en surcapacité, ou que la part des ENR-Var dépasse le niveau optimal dans le mix technologique dans un marché électrique avec un prix du CO<sub>2</sub> élevé. Il en est de même si l'approche n'est pas neutre technologiquement en mettant au ban les autres technologies bas carbone, ce qui se fait systématiquement dans de la plupart des exercices

#### 1.1 Le développement des ENR-Var par les dispositifs « hors marché »

Pourquoi utilise-t-on des dispositifs d'appui comme les tarifs d'achat pour faciliter les décisions d'investissement en ENR-Var, dont l'usage permet aux entrées hors marché des ENR-Var ? A côté de la justification théorique habituelle de subventionner des techniques immatures commercialement<sup>2</sup>, les tarifs d'achat (ou assimilés) sont des arrangements de long terme à prix fixe par MWh qui ont une autre fonction, celle de garantir un revenu par MWh qui assure le recouvrement des coûts fixes

2. Les bénéfices de la baisse de coût d'une nouvelle technologie qui résulte de l'effort de l'innovateur individuel, mais bénéficie à tous les autres entrepreneurs du secteur par diffusion des connaissances, ne sont pas appropriables par l'innovateur, ce qui entraîne une sous-optimalité de l'investissement dans la nouvelle technologie pour l'économie.

des investisseurs en ENR. Sans cela, les capacités d'ENR-Var qui sont très capitalistiques (à CAPEX très élevé) récupéreront des revenus très volatiles sur les marchés horaires à partir de productions elles-mêmes aléatoires. Par rapport à des techniques « dispatchables » (à production programmable), les unités ENR-Var présentent deux particularités. En premier lieu leurs productions qui sont prises sur le marché horaire dès que ces unités sont en mesure de produire, sont rémunérées à des prix horaires difficilement anticipables. De plus, elles compliquent les anticipations des investisseurs en ENR : en effet plus les ENR produisent, moins les prix sont élevés, ce qui complique le recouvrement des coûts fixes. On notera aussi qu'à long terme, plus il y a eu d'entrées d'unités ENR-Var, plus les prix moyens anticipables baissent pour la même raison.

En second lieu leurs productions variables, même bien anticipées d'un jour sur l'autre pour être annoncées au gestionnaire de réseau, présentent toujours un risque d'erreur, ce qui nécessite des ajustements rapides des producteurs conventionnels à la demande du gestionnaire du réseau de transport qui est en charge du rééquilibrage des flux sur le système et de la gestion des congestions sur le réseau. Ceci constitue des coûts pour le système que n'entraînent pas les productions dispatchables. On notera que, dans les premières phases de déploiement des technologies ENR, ces coûts ne sont pas supportés par les producteurs ENR-Var, mais par le gestionnaire de réseau ; mais à un certain stade, le régulateur cherche à les rendre des responsables de leurs « déséquilibres » pour que d'un côté les coûts d'ajustement soient internalisés et que de l'autre, les ressources de flexibilité soient rémunérées de façon croissante pour être développées.

Quand on définit des politiques de promotion des ENR formulées en termes de cible de part de production à moyen et long termes en appuyant cette politique sur des dispositifs qui assurent de revenus fixes aux investisseurs, on ne se réfère donc aucunement à la valeur économique du MW d'ENR-Var marginal qui tend à baisser au fur et à mesure du développement des capacités. Pour être plus précis, la valeur économique d'un nouveau MW électrique est

la somme actualisée des revenus qu'il retirerait sur les marchés électriques horaires pendant sa durée de vie, et c'est sur de telles bases que se calcule la valeur actuelle nette (VAN) des projets qui est la base normale des décisions d'investissement en production électrique. Avec les ENR-Var, il faut aussi soustraire de la valeur des revenus qu'elles obtiendraient sur les marchés de l'énergie (day ahead, etc.), les coûts de système que leur production variable entraîne, et qu'elles devront supporter de façon croissante.

### Des erreurs de raisonnement

On suppose pourtant que cette politique ciblée sur une part d'ENR-Var à atteindre est rationnelle pour deux raisons : d'une part pour ses effets en termes de réduction des émissions par rapport à une situation sans politique ENR (sans d'ailleurs au passage trop se préoccuper de calculer le coût de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée), et d'autre part par les baisses de coût des ENR qui placent leurs prix de revient à des niveaux proches de ceux des équipements nucléaires et des unités conventionnelles (après prise en compte d'un prix du carbone de référence)<sup>3</sup>. On ne fait jamais cette comparaison sur la base de la valeur économique respective des unités ENR-Var et des unités conventionnelles sur les marchés parce qu'on imagine que la valeur économique du MWh ENR-Var est la même, quel que soit le moment de sa production pendant la journée, la semaine ou la saison, et en dépit des effets de la corrélation forte des productions des unités ENR-Var sur les prix de marché. En gros on assimile la valeur économique et le prix de revient de production, ce qui contient deux erreurs de raisonnement, en mettant de côté pour l'instant les coûts de système croissants des ENR-Var.

En premier lieu, comme le souligne le très respecté Paul Joskow dans un article de l'*American Economic Review* de 2011 "*the comparison of LCOE (Levelized Costs of Energy) considers that electrical energy is a homogenous product governed by the law of one*

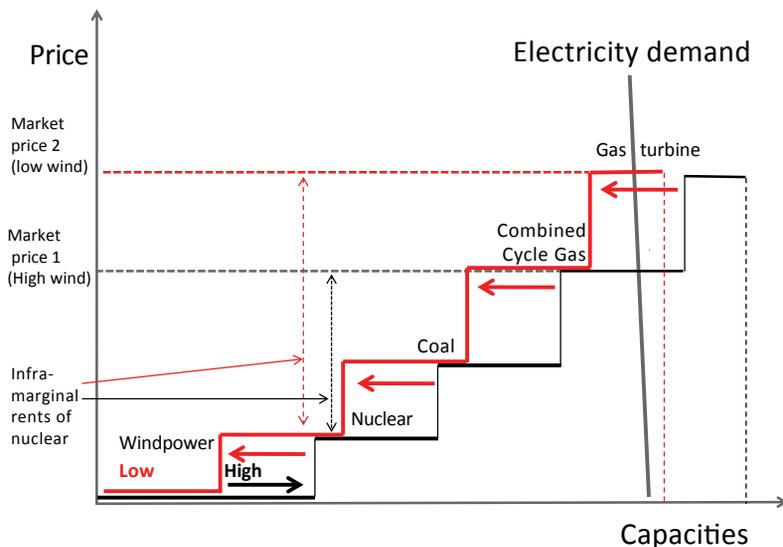
3. Les prix de revient sont calculés classiquement en tenant compte des productions annuelles moyennes, de la durée de vie technique et d'un taux d'actualisation ordinaire.

*price, which is wrong*” (Joskow, 2011). Cette approche en termes de prix de revient est incomplète et abusive, car elle revient à considérer que la valeur du MWh produit est la même, quelle que soit l'heure, alors que le prix de marché est très variable. De plus cette variabilité est accrue par les productions aléatoires des éoliennes et du photovoltaïque (PV). Sur le marché, une décision normale d'investissement en unité ENR-Var ne se référerait pas au prix de revient moyen, mais à la somme actualisée des valeurs des MWh produits par l'éolien et le PV.

En second lieu on ne cherche aucunement à intégrer le fait que les entrées cumulées de producteurs ENR ont un effet de décroissance des prix de marché qui altère l'économie des équipements en place, mais aussi celle des unités ENR ou conventionnelles dont la construction serait envisagée par un investisseur. La valeur économique du MW d'ENR-Var marginal décroît progressivement au fur et à mesure des installations d'ENR. Les productions venant de capacités ENR entrées artificiellement hors marché dans le système via les tarifs d'achat de long terme (ou assimilés) sont injectées dans le marché à prix nuls, ce qui diminue la demande adressée au reste du parc électrique. Ceci a deux effets dits « effets d'ordre de mérite » sur

les productions (voir figure 1): d'une part, cela réduit le nombre d'heures pendant lesquelles les équipements non ENR sont appelés par le marché horaire; d'autre part, ceci fait baisser les prix horaires chaque heure par rapport à une situation sans développement des ENR, tant pour les producteurs ENR que les producteurs conventionnels<sup>4</sup> (Fig. 1).

Dit autrement, les capacités ENR à coût nul d'exploitation et à forte variabilité tendent à pousser les productions des autres équipements en dehors du marché horaire et à faire baisser les prix horaires quand ces capacités produisent. De ce fait, à court terme, elles conduisent à un moindre recouvrement des coûts fixes du capital et d'exploitation des équipements conventionnels existants et à leur perte de valeur économique, ce qu'il est convenu d'appeler les coûts échoués (*stranded costs* en anglais)<sup>5</sup>. A long terme, les anticipations de



**Figure 1: Les effets d'ordre de mérite des ENR-Var sur les autres producteurs sur un marché horaire**  
(Source : auteur)

4. Voir le premier article sur la question par Sensfuss et al. (2008). Pour prendre l'exemple de l'effet d'ordre de mérite sur les prix, avec 30 % d'ENR-Var dans le système allemand en 2015, on estime l'effet de baisse sur le prix moyen annuel de 12 à 15 €/MWh, alors que le prix moyen sur le marché de l'énergie s'établissait autour de 30 €/MWh.

5. Cette tendance a des effets beaucoup plus importants lorsqu'elle se combine à des épisodes de prix bas des combustibles fossiles et de déliquescence du système

revenus des producteurs qui pourraient investir dans des équipements non-ENR dont on aurait besoin sont tellement affectées par les effets de l'entrée de capacité ENR à grande échelle (sans parler de la volatilité accrue des prix horaires) qu'aucun investisseur ne cherche à se risquer dans ces investissements classiques

A ceci s'ajoutent deux problèmes pour les anticipations de revenus de ces investisseurs. D'une part il existe une variabilité de la production annuelle des équipements éoliens et PV d'une année sur l'autre, estimée pour l'éolien à +/- 15 % par an. D'autre part, pour les investisseurs, s'ajoutent les incertitudes de résultats des politiques de promotion des ENR en termes de parts de demande servies par les capacités ENR qui dépendent à la fois des performances du dispositif de soutien et des évolutions macro-économiques (crise, récession, etc.). Ce dernier facteur peut amplifier les effets d'ordre de mérite futurs et réduire plus rapidement la valeur économique de chaque nouvelle capacité non-ENR.

Un autre problème résulte de la logique des incitations par les tarifs d'achat, à savoir la possibilité de développement indéfinie des capacités ENR qui peuvent se poursuivre *ad libitum* sans effet de rétroaction par les prix et donc sans effet de dissuasion à investir par les revenus anticipables pour les nouvelles unités lorsque le système est en surcapacité. En fait il serait plus juste de dire quand le système dépasse la part optimale d'ENR-Var en termes de production annuelle pour le prix de carbone de référence.

L'optimisation du système électrique avec ENR-Var peut se faire sur la base des modèles d'optimisation où elles pourraient relever du traitement commun à toutes les technologies de production électrique pour investir sur la base des incitations par le marché, ou ce qui

---

européen des permis du carbone. La combinaison de ces différents facteurs a conduit à des prix horaires très bas de 30 €/MWh et moins, qui ne permettent même plus de couvrir les coûts fixes d'exploitation, ce qui conduit à des choix de fermeture de ces équipements. En 2013, par exemple, les dix plus grands électriciens européens annonçaient la fermeture de 38 GW et que 113 GW supplémentaires sur le 300 GW des centrales thermiques en fonctionnement dans l'UE-28 étaient menacés de fermeture (Informations citées dans Finon et Salaün, 2015).

en théorie est équivalent, selon l'optimum défini par le planificateur, pour autant que l'on fasse payer les producteurs investisseurs pour le coût des émissions de CO<sub>2</sub> de leurs nouveaux équipements. La théorie montre qu'à l'optimum sectoriel, on recourt à différentes technologies programmables selon leur structure coût fixe-coût variable pour des durées d'utilisation différentes sur l'année, dont se déduisent les parts optimales en capacité installée et en production annuelle.

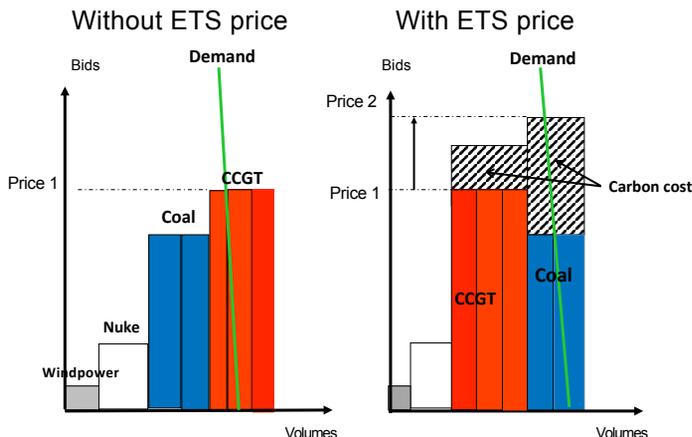
Dans la modélisation de long terme des marchés électriques, comme dans leur équivalent que sont les modèles d'optimisation du planificateur, les décisions d'investissement dans une technologie donnée se déclenchent sur la base des possibilités de recouvrement de leurs coûts fixes par les revenus sur les marchés électriques horaires<sup>6</sup>. En théorie, comme les ENR sont supposées éviter des émissions de CO<sub>2</sub>, elles auraient une valeur économique accrue qui serait révélée par les prix des marchés électriques horaires rehaussés par un prix du carbone. Celui-ci augmente les coûts du producteur conventionnel dont l'équipement assure l'équilibre du marché horaire et par là les rentes infra-marginales (surplus horaires nets des coûts d'exploitation de tous les types d'équipements bas carbone, à la fois les ENR-Var, le nouveau nucléaire et le CSC qui sont à coût variable nul ou bas). C'est l'anticipation de ces revenus horaires accrus qui est susceptible de déclencher les décisions dans ces technologies bas carbone, ENR-Var, biomasse comme nouveau nucléaire et CSC (Fig. 2).

• *La moindre valeur du MWh d' ENR-Var du fait des coûts de systèmes*

Les coûts du système qui sont les coûts que provoquent les ENR-Var pour la gestion du système et la fourniture fiable diminuent la valeur économique de tout MW d'ENR-Var par rapport au système électrique d'ensemble censé assurer une fourniture fiable. Ces coûts résultent de la variabilité temporelle (qui se traduit par les coûts de *ramping* des centrales conventionnelles à la hausse et à la baisse, et ceux de fonctionnement des centrales à puissance

---

6. Ce sont les variables duales de chaque contrainte de satisfaction de la demande horaire.



**Figure 2. Les effets d'un prix du carbone sur les différentes techniques de production électrique** (Source : auteur)

**Commentaire.** Le fait de mettre un prix du carbone a deux effets : un effet de court terme en conduisant à la substitution des centrales à gaz aux centrales au charbon sur le marché horaire, et un effet de long terme avec le passage du prix  $p_1$  au prix  $p_2$  en augmentant les revenus horaires des équipements à bas coût variable, ce qui incite au déclenchement d'investissement dans les techniques bas carbone (ENR, nucléaire, CSC).

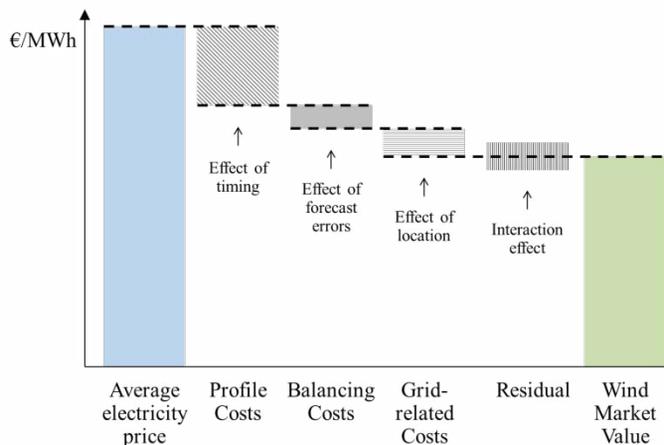
minimale), des erreurs de prévision (qui entraînent des coûts d'équilibrage) et, étant souvent implantées là où les potentiels de production ENR sont favorables, leur localisation dans des zones mal desservies par les réseaux, derrière des nœuds du réseau où apparaissent des congestions (ce qui entraîne des coûts de congestion) (voir figure 3). Mais ce sont des externalités parce que, pendant les premières décennies de déploiement de ces technologies, on ne fait pas prendre en charge ces coûts par leurs auteurs. Ce n'est qu'à partir d'un certain seuil de développement élevé que les régulateurs décident de les rendre responsables de leurs « déséquilibres », ce qui les oblige à acheter ou à vendre des produits courts sur le marché infra-journalier ou des services d'équilibrage sur le mécanisme d'ajustement.

Ces coûts augmentent au fur et à mesure de l'entrée des ENR-Var. Ils se situent sur des cadres temporels différents : le très court terme pour les coûts de rééquilibrage du système, le moyen terme, pour les coûts de réseau (connexion, renforcement des réseaux locaux) et le long terme pour les coûts d'adéquation de capacité (appelés « profile cost » par Hirth [2015] et Cometto et Keppler [2012]) pour garantir la sécurité d'approvisionnement en toute situation. Ceci se fait par l'ajout des centrales TAC et CCGT-gaz de montée en puissance rapide, de la transformation de certains équipements existants à cet effet, et diverses autres

ressources de flexibilité que sont les stockages de divers types, les programmes de gestion de la demande et les interconnexions qui permettent de s'appuyer sur les ressources des autres systèmes<sup>7</sup> (Fig. 3).

Le développement des moyens de flexibilité (thermique flexible, stockages divers, gestion de la demande, interconnexions,...) sera permis par le déclenchement d'investissements dans ces ressources flexibles par les perspectives de revenus des investisseurs ouvertes sur les divers étages de l'architecture des marchés électriques (marchés de l'énergie en day-ahead et en intraday; marché de réserves, mécanisme d'ajustement, services auxiliaires). Il permettra de mieux intégrer économiquement les ENR-Var dans le système électrique, en baissant leurs coûts de système de court terme et donc en freinant la décroissance de la valeur économique des MW marginaux d'ENR-Var au fur et à mesure de leur développement (voir le rapport de l'IEA intitulé "The Power of Transformation" (IEA, 2014)). Ceci impliquera que

7. Les coûts à ajouter au prix de revient de l'ENR-Var, calculés sur une moyenne calculée sur six pays seraient de l'ordre de 18 à 38 \$/MWh pour une pénétration de l'énergie éolienne en énergie de 30 %, et d'un ordre de grandeur identique pour celle de PV mais de 10 % seulement (Cometto et Keppler, 2012, p. 143-150). Si la part de production de l'éolien passe de 10 % à 30 % de la production d'énergie totale, ces coûts de système croissent de façon significative de 18,7 à 28,2 \$/MWh.



**Figure 3. L'effet des coûts de système sur la baisse de la valeur économique du MWh d'ENR-Var**

(Source : Hirth 2015, p.6)

les règles de marché évoluent en conséquence, et en particulier, que les producteurs ENR-Var soient responsables de leurs “déséquilibres” et que pour ce faire, ils paient leurs coûts de système et qu'ils soient exposés aux risques de prix sur les divers types de marchés pour qu'ils améliorent la gestion de leurs équipements et la prévision de leur production<sup>8</sup>.

En résumé, les politiques Climat-Energie focalisées dans le secteur électrique sur une cible de part de production ENR-Var à réaliser par des entrées hors marché d'unités ENR, tendent à perdre de vue toute référence économique à ce que devrait être le mix optimal émanant d'une optimisation sociale déterminée par un prix du carbone robuste. Ces approches n'intègrent pas non plus les externalités des productions variables en termes de coûts de système. Les modèles d'optimisation avec entrées exogènes d'ENR-Var à haut niveau, qui relèvent de cette approche, présentent les mêmes limites économiques, à une seule exception qui alimente leur « autojustification » scientifique: elles se focalisent sur l'optimisation du « système résiduel » complémentaire de la production ENR-Var ciblée et donc sur l'optimisation au moindre coût des ressources de flexibilité pour que le système d'ensemble offre la même sécurité de fourniture à toute

8. On notera au passage que ces dépenses supplémentaires en achat de produits de flexibilité par les producteurs ENR-Var rendent plus difficile la rentabilisation de leurs investissements en ENR sur la base des dispositifs tels que les compléments de rémunération qui les « exposent au marché ». Ceci devrait conduire à les réévaluer.

heure de l'année et pas seulement pendant l'extrême pointe dans les systèmes électriques classiques.

## 2. Les pièges de l'optimisation avec part imposée d'ENR-Var

Il y a plusieurs types d'utilisation des modèles d'optimisation pour étudier l'économie du développement des ENR-Var à grande échelle dans le système électrique (voir la typologie établie en annexe)<sup>9</sup>. La grande majorité explore la façon dont le système résiduel s'ajuste après le parachutage d'une part élevée d'ENR-Var dans le système électrique existant, ou se ré-optimise de façon instantanée autour de ce parachutage dans une optimisation *ex nihilo*. La plupart de ces exercices supposent donc l'entrée exogène de capacité ENR-Var à grande échelle (au sein de laquelle ils peuvent éventuellement optimiser entre ENR), postulent l'existence d'un équilibre à long terme, et cherchent à optimiser ou ré-optimiser ce qu'il est convenu d'appeler le système résiduel. Très peu considèrent des entrées endogènes de capacités ENR-Var dans les marchés électriques sous l'effet d'un prix du carbone élevé qui rehausse les prix du marché

9. Précisons qu'un modèle d'optimisation à long terme du secteur électrique en programmation linéaire reflète aussi bien le programme d'un planificateur, que ce que la somme des décisions décentralisées des agents dans un marché parfaitement concurrentiel donnerait. Le modèle procède comme si les variables duales des contraintes de satisfaction des demandes de puissance de chaque heure (alignées sur le coût marginal de l'équipement marginal appelé par le marché) sont les prix des marchés horaires.

horaire ; très peu donc recherchent un mix optimal sur l'ensemble des technologies incluant les ENR, les technologies fossiles, l'éventail de ressources flexibles et éventuellement les technologies bas carbone autres que les ENR. Dans les années 1990 et 2000, les approches d'optimisation avec entrées exogènes des ENR à la marge du système nouvellement libéralisé étaient pertinentes par le fait que les productions ENR avaient un effet négligeable sur les équilibres du marché et ceux du système. Cela avait du sens quand l'énergéticien historique ou le gestionnaire du réseau était obligé d'acheter l'électricité des producteurs ENR aux tarifs d'achat contre compensation sans qu'il y ait une optimisation d'ensemble.

Comme la présence de technologies à apport variable bouleverse à partir d'une certaine échelle de développement l'exploitation du système électrique et accroît le besoin des techniques flexibles, beaucoup de ces modèles se basent sur une représentation très fine des différents types d'équipements et de leurs caractères de flexibilité (montée en puissance, coût de démarrage, niveau minimal de production, etc...), ainsi que sur les autres ressources flexibles (stockage de divers types, gestion de la demande, interconnexions avec les systèmes voisins) ; beaucoup intègrent des paramètres de réseau pour intégrer les effets de la localisation des ENR ; les plus détaillées considèrent aussi de façon très fine les profils d'aléas de production des différentes ENR-Var sur des pas horaires, à côté des aléas de demandes horaires avec lesquelles les premiers peuvent être corrélés.

### 2.1 Les limites des optimisations atemporelles à un horizon de très long terme

Il s'en suit un besoin de simplifier la représentation inter-temporelle. La plupart n'optimisent que sur une seule année en créant le système *ex nihilo* car la variabilité des ENR impose de représenter les différentes heures de l'année, et d'inclure les contraintes dynamiques qui caractérisent les possibilités d'exploitation des équipements, en supposant le système créé de rien. Ceci se fait au détriment du réalisme des représentations des décisions d'investissement qui pourtant portent sur des équipements à long cycle de vie et ayant des coûts fixes très

importants, ce qui pose des problèmes ignorés ici de recouvrement sur des longs temps de retour par des revenus variables et difficilement anticipables sur les marchés horaires. De plus, on fait l'impasse sur un point crucial, la prise en compte les équipements existants, c'est-à-dire le stock de capital de départ. L'optimisation sur une année à un horizon éloigné donne le maximum de marge de manœuvre.

Très peu procèdent à une optimisation inter-temporelle<sup>10</sup>. Ceci présente un avantage pour l'étude d'option tout ENR : il crée des marges de manœuvre maximales pour y parvenir. Si on considère une optimisation de court terme après parachutage de 20 ou 30 % d'ENR dans un parc donné, on ne peut traiter que de l'adaptation de l'exploitation du système qu'il faut totalement réformer et des équipements qu'il faut fermer, comme le font Green et Léautier (2016), Lamont (2012), Nagl *et al.* (2011) par exemple (voir annexe). La pertinence économique de tels exercices s'en trouve mise à mal du fait de l'absence de considération pour la trajectoire qui permettrait d'aboutir à des parts très élevées d'ENR-Var, en ignorant l'avantage économique des équipements existant au départ par rapport à un équipement neuf dans lequel il faut investir le coût du capital. L'optimisation *ex nihilo* avec part obligée d'ENR ignore aussi le phénomène de baisse progressive de la valeur économique de tout équipement ENR-Var au fur et à mesure du développement des capacités ENR que les modèles d'optimisation par entrée endogène de capacités ENR-Var intègrent. Les modèles avec entrée exogène ignorent donc qu'il y ait une part optimale d'ENR-Var dans le système- qui correspond au niveau d'entrée des ENR où le revenu du MW marginal d'ENR-Var ne peut plus rembourser les coûts fixes des nouveaux équipements à partir d'un certain montant-dans les modèles où les unités ENR entrent par le marché et l'incitation du prix du carbone.

10. Il nous faut mentionner l'exercice basé sur un modèle d'optimisation intertemporelle de la famille de TIMES-Markal effectué par le CMA de l'Ecole des Mines (Krakowski et al. 2015a ; Krakowski et al. 2015b). On ne détaillera pas cet exercice ici faute de place. Nous précisons en annexe quelques-unes de ces qualités par rapport à l'exercice de l'ADEME-Artelys.

Presque tous font l'impasse sur la possibilité de dépasser la part optimale d'ENR-Var qui se révélerait par les incitations créées par une tarification robuste du carbone. Beaucoup imposent des contraintes politiques sur les technologies bas carbone « dispatchables », ou les ignorent, ce qui est une façon de permettre aux ENR-Var d'atteindre des parts élevées qu'elles ne pourraient pas atteindre sans ces contraintes

## 2.2 Les limites de l'étude de l'ADEME-Artelys

L'exercice effectué par l'ADEME et Artelys (Dubilly et al., 2015 ; ADEME, 2015) se situe à l'extrême de ces exercices d'optimisation du système électrique avec part très élevée d'ENR-Var. Il traite des questions suivantes. Sous hypothèses d'entrée exogène de 80 ou 100 % d'ENR-Var en énergie, quel serait le mix électrique optimal entre les différentes technologies ENR et, dans le système résiduel, quelle serait la place des différentes ressources de flexibilité ? Jusqu'où peut-on éviter de recourir aux équipements conventionnels flexibles, émetteurs de CO<sub>2</sub> ? Quelle serait la répartition géographique des moyens de production et le besoin de réseaux supplémentaires en fonction des potentiels et des contraintes d'acceptabilité sociale ? Telles sont les questions auxquelles le modèle peut répondre. Comme on est dans un exercice politique qui vise à convaincre les décideurs que l'on peut pratiquement éviter le recours à toute énergie fossile (notamment pour le *back-up* de la production ENR-Var), on pousse la part de renouvelables jusqu'à un montant de 95 à 100 % d'ENR.

On suppose donc l'installation d'un système de rien, avec des ENR de coûts très bas et des parts très élevées successivement de 80 %, 95 % et 100 % d'ENR, avec un test repoussoir avec 40 % d'ENR et du thermique conventionnel (pour les données de coût voir tableau 1). Le modèle comporte des détails techniques très nombreux et précis sur les technologies, les options de stockage (dont des liens avec les réseaux de chaleur et de gaz pour l'utilisation des surplus de production électrique) et le lien avec les autres systèmes électriques. De même une désagrégation géographique fine est faite pour intégrer les choix de localisation géographique et les options de renforcement de réseau.

Qu'est-ce qu'on est censé apprendre de cette étude, selon ses auteurs ? Que plusieurs mix d'ENR-Var peuvent assurer des parts de 80 à 100 % d'ENR dans la production électrique. Il y a tout de même des différences de coût moyen de MWh de 103 à 138 €/MWh entre scénarios, mais elles ne résultent que des variations d'hypothèses internes sur les coûts et les contraintes mises ici ou là sur les potentiels de ressources ENR. Pour que les coûts moyens par MWh soient les moins élevés, il vaut mieux qu'il y ait une bonne acceptation sociale des ENR dans les régions à fort potentiel, que les interconnexions entre régions puissent être renforcées sans blocage social pour permettre un bon équilibre, que l'évolution à la baisse des coûts des technologies ENR et de stockage soit significative, (par le progrès technique pour les moins matures, et par la mise en place de conditions de financement appropriées qui permettraient de baisser le coût du capital pour toutes), et que la gestion de la demande et les effacements prennent un rôle majeur dans l'équilibrage du réseau en temps réel et pour le passage de la pointe de demande dans des contextes d'apports ENR réduits.

On apprend aussi que l'option 80 % coûte moins cher que l'option 95 % et *a fortiori* que l'option 100 % parce qu'elle entraîne beaucoup moins de dépenses de renforcement de réseau et de développement de stockage. Alors que les coûts moyens entre l'option à 40 %, celle à 80 % et celle à 95 % augmentent peu (ce qui au passage laisse rêveur le lecteur sur les très nombreuses hypothèses de coûts et sur les options qui se cachent derrière pour arriver à un tel résultat, notamment pour le coût de l'option 40 % qui serait peu différent de celui des autres), on apprend tout de même que les derniers 5 % marginaux entre l'option 95 % et l'option 100 % correspondent à un coût de près de 200 € par MWh produit par les unités de cette tranche marginale, en raison d'une augmentation de 36 % des besoins de lignes électriques HT et le remplacement des dernières unités thermiques de *back-up* par des stockages inter-saisonniers coûteux.

Pour faire face à toute critique, les auteurs de l'étude nous préviennent bien que c'est un exercice exploratoire sur la faisabilité d'un tel

système. Mais on ne cherche pas à regarder la trajectoire pour aller vers un tel système, qui devrait logiquement s'arrêter quand les capacités ENR atteignent une part optimale dans le système. On verra plus loin qu'elle se situe vers 15 % si les autres technologies bas carbone sont autorisées, et 50 % environ si elles sont mises au ban. C'est une façon de ne pas voir la distance très importante qui serait prise vis-à-vis de l'optimum économique, une fois que serait dépassée cette part optimale d'ENR-Var dans le système. On ne tient pas compte non plus des coûts de système croissants avec chaque nouveau MW d'ENR installé dans le système et qui font baisser la valeur économique du MW d'ENR-Var marginal, par rapport à un système bas carbone avec des parts modérées d'ENR-Var. Cet éloignement de l'optimum va se traduire par un coût d'opportunité important par rapport au système optimal calculé pour un prix du carbone élevé. On ignore aussi l'importance des coûts qu'entraîne la mise au ban des technologies bas carbone dispatchables ; celle-ci pourtant s'interprète comme si la variable duale de la contrainte politique de mise sur le nucléaire et le CSC a une valeur infinie puisque, dans tous les cas, leur mise au ban se traduit par un coût très important qui ne semble pas présenter d'intérêt pour les auteurs de cette étude..

### Les modélisateurs ne s'intéressent pas à identifier la part optimale des ENR dans le système

Certes l'étude de l'ADEME évalue un coût moyen du MWh en 2050, qui serait entre 103 et 138 €/MWh avec 80-100 % de renouvelables<sup>11</sup>, mais on ne sait pas très bien ce que ces coûts signifient et ce qu'ils doivent à des hypothèses très favorables de coûts des technologies ENR. En tout cas ils n'intègrent certainement pas du

11. On peut se demander ce qu'il y a dans ce coût. On imagine qu'il ne s'agit que des coûts de production et de transport. En tout cas il n'y a pas de coût de renforcement des réseaux de distribution où pourtant la majorité des unités ENR sont raccordées et où la majeure partie des ressources de flexibilité devraient se développer et être gérées en grande partie par les GRD (gestionnaire de réseaux de distribution).

coût d'opportunité par rapport à un scénario économique « normal ». L'exercice ne tient pas compte de l'héritage du parc existant qui limite les marges de manœuvre et il ignore l'importance des coûts échoués si le forçage technologique se fait à l'aveugle, contrairement aux entrées d'ENR par le prix du carbone dans une optimisation sans part d'ENR imposée. L'exercice de l'ADEME ne cherche pas non plus à révéler le prix implicite du CO<sub>2</sub> évité et de la variable duale de la contrainte d'émissions qui permettrait de parvenir à de telles parts de marché des ENR-Var, alors que, comme on le verra, on dépasse très largement la part optimale des ENR pour des niveaux de prix du CO<sub>2</sub> élevés.

Si l'exercice peut être intéressant pour un adepte de l'utopie tout-ENR, il n'apprend pas grand-chose à un décideur soucieux de rationalité et du bien commun, qui voudrait réfléchir sur les politiques de décarbonation par les prix du carbone ou par le forçage d'entrées d'ENR dans l'industrie électrique. La question de la faisabilité d'un système ENR à 80 % ou 100 % est tout simplement tautologique au plan économique. La moindre rigueur « scientifique », selon le qualificatif utilisée par l'ADEME pour caractériser son exercice, aurait dû suggérer aux auteurs de cette étude d'explorer un champ des possibles beaucoup plus ouvert, incluant des cibles de parts d'ENR de niveau bien moins élevé et intégrant d'autres options de politiques comme celle de politique conduite par le prix du carbone, sans parler des politiques ouvertes aux autres technologies bas carbone. C'est ce qu'a fait une équipe du MIT avec le modèle GenX dans un exercice qui lui était demandé par l'AEN-OCDE en 2016 pour une étude intitulé « Dealing with Total Costs in Decarbonising Electricity Systems » (Tableau 1).

### 2.3. Avec le modèle du MIT, des coûts très différents entre mix avec ou sans développement imposé des ENR

Le modèle GenX développé au MIT<sup>12</sup> est un modèle très détaillé de l'ensemble du parc électrique sur un marché à pas horaire,

12. Les différents auteurs du modèles appartiennent au MIT Nuclear Engineering Department, au MIT Institute for Data, Systems, and Society, et au MIT Center for Energy and Environmental Policy Research

**Tableau 1**

**Coûts des différentes technologies ENR et conventionnels dans les modèles  
ADEME-Artelys, Gen-X (MIT, 2016) et EMMA (Hirth, 2015)**

€/MWh	Modèle ADEME-Artelys (2015)	Modèle GEN-X (MIT, 2016)	Modèle EMMA (Hirth, 2015)	Modèle SLIDES (Petitet, 2016)
Date de référence	2050	2030	2050	2015-2035
<b>Coût des ENR en €/MWh</b>				
PV sol	60	100 (50)	180-70	Non considéré
PV toitures	85			
Eolien terrestre	65	80 (64)	68 - 48	78
Eolien en mer	80-107	150 (90)		
<b>Coût d'inv. des technologies non-ENR en €/kW</b>				
Centrale charbon	Non considéré	Non considéré	1400* (CSC 2800)	1400*
CCGT-Gaz	700	1 050	800*	800*
Turbine à comb.	600	700	600*	590*
Nucléaire	Non considéré	4 700	3000*	2900* (5000)

\*Principale source d'EMMA et SLIDES: IEA-NEA (2010). *Projected costs of electricity production*.

Paris : OECD-IEA

incluant les technologies conventionnelles non-ENR (dont le nucléaire), des différentes technologies ENR et la localisation des gisements, les ressources de flexibilité à développer et un réseau de transport schématisé comme dans le modèle de l'exercice ADEME-Artelys. Compte tenu de sa complexité et de son niveau de détail, l'optimisation s'effectue sur une seule année (en principe 2030), sur la base des coûts fixes annualisés des technologies. Le modèle détermine donc le mix optimal du système en production en supposant son installation *ex nibilo*, pour atteindre un plafond d'émissions de 50 gCO<sub>2</sub>/kWh. L'optimisation est alors formulée sous une contrainte de pénétration des ENR-Var (successivement 10 %, 30 %, 50 % et 80 %). L'exercice examine aussi l'impact économique des nouvelles technologies apportant de la flexibilité (turbine à gaz à *ramping* rapide, types de stockage, gestion de la demande, etc.) pour identifier leur ordre de mérite en termes de valeur économique face à la variabilité des ENR-Var<sup>13</sup>. Les résultats des tests portent sur le mix technologique en

différents types d'ENR, en technologies conventionnelles et en ressources de flexibilité, sachant que les contraintes du modèle conduisent à associer la production de chaque nouveau MW d'ENR-Var à des services offerts par de nouvelles ressources de flexibilité dont il faut payer l'investissement. Ils incluent le coût moyen de production d'un MWh par le système, le coût total de chaque scénario en milliards de \$ à comparer à celui d'un test de référence (celui avec 50 % de part ENR-Var), le prix moyen annuel sur le marché de gros qui organise le dispatching économique des techniques programmables heure par heure.

Le modèle ne diffère donc pas fondamentalement dans ses principes de représentation du système de celui de l'exercice ADEME-Artelys. Son application se fait sur un grand système à l'europpéenne, dont les caractères de la demande sont proches de ceux du système français. La démarche est beaucoup plus ouverte<sup>2</sup>. Les cibles de parts d'ENR ne sont pas le but des politiques testées car l'objectif central est la réduction des émissions. Les tests avec entrée d'ENR exogènes se combinent avec une politique de limitation sévère d'émission moyenne

13. Pour les données de coût, voir le tableau 1.

par MWh (50g de CO<sub>2</sub> par kWh), ce qui invite à faire des tests avec seulement 10 % et 30 % d'ENR-Var. Il est aussi beaucoup plus ouvert parce que l'exercice n'interdit pas l'investissement dans les autres technologies bas carbone que les ENR. Il inclut aussi un autre test de politique basé sur un prix du carbone, en retirant le plafond d'émissions moyennes par kWh et en laissant jouer l'optimisation entre toutes les technologies disponibles, test qui nous intéresse particulièrement ici. En effet la comparaison des résultats de ce dernier test avec ceux des tests avec entrée imposée d'une part importante d'ENR met en relief les différences importantes de coûts.

Considérons d'abord les tests avec une part imposée de production ENR. De façon générale, comme on le voit sur la figure 4, le système avec 10 % d'ENR produit une électricité dont le coût moyen est 78 % moins cher que le système avec 80 % d'ENR (80 \$/MWh contre 140 €/MWh). Dans les cas à 10 % et 30 % de production ENR, on voit sur la figure que la norme d'émissions de CO<sub>2</sub> par kWh incite à recourir majoritairement au nucléaire à côté des productions des capacités ENR imposées (Fig. 4).

Dans l'ensemble de ces tests avec parts croissantes d'ENR, on ne cherche pas à déterminer la part optimale de ENR-VAR pour un prix donné du carbone, ce dont on se préoccupe plus loin dans d'autres exercices.. Mais la comparaison des coûts moyens par MWh des différentes optimisations avec parts croissantes de ENR-Var (10 %, 30 %, 50 % et 80 %) révèle une accélération de l'augmentation du coût moyen à partir de 50 %, tandis que les prix moyens annuels du marché de gros voient aussi leur baisse s'accélérer (Fig. 5).

Sur la figure 6, on observe aussi la très grande différence entre les capacités totales installées dans les scénarios 50 % et 80 % ENR (respectivement 220 GW et 350 GW) par rapport au scénario 10 % (120 GW), ce qui invite à en déduire que les coûts totaux sont beaucoup plus importants du fait de l'importance des dépenses de CAPEX dans le scénario 50 % ENR, mais surtout dans celui à 80 % ENR qui est proche de celui de l'exercice ADEME-Artelys (Fig. 6).

Sur la figure 7 qui compare les résultats du test de référence à 50 % d'ENR et ceux d'un test sans développement imposé d'ENR-Var mais à base d'une d'incitation par un prix du

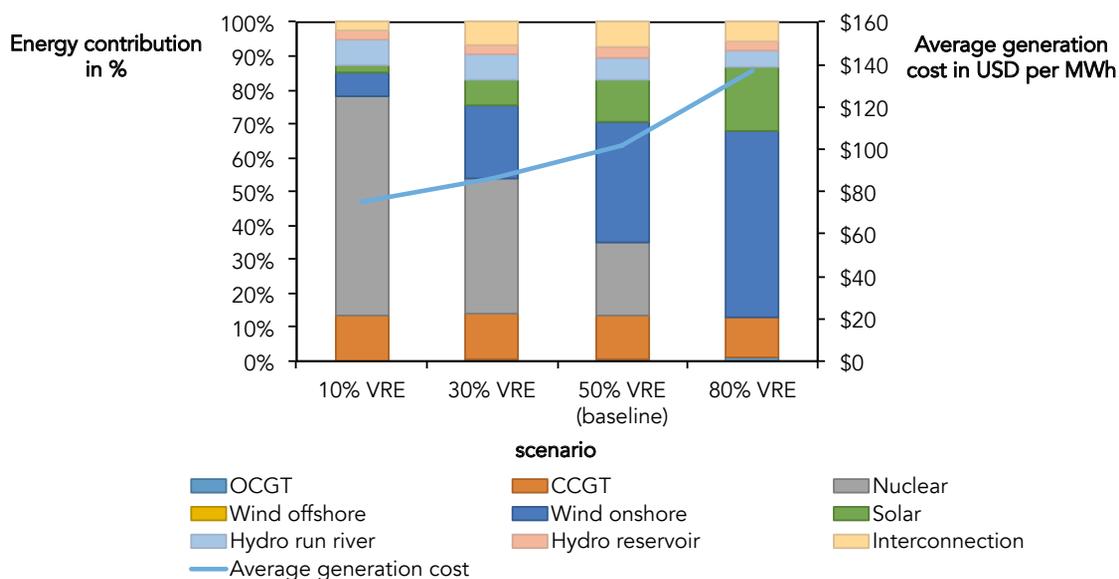
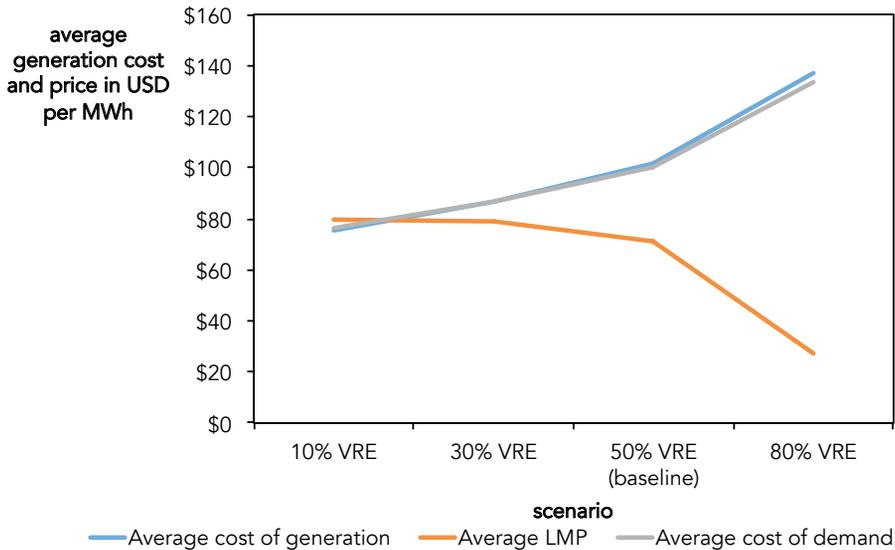


Figure 4. Part des différentes technologies dans la production totale et augmentation du coût moyen (Source : Sisternes, Sepuvela, 2016)



**Figure 5. Effet de l'élévation de la part obligée en ENR-Var sur le coût moyen (courbe supérieure) et sur le prix du marché de gros (LMP) (Source : Sisternes, Sepulveda, 2016)**

carbone à 55 \$/tCO<sub>2</sub>, on voit que les technologies bas carbone dispatchables (nucléaire) se développent à la place des ENR-Var<sup>14</sup>. La contribution en énergie des ENR hors hydraulique est négligeable (quelques %) tandis que celle du nucléaire se situe entre 75 et 80 %. La capacité totale du système est beaucoup moins importante (105 GW au lieu de 225 GW dans le test de référence), ce qui conduit à un coût moyen par MWh bien moins élevé.

Le coût moyen par MWh est réduit de 27 % par rapport à celui du test de référence à 50 % d'ENR imposé: 60 \$/MWh environ à 95 \$/MWh (Figure 7). Sachant qu'il est lui-même de 40 % inférieur au coût moyen dans le test à 80 % d'ENR où il se situe à 140 \$/MWh (Figure 5), le coût moyen du test de la politique par le prix du CO<sub>2</sub> est de 130 % inférieur au test à 80 % d'ENR. En d'autres termes, avec une politique carbone basée sur une tarification significative du CO<sub>2</sub> et sans forçage d'entrée des ENR-Var, le coût moyen de production est très inférieur, lorsque le marché détermine lui-même les parts optimales de capacité et de production

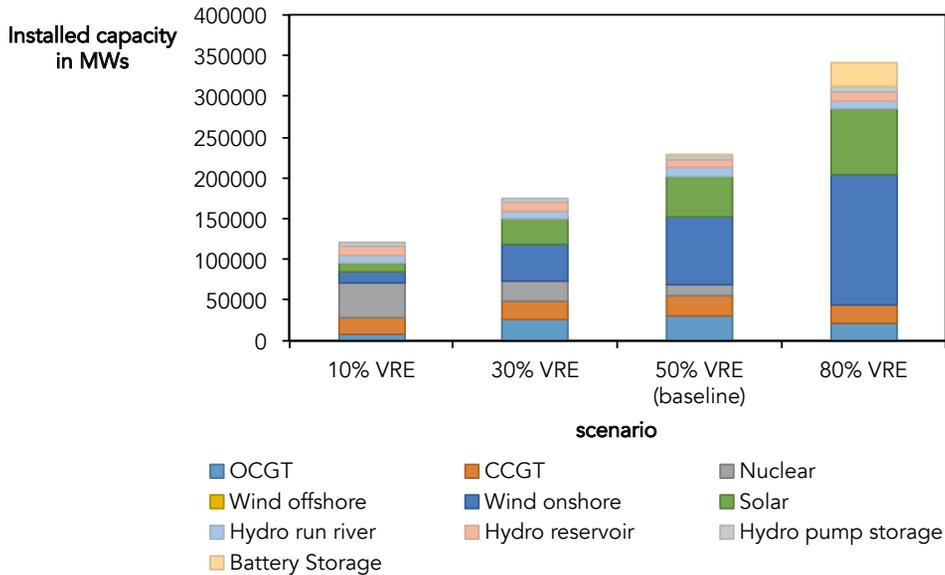
14. Il est important de préciser que ce prix de 55 \$/tCO<sub>2</sub> n'est pas choisi par hasard, car c'est la variable duale de la contrainte d'émissions de CO<sub>2</sub> dans le scénario de référence à 50 % d'entrée forcée d'ENR.

des différentes technologies pour approvisionner la demande au moindre coût.

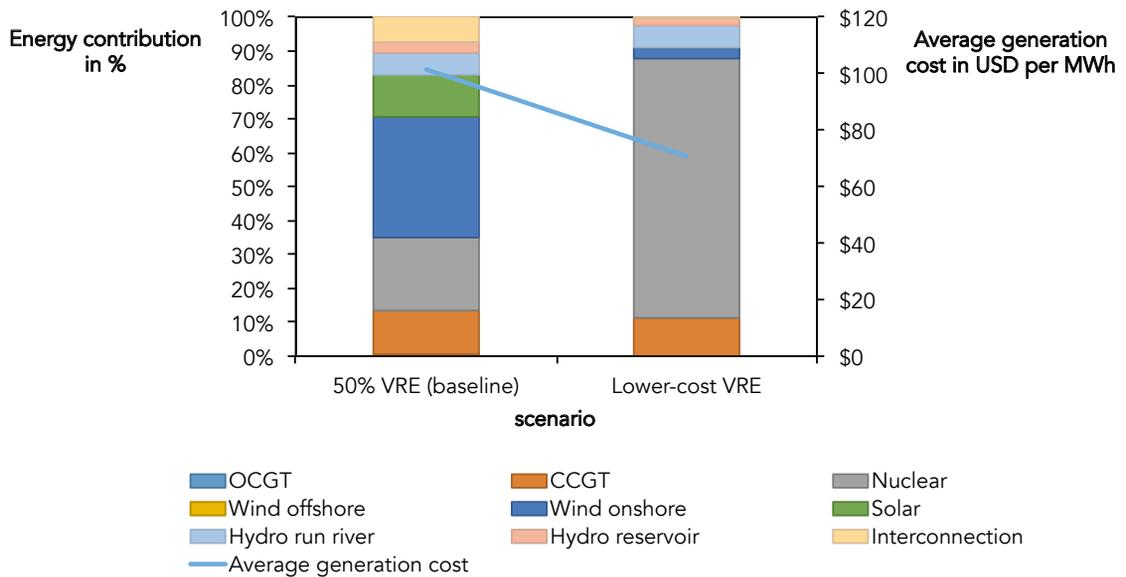
Ces quelques tests parmi la dizaine de tests effectués dans l'exercice du MIT (d'autres concernent les ressources de flexibilité, comme le fait l'exercice de l'ADEME-Artelys) éclairent bien ce que peut enseigner l'usage d'un modèle d'optimisation avec des hypothèses prospectives plus ouvertes. Ils démontrent l'importance du coût élevé des politiques de forçage des ENR-Var quand les autres technologies bas carbone sont autorisées. Ils montrent en particulier les bas coûts d'un scénario à 10 % d'ENR par rapport à un scénario à 80 % d'ENR ; ils montrent aussi l'augmentation rapide de leur surcoût après le dépassement de la part de 50 % d'ENR. C'est ce que l'exercice de Hirth (2015) cherche à cerner plus particulièrement, dans de nombreux cas de figure dont l'absence de mise au ban des autres technologies bas carbone offre des repères encore plus solides.

### 3. Le repérage des parts optimales d'ENR-Var

Pour définir la part optimale des ENR-Var, Lion Hirth se réfère à la valeur économique des MW d'énergie éolienne et d'énergie PV sur



**Figure 6. Comparaison des capacités installées dans les différents scénarios**  
(Source : Sisternes, Sepulveda, 2016)



**Figure 7. Part en énergie des différentes technologies et coût moyen de production dans les deux systèmes avec et sans mise au ban du nucléaire** (Source : Sisternes, Sepulveda, 2016).

le marché, c'est-à-dire les revenus annuels des unités ENR-Var sur les marchés horaires qui doivent permettre de rembourser les coûts annualisés d'investissement des nouveaux équipements d'ENR-Var, mais en soustrayant les coûts de systèmes qui, rappelons-le, s'accroissent au

fur et à mesure du déploiement des ENR-Var. La part optimale se définit comme le niveau à partir duquel les coûts d'investissement des ENR ne peuvent plus être recouverts en totalité.

L'approche utilisée est basée sur le modèle EMMA, un modèle très détaillé d'optimisation

multi-systèmes du marché nord-ouest européen de l'électricité qui inclut donc les interactions entre systèmes. L'optimisation suppose la création du système *ex nihilo* en 2050 avec entrées exogènes de capacité éolienne ou de capacité de PV pour des parts données de production. L'approche cherche à déterminer la part optimale des énergies renouvelables dans le système à partir de nombreux tests successifs sur chacun des très nombreux paramètres de cette optimisation. Les tests sont faits avec des parts croissantes d'ENR-Var pour différents ensembles de données sur les coûts des équipements ENR, ceux des technologies concurrentes, ceux des ressources flexibles, les prix des combustibles, etc. (Pour les données de coût voir le tableau 1). Des tests sont faits sur des variantes de coûts des différentes technologies flexibles pour identifier celles pour lesquelles la valeur économique du MW éolien ou PV augmente le plus (via la décroissance des coûts de système que permet chacune des ressources de flexibilité dans l'optimisation), ce qui se traduit par l'augmentation de la part optimale des ENR-Var<sup>15</sup>. L'approche couvre dans certains tests la concurrence entre les ENR-Var et les autres technologies bas carbone, en supposant que le prix du CO<sub>2</sub> déclenche l'investissement dans les différentes technologies bas carbone (ENR-Var, nucléaire, CSC, biomasse) à travers son effet sur les prix horaires du marché électrique. Quelques tests couvrent aussi l'éventualité où l'optimisation se passerait dans 10-20 ans en tenant compte du parc existant.

### **Même avec mise au ban du nucléaire, les parts optimales d'ENR sont très inférieures à 80-100%**

On précise d'abord ce que sont les résultats sur les parts optimales d'ENR avec entrée imposée d'ENR-var dans deux contextes de

15. Au passage, sur cette question, les résultats montrent que les équipements fossiles de type turbine à combustion dont la montée en puissance est très rapide ou de type CCGT améliorée, supplantent les autres solutions de flexibilité qui sont dans l'ordre, les interconnexions, puis les programmes de gestion de la demande (effacement des industriels), puis les stockages de types divers (Hirth, 2015, p.17-18)

politique nucléaire, puis sur les parts optimales dans des politiques carbone basées sur le seul prix du CO<sub>2</sub>, et enfin sur l'influence de la prise en compte de l'existant sur ce que serait la part optimale à moyen terme. Dans une quatrième sous-section on confirme les conclusions de l'exercice de Hirth sur les parts optimales d'ENR-Var, par les résultats d'un modèle de simulation de long terme du marché par la technique de Systems Dynamics, modèle appliqué sur le cas d'entrée d'ENR-Var par le seul prix du carbone (Petitet, Finon, Janssen, 2016).

#### **3.1 Simulations avec entrée hors marché des ENR-Var**

On considère d'abord des optimisations *ex nihilo* sans prix du carbone dans les deux cas d'environnement politique du nucléaire. La part optimale des ENR-Var est calculée pour différents niveaux de coût des ENR-Var : pour l'éolien jusqu'à 30 % en dessous du coût de référence de 68 €/MWh pris dans l'exercice et pour le PV jusqu'à 60 % en dessous du coût de référence de 180 €/MWh (Hirth, 2015, p.16).

Dans le cas où les technologies bas carbone sont autorisées politiquement, et pour le coût de référence de 68 €/MWh, les calculs montrent que c'est à 15 % que s'établit la part optimale de l'éolien, niveau où s'opère le recouvrement du coût du capital par les revenus sur le marché diminués des coûts de système. Dans un scénario avec le coût le plus bas de 48€/MWh pour l'éolien, la part optimale s'établirait autour de 25 % seulement. Pour l'énergie solaire, la question de la pénétration à des taux élevés est plus complexe. Le MWh de PV n'a une valeur économique que d'environ 75 €/MWh alors que le prix de revient de référence utilisé dans l'exercice est de 180 €/MWh, ce qui conduit à une part optimale nulle. En réduisant ce coût de référence à 70 €/MWh (-60 %), la part optimale du PV resterait très faible au niveau de 2 %. La raison en est la concentration de son profil de production sur peu d'heures de la journée et ses aléas de production très spécifiques qui nécessitent des montées et de baisses en puissance très rapides des équipements de *back up* pour y faire face.

Dans le cas de mise au ban de l'énergie nucléaire et du CSC, la part optimale de l'éolien fait un peu moins que doubler et atteint 45 %

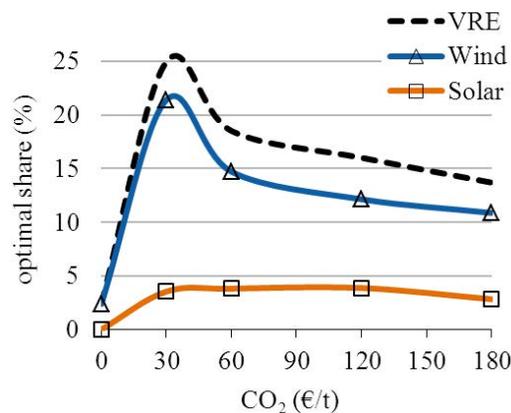
de parts de marché en énergie, avec le coût le plus favorable de l'éolien (48 €/MWh). En outre, la part optimale du solaire peut atteindre 5 % aussi dans l'hypothèse de coût la plus favorable du PV (70€/MWh), de telle sorte que les deux fourniraient près de 50 % avec de tels coûts (Hirth, 2015, p.19-20). On est donc loin des parts de 80-100 % d'ENR résultant d'un forçage à l'aveugle des entrées d'ENR dans l'exercice de l'ADEME-Artelys.

### 3.2 Simulations avec entrées des ENR-Var par le marché et le prix du carbone

Considérons maintenant le résultat d'une succession de tests où le prix du carbone s'établit à des paliers successifs depuis 20 €/tCO<sub>2</sub> jusqu'à 100 €/tCO<sub>2</sub> et au-delà, dans les deux environnements politiques précités.

Sans mise au ban du nucléaire et du CSC, pour les niveaux de prix du carbone successifs, on aboutit à des résultats inattendus. Le développement des ENR en part d'énergie produite croît jusqu'à un prix de 30 €/tCO<sub>2</sub>, où la part totale d'éolien et de PV réunis atteint 25 %. En revanche, au-delà de 30 €/tCO<sub>2</sub>, cette part est plus basse à chaque test avec un prix supérieur, pour se stabiliser vers 15 % pour des prix du CO<sub>2</sub> de 100€/tCO<sub>2</sub> et au-delà. Notons aussi que ces résultats s'obtiennent lorsque les coûts des ENR-Var sont les plus bas pour ne pas les pénaliser (Fig. 8).

L'explication tient à la concurrence qu'exercent sur elles les techniques bas carbone (nucléaire, CSC) qui produisent en base et de façon programmable, et qui, avec des bas coûts variables indépendants du prix du CO<sub>2</sub>, bénéficient de surplus horaires (rentes infra-marginales) de plus en plus importants dans les tests successifs sur le prix du carbone. D'un autre côté, lorsqu'il y a des investissements de capacité ENR tirés par le prix du carbone, ces investissements ont leur valeur réduite par leurs coûts de système venant de leur association étroite avec des investissements en ressources flexibles (ici surtout des turbines à combustion de montée en puissance rapide). C'est donc un couple « unité ENR-thermique flexible » qui doit rivaliser sur le marché avec les technologies bas carbone (nucléaire, CSC), et non une unité ENR-Var seule qui rivaliserait



Précisions : VRE est l'acronyme de Variable Renewable Energy. La courbe en pointillé est celle du total des parts éolien et PV

**Figure 8. Part optimale des ENR-Var de coûts bas pour des prix du CO<sub>2</sub> croissants**

(Source : Hirth, 2015, p.19)

avec ces dernières. C'est la raison pour laquelle ce couple connaît un développement moindre à partir d'un niveau de prix du carbone de 30€/tCO<sub>2</sub> à partir duquel il devient plus coûteux par MWh qu'un équipement bas carbone.

Un second facteur renforce ce phénomène sur le long terme: quand les technologies bas carbone dispatchables atteignent une certaine part de capacité et de production dans le système, une centrale nucléaire ou un équipement CSC sera l'équipement marginal sur le marché horaire pendant un nombre croissant d'heures. Il s'ensuit que le prix horaire qui est aligné sur le coût variable de l'équipement bas carbone marginal indépendant du prix du CO<sub>2</sub> s'établira à un niveau très bas pendant un nombre d'heures de plus en plus important. Ces constats conduisent à deux conclusions en termes d'efficacité sociale. D'un côté les coûts moyens du MWh sont beaucoup plus élevés pour les consommateurs si on force les entrées d'ENR-Var au-delà de la part optimale. De l'autre il s'en suit aussi une augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> de 100 à 200 % selon les tests (Hirth, 2015, p.19-20), dans la mesure où, comme le montrent les résultats du modèle EMMA, on recourt de plus en plus au thermique fossile qui assure la majorité du back-up de l'éolien et du PV.

Avec mise au ban du nucléaire et du CSC, les tests successifs sur des niveaux croissants du prix du carbone montre qu'il y a une croissance asymptotique de la part optimale d'ENR-Var vers 50 % (45 % pour l'éolien et 5 % pour le PV) au-delà de 30-40 €/tCO<sub>2</sub>, mais sans décroissance par la suite. Le niveau asymptotique de part des ENR est bien sûr plus élevé que le maximum de part optimale de 25 % des tests précédents sans mise au ban des technologies bas carbone et pour les coûts des ENR-Var les plus bas. On doit donc souligner avec force que, même s'il y a blocage des autres technologies bas carbone, il y a une limite économique au développement optimal des ENR-Var à grande échelle,

Deux conclusions peuvent être tirées des résultats de ces scénarios où les ENR-Var se développent par les incitations d'un prix du CO<sub>2</sub> plus ou moins élevé. D'une part le « forçage » du développement des ENR-Var vers des niveaux de 80 % ou 100 % en part d'énergie est inefficace socialement, même si le nucléaire est mis au ban, parce que ce niveau dépasse largement celui qui est identifié comme optimal pour tout prix du CO<sub>2</sub>. D'autre part il y a un niveau de prix du carbone au-delà duquel la part optimale des ENR ne croît plus, que ce soit avec ou sans mise au ban du nucléaire et du CSC.

### 3.3 L'influence des actifs existants sur la part optimale d'ENR à 20-30 ans

La définition de la trajectoire idéale d'évolution du mix technologique sous l'effet d'une tarification élevée du carbone devrait tenir compte de la présence des équipements de départ qui rivalisent avec les équipements à créer. Contrairement à l'optimisation *ex nihilo* sur une seule année à long terme, l'optimisation intertemporelle qui part de l'existant ne donne pas les mêmes marges de manœuvre. C'est pourtant elle qui se rapproche le plus de la réalité des décisions des agents qui devront se référer aux gains nets par les revenus des marchés horaires qu'ils tireront des équipements en place qui peuvent techniquement durer d'un côté et à ceux qu'ils anticiperont pour les nouveaux équipements (dont les ENR-Var) qui doivent recouvrer leur coûts fixes de capital. Or les premiers n'ont à concourir qu'avec leur

OPEX (coûts d'exploitation) avec les entrants ENR qui concourent avec leurs CAPEX (coûts d'investissement), à travers les revenus qu'ils peuvent tirer des prix variables de marchés horaires. Il s'ensuit que la part optimale de l'éolien et du PV est plus basse dans un système partant de l'existant et optimisé sur le moyen terme (15-20 ans) que dans un système créé *ex nihilo* à long terme. Dans une perspective de moyen terme, un prix du CO<sub>2</sub> mis d'emblée à 100 €/ tCO<sub>2</sub> conduit à une part optimale des ENR-Var beaucoup moins grande, parce que le mix de capacité a moins de potentialité de redéfinition que dans une optimisation *ex-nihilo*. Dit autrement, l'existence d'équipements de départ influence l'évolution de la structure du parc à moyen terme (15-20 ans) qui, elle-même, influence l'évolution du parc entre 20 et 40 ans.

### Une optimisation partant du parc existant conduit forcément à une part moindre d' ENR

L'exercice de Hirth (2015, p.21) apporte un éclairage intéressant sur la question. Il procède ainsi à des tests qui tiennent compte des équipements existants comme si on parachutait à moyen terme une part donnée d'ENR-Var. Les résultats de tests successifs avec des parts croissantes d'ENR montrent que la part optimale d'éolien dans un système avec des capacités existantes n'est que de 7 %, au lieu de 15 % dans une optimisation *ex nihilo* pour le coût de référence de l'éolien. Les coûts pour les consommateurs en sont favorablement influencés parce que le coût d'ensemble est réduit de 30 % par rapport au système créé de rien.

On peut certes regretter que les marges de manœuvre dans une optimisation prenant en compte l'existant soient réduites par rapport à une optimisation qui recrée un système *ex nihilo*. Mais on s'éloigne d'une logique de maximisation de l'efficacité sociale, comme le montrent ces résultats. Il apparaît donc clairement qu'il faudrait prendre en compte l'existant pour définir la part optimale des ENR-Var ou plus généralement de toutes les techniques bas carbone (ENR, nucléaire, CSC).

### 3.4 Une confirmation de la fragilité de la valeur économique des ENR-Var par une simulation en System Dynamics

On retrouve les mêmes enseignements sur la valeur économique de long terme des ENR-Var en fonction de la pénétration des ENR-Var et du contexte de politique nucléaire dans un exercice basé sur la simulation des marchés électriques et des décisions des investisseurs par une modélisation en « Dynamique de Systèmes » (Petitet, Finon, Janssen, 2016) (voir l'encadré sur la méthode). On n'y considère qu'une seule politique climatique fondée sur le seul prix du carbone et on ignore celle basée sur le développement des ENR hors marché. Toutefois par rapport aux tests du modèle EMMA par Hirth (2015), les simulations effectuées par le modèle SIDES sur des marchés à pas horaires sur 20 ans ne prennent pas en compte les questions de coûts de système associées à la variabilité des ENR-Var (ici le seul éolien terrestre).

Les tests du modèle SIDES se font sur un système où peuvent se développer cinq technologies (thermique charbon, CCGT-gaz, turbine à combustion, éolien et nucléaire) (voir les données dans le tableau 1). Le modèle simule donc le marché électrique chacune des

8760 heures des vingt années de l'optimisation avec des rétroactions entre les décisions d'investissement en  $t$  et les prix après la mise en service de l'équipement sur les années postérieures  $t+n$ . Les entrées des capacités éoliennes se font dans un système existant au départ qui a été défini de façon optimale dans deux cas, l'un sans nucléaire, l'autre avec nucléaire. La représentation des anticipations dans le comportement des investisseurs se fait sous hypothèse de myopie en prenant les prix horaires de l'année de la décision pour chaque année du cycle de vie de l'équipement dans le calcul de la valeur actuelle nette (VAN). Les décisions de créer des MW d'éolien sont déclenchées par la croissance des rentes infra marginales due au prix du carbone pendant les heures de production aléatoires de l'éolien. Par rétroaction, on retrouve l'effet des baisses des prix horaires au fur et à mesure de l'entrée de l'éolien, qui à un stade donné va voir son développement se ralentir totalement.

La base de la réflexion repose sur des tests faits sur une taxe carbone constante sur les 20 ans mais croissant par pas de 10€/t d'un test à l'autre, ce qui permet d'envoyer un signal clair aux investisseurs. Pour simplifier l'interprétation des résultats des tests, on ne suppose

---

## Les modèles de dynamique de systèmes appliqués au secteur électrique

La modélisation en System Dynamics (SD) est une technique de modélisation mise au point par Jay Forrester (1961) qui a été rendue célèbre par son utilisation dans le fameux rapport « Limits to growth » du Club de Rome de 1970. Elle est appliquée depuis quinze ans dans le secteur électrique pour étudier différentes questions dans différents contextes d'incertitudes sur la croissance, les coûts des technologies, les prix des combustibles, la demande horaire en pointe et maintenant les aléas de production ENR-Var. Les questions étudiées dans le secteur électrique ont porté sur les cycles de prix moyens annuels relatifs aux difficultés d'ajuster l'offre à la demande croissant de façon fluctuante, l'effet des mécanismes de capacité sur le marché et sur les décisions d'équipement en unités de pointe, l'interaction entre deux systèmes avec des market designs différents, etc.

Un modèle en SD n'est pas un modèle d'optimisation d'un système électrique à base de programme d'optimisation linéaire ou non linéaire, avec des comportements de rationalité parfaite, bien que ce soit un esprit voisin. Il se base sur des représentations plus réalistes des comportements et des choix temporels en explicitant les interactions non-linéaires dans ces systèmes complexes, les comportements de décision en rationalité limitée, les rétroactions entre décisions d'investir, décisions opérationnelles et formation des prix sur des marchés à pas horaire. Il ne s'en dégage pas un optimum, mais la méthode permet d'étudier différentes options de politiques sur plusieurs scénarios du champ des possibles afin d'en estimer leurs coûts et avantages respectifs.

---

**Tableau 2**

**Capacité éolienne en t+20 pour différents prix du carbone dans trois scénarios politiques (en GW)**

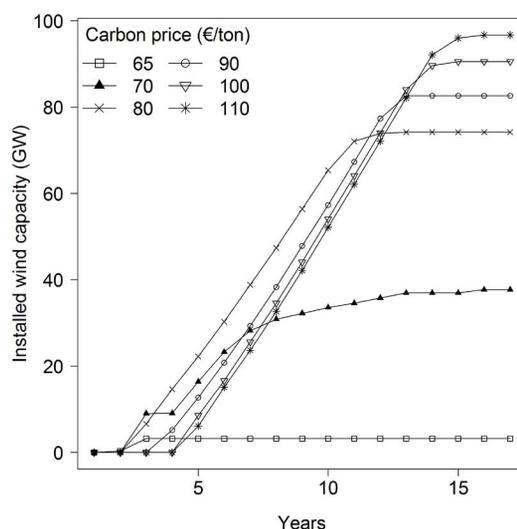
Source: Petitet, Finon, Janssen (2016), Table 6

Prix du carbone (€/CO <sub>2</sub> )	65	70	80	90	100	110	150	200	250	300
Cas sans nucléaire	3.2	37.7	74.2	82.6	90.5	96.7	119	140	159	175
Cas avec nucléaire existant et moratoire sur inv. nucléaire	0	0	0	0	0	0	4.9	14.4	21.2	26.8
Cas avec nucléaire existant et sans moratoire sur inv. nucléaire (pour 2900 et 5000 €/kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

aucune variation des prix des combustibles de départ sur les 20 ans. Des tests sont faits sur trois types de situations concernant le nucléaire : des situations sans aucun nucléaire ; des situations avec le nucléaire existant mais avec un moratoire sur de nouveaux investissements qui pourraient être déclenchés par le prix du CO<sub>2</sub> ; et des situations où en plus du nucléaire existant, des nouveaux équipements nucléaires peuvent être créés. On cherche aussi à identifier l'effet de coûts très élevés de nucléaire (5000 €/kW) au lieu d'un coût de référence plutôt optimiste (2900 €/W) dans cette situation (Tableau 2).

• *Enseignements des scénarios avec mise au ban du nucléaire*

L'éolien « ne sort pas » avant que les prix du carbone atteigne 65 €/tCO<sub>2</sub>, du fait de l'existence du parc existant (Voir tableau 2). Ensuite pour chaque incrément de 10€/tCO<sub>2</sub>, le développement de l'éolien sur les vingt années n'est rapide que jusqu'à 80€/tCO<sub>2</sub> après lequel il ralentit : +37,7 GW lors du passage de 60 à 70€/tCO<sub>2</sub> ; +36,5 GW avec le passage de 70 à 80€/tCO<sub>2</sub> ; mais ensuite seulement +8 GW en moyenne par incrément de 10 €/t entre 80 et 110 €/tCO<sub>2</sub> où l'on atteint alors 96,7 GW d'éolien. Au-delà, chaque incrément de 10 € de la taxe carbone ne provoque qu'une augmentation très limitée de 0,4 à 0,5 GW, lorsque la taxe monte de 110 à 250 €/tCO<sub>2</sub> par saut de 10€ dans les tests successifs. Il est donc très important de souligner la saturation rapide des effets de développement des capacités éoliennes par la croissance de la taxe carbone



**Figure 9. Capacité éolienne installée sur les 20 ans pour chaque prix du carbone**  
(Source : Petitet et al., 2016, figure 4)

que révèlent les simulations successives sur des prix du carbone croissant par pas de 10€/tCO<sub>2</sub>. On voit très bien cet effet de saturation sur la figure 9 suivante.

On voit aussi l'importance des capacités conventionnelles à maintenir pour garantir la fourniture en toute situation dans le tableau 3. À 110 €/tCO<sub>2</sub> alors que la capacité éolienne atteindrait 159 GW, elle devrait être complétée par une capacité conventionnelle de 76,5 GW, afin de satisfaire la même demande de départ. Celle-ci n'exigerait que 88,5 GW de technologies conventionnelles (voir tableau 3). La part de la production d'énergie éolienne dans le total

Tableau 3

## Mix technologique en t+20 pour différents prix du carbone

Source: Petitot, Finon, Janssen (2016), Table 4

Prix du carbone (€ /tCO <sub>2</sub> )	CCGT (GW)	Charbon (GW)	TAC (GW)	Total capacité Thermique (GW)	Eolien (GW) (% de la capacité totale)
60	19.7	57.8	11.0	88.5	0 (0%)
65	21.1	57.8	9.8	88.7	3.2 (3,5%)
110	53.8	20.3	2.5	76.5	96.7 (55,8%)

d'énergie est alors de 38,6 % alors que la part de la capacité éolienne est de 55,8 %.

Par ailleurs l'absence de développement de l'éolien sur une base économique avant le prix de 65-70 €/tCO<sub>2</sub> révèle la prégnance des actifs existants au départ sur les décisions des investisseurs en éolien. Ces résultats sont la confirmation du déterminisme de la prise en compte du parc existant sur les résultats de la simulation à horizon de 20 ans, ce qui contredit le résultat des optimisations de système créé *ex nihilo* à horizon de 25-35ans. La prégnance économique des actifs existants sur les choix futurs est d'ailleurs sans doute bien plus forte dans des situations où le système de départ optimisé inclut du nucléaire en place. C'est ce que confirment les tests avec nucléaire.

• Enseignements des scénarios  
avec option nucléaire

Les résultats des tests avec l'une et l'autre option avec et sans moratoire confirment deux faits mis à jour par les résultats de l'exercice de Hirth (2015).

D'une part l'effet de dissuasion de l'existence au départ d'équipements bas carbone sur le développement possible de l'éolien sur une base économique est massif. Il disqualifie le volontarisme à tout prix de la promotion des ENR-Var à grande échelle dans les deux ou trois prochaines décennies. Il faut d'ailleurs un moratoire sur tout investissement nucléaire ultérieur pour que des capacités éoliennes sur des bases économiques, mais, comme on le voit dans le tableau 2, il faut attendre que le prix du carbone atteigne des niveaux très élevés de 150-200 €/tCO<sub>2</sub> pour déclencher des

investissements significatifs en capacité éolienne. De plus l'augmentation de ce développement se fait à un rythme bien moins rapide en relation avec le rythme de croissance du prix du carbone que dans les scénarios où le nucléaire est proscrit (passage de 14,4 GW avec 200 €/tCO<sub>2</sub> à 26,8 GW avec 300 €/tCO<sub>2</sub>). Les équipements nucléaires existants bénéficient non seulement de l'avantage de concurrencer les investisseurs en éolien par leurs seuls OPEX, mais ces OPEX sont bas et insensibles au prix du carbone.

D'autre part les résultats confirment que, pour qu'il y ait un déploiement de capacités ENR-Var sur des bases économiques, il ne faut pas qu'elles soient en concurrence à l'investissement avec des équipements d'autres technologies bas carbone dispatchables, comme l'est le nucléaire. Même avec un niveau de coût de 5000 €/kW, les résultats du modèle SIDES révèlent une appétence nulle des développeurs à investir dans des capacités éoliennes. Le prix de revient de 78 €/MWh de celles-ci n'est pas en jeu car un test avec un prix de revient 20 % moins élevé ne change rien. Dit autrement, le nucléaire, même très cher à 5000 €/kW, s'avèrerait plus efficace socialement que l'option tout ENR, en étant développé à côté d'une part modérée d'ENR-Var qu'on tirerait dans le système par souci de compromis politique. Le CSC pourrait aussi présenter un avantage similaire si le nucléaire était mis au ban à condition que le développement technologique des différentes filières de captage du carbone soit mené avec le même volontarisme technologique que le nucléaire civil dans les décennies d'après-guerre dans les pays de l'OCDE.

### 3. Conclusion

Toute politique univoque de décarbonation qui est centrée sur la réalisation d'une part très importante de production ENR-Var dans la production d'énergie électrique présente d'importantes failles économiques. Basée sur des dispositifs hors marché qui garantissent des revenus de long terme aux entrants en ENR-Var, elle contourne toutes les incitations pouvant venir d'une tarification robuste du carbone, et elle évite toutes les forces de rappel possibles qu'offrent le marché par l'ajustement des prix pour contrôler les quantités développées de chaque technologie au-delà de leur part optimale. Le problème se complique avec la variabilité des productions ENR parce que leur régime de fonctionnement a trois effets économiques négatifs : la corrélation de leurs productions fatales réduit leurs revenus sur les marchés horaires et donc leur valeur économique par rapport à des techniques programmables ; à long terme, l'introduction croissante de ces capacités ENR-Var réduit un peu plus cette valeur économique, jusqu'à ce que la valeur du MW marginal s'annule ; les coûts de systèmes qu'ils engendrent et qui croissent de façon non linéaire y contribuent aussi.

Les modèles qui testent les effets des entrées exogènes d'ENR-Var et explorent l'adaptation du système résiduel n'intègrent aucunement cette problématique de la valeur économique des ENR-Var et de la recherche d'une part optimale d'ENR. Ils occultent de facto toutes les questions d'efficacité économique et sociale des politiques qu'ils testent pour se centrer sur les nouveaux aspects d'exploitation des systèmes avec large parts d'ENR-Var. Ils ignorent la différence de coûts pour les consommateurs avec un système où les entrées des ENR seraient déterminées économiquement par le prix du carbone jusqu'à un optimum de part d'ENR-Var. Ils ignorent qu'il existe un niveau de prix du carbone au-delà duquel la part optimale des ENR ne croît plus, que ce soit avec ou sans mise au ban du nucléaire et du CSC. Ils ignorent que le dépassement de la part optimale d'ENR se traduit par des émissions de carbone plus élevées. Ils occultent totalement la

question du cheminement vers la cible d'ENR-Var à atteindre en oubliant les avantages économiques des actifs de production existant à long cycle de vie, ce qui les conduit à ignorer aussi les coûts de la transition pour les productions existantes.

Un dernier élément lourd de conséquences : de tels modèles étudient le plus souvent des choix refermés qui ignorent les autres technologies bas carbone qui ne sont pas « demandeuses » en ressources de flexibilité. De ce fait, ils ignorent le coût d'opportunité massif qu'entraîne cette mise au ban car elle éloigne significativement du mix optimal où la part des ENR-Var ne se situe qu'à 15 %, au lieu de 50 % pour des prix élevés et robustes du carbone, ce qui ne manque pas d'entraîner des coûts moyens de production du MWh électrique beaucoup plus élevés. Ne pas prendre en compte dans un exercice de prospective des situations où il n'y aurait pas de telles contraintes politiques est une façon de voiler une majeure partie du coût des politiques volontaristes et les effets sur les coûts totaux pour l'économie et la société.

Pour le modélisateur de politique tout ENR, (et quoiqu'il s'en défendrait comme le font les experts de l'ADEME), la politique du « tout-ENR » qu'il étudie pour regarder uniquement sa faisabilité du côté du système résiduel, serait au fond un fait divin imposé du ciel, et non un choix politique dont il semblerait raisonnable de débattre en regardant les coûts pour l'économie et la société par rapport à d'autres options. Il est sans doute utile de repérer ce qui peut être développé en ressources flexibles pour adosser les productions ENR-Var massives afin de garantir une fourniture sécurisée dans une politique tout-ENR, comme le font l'exercice ADEME-Artelys et bien d'autres exercices en Europe. On est vraiment content d'apprendre qu'on pourra continuer d'être approvisionné en électricité de façon sécurisée sans payer des sommes extravagantes. Mais ne faut-il pas raison garder et ne pas dévoyer l'usage des modèles d'optimisation des choix d'investissements et des politiques Energie-Climat afin que le débat politique puisse se nourrir de questions pertinentes et de réponses non biaisées par les non-dits. ■

## ANNEXE

Typologie des modèles avec développement hors marché  
des ENR à apports variables

Les modèles d'optimisation peuvent être vus à la fois comme une simulation des choix optimaux d'investissement d'un planificateur et une simulation de ce que donnerait un marché de concurrence pure et parfaite avec anticipation parfaite des opérateurs sur les prix et leurs revenus horaires pour leurs décisions décentralisées. Dans ce cas, les agents anticipent la valeur (probabilisée) des paramètres de prix des combustibles, du carbone et des coûts futurs des technologies. La majorité des modèles traite uniquement du système résiduel après entrées exogènes des ENR variables, mais sans incertitude sur la réalisation des entrées des capacités ENR et la part de leur production dans la consommation totale. La focalisation se fait alors sur les ressources de flexibilité. Un certain nombre cherche à optimiser en même temps le mix technologique entre les ENR-Var selon leurs coûts et leurs contraintes. Beaucoup n'optimisent que sur une seule année car la variabilité des ENR impose de représenter avec beaucoup de détails les technologies, les profils d'aléas de production des ENR-Var, et d'inclure des contraintes dynamiques, c'est-à-dire les caractéristiques de gestion des équipements.

- *L'optimisation du système avec entrées exogènes d'une capacité ENR variables.*

Dans leur représentation du système résiduel, ils insistent sur les détails des caractères de rigidité des différentes technologies classiques, et intègrent de nouvelles ressources de flexibilité que proposent les technologies de stockage, programmes de gestion de la demande, et possibilités d'échange de produits de flexibilité avec les marchés voisins pour tester le potentiel des adaptations des systèmes d'alimentation et le meilleur moyen de le faire dans une large part de ENR-Var scénarios. Ces exercices incluent les questions de localisation et donc les problèmes posés par la congestion des lignes de transport qui sont solvables par la possibilité d'investir dans de nouvelles

lignes. Comme ils raisonnent déjà avec une part donnée d'ENR à atteindre, ces exercices incluent aussi des contraintes politiques sur les autres technologies.

Les modélisateurs se concentrent sur l'optimisation du nouveau système résiduel créé de rien sur une année de long terme (2030 ou 2050) incluant les ressources de flexibilité nécessaire autour d'un système avec X % de la production RES<sup>16</sup>. Il est le sens des exercices développés en France par Artelys pour l'ADEME (ADEME, 2015 ; Dubilly et al., 2015), en Allemagne avec le modèle PERSEUS développé par le KIT (Karlsruhe) dans lesquels les autres technologies bas carbone sont mises au ban du mix technologique. Par contre d'autres exercices de modélisation avec optimisation sur horizon lointain sont beaucoup plus ouverts. On citera le modèle européen EMMA du Postdam Institute PIK utilisé par Hirth (2013, 2014, 2015) et par le modèle GenX du MIT pour un exercice effectué pour l'AEN-OCDE en 2016 (Sepulveda, De Sisternes, Jenkins, 2016). Très peu procèdent donc à une optimisation inter-temporelle.

Pour être juste, il faut mentionner un exercice basé sur un modèle d'optimisation inter-temporelle, celui du CMA de l'Ecole des Mines qui est une extension d'un modèle de la famille de TIMES-Markal (Krakowski et al. 2015a ; Krakowski et al. 2015b). On ne détaillera pas cet exercice faute de place, mais il présente une

---

16. Les modélisateurs ont aussi le choix entre différentes techniques de programmation, dont la plupart sont linéaires (telles que les techniques en *unit commitment with operational constraints and lumpy investments* ; *linearised operational constraints and discrete investments (variante avec investissement continu)*, *linear programming with no operational constraints* (comme le modèle Times-Markal)), et certaines plus complexes qui permettent de prendre en compte les non linéarités de certains coûts et le caractère stochastique de nombreux paramètres. L'idée est choisir la méthode de programmation linéaire qui simplifie de façon la plus opportune tout en gardant une bonne pertinence. Il y a aussi des choix à faire sur la finesse de la granularité temporelle pour représenter les aléas des productions des ENR-Var.

plus grande pertinence économique que l'exercice ADEME-Artelys, d'abord par la précision de sa formalisation du système électrique et de ses besoins d'équilibrage soumis à l'entrée de grandes capacités d'ENR-Var, ensuite par les interactions entre les décisions d'une année, les choix d'exploitation des années ultérieures et leur rétroaction sur les prix de marché futurs, et aussi par l'ouverture des scénarios testés. L'exercice ne se confine pas à une étude limitée à un système ENR parachuté du ciel avec peu de marges de manœuvre pour l'ensemble du système électrique. De plus il met en évidence l'importance de prendre en compte le parc existant dans les rythmes de croissance possibles des capacités EN-Var. On notera toutefois trois limitations.

1. Les entrées d'ENR-Var sont exogènes en suivant un rythme calqué sur celui des scénarios officiels du DNTE (débat national sur la transition énergétique).
2. Comme il optimise de façon intertemporelle sur une dizaine de périodes de 2-3 ans d'ici 2050, la granularité temporelle sur l'année, les saisons, les semaines et les jours est réduite par rapport aux modèles représentant des marchés à pas horaire comme celui d'ADEME-Artelys, GenX et EMMA de Hirth (2015). Ceci joue sur la valorisation des ressources de flexibilité, faute de représenter toutes les contraintes opérationnelles horaires.
3. Les utilisateurs du modèle n'ont pas cherché à prendre suffisamment de distance par rapport à la politique de transition énergétique dont l'objectif principal est de faire une large place aux ENR à 2030, puis 2050, et pour ce faire de limiter la place des réacteurs renouvelés et d'évacuer tout investissement dans du nouveau nucléaire, sans parler des potentialités qu'ouvrirait le CSC si le nucléaire est mis au ban.

- *L'équilibre de long terme après parachutage d'une capacité donnée d'ENR-Var dans un système existant*

Un groupe de modèles se concentre sur la comparaison de l'optimum de long terme

de la capacité thermique avec et sans ENR-VAR. Leur principal résultat est que la capacité thermique est légèrement réduite, mais l'introduction des ENR-Var à grande échelle conduit à une part beaucoup plus importante pour les technologies de mi-base et de pointe par rapport aux technologies de base (Nagl et al., 2011, Lamont 2012, Green et Vassilakos, 2011; Bushnell, 2010). Dans la même veine, un exercice récent de Green et Léautier (2015) examine l'adaptation de la flotte résiduelle d'équipements, y compris les centrales nucléaires, au parachutage de quantités différentes d'ENR dans le système britannique. Une autre approche par Hirth et Ueckerd (2013) consiste dans une première étape à définir un système optimal sans ENR-Var, puis dans une seconde étape, d'observer les effets d'un parachutage de ENR-Var qui satisfait 30 % de la consommation totale dans le système optimisé auparavant. Ici le point de départ est un système optimal et le point final est un système dé-optimisé, qui n'est donc pas ré-optimisé. Les auteurs évaluent en particulier les revenus et les pertes des producteurs existants (qui correspondent à des coûts échoués).

- *Modéliser le sentier de transition par étape vers un équilibre de long terme à part exogène de ENR-Var*

Certains exercices de modélisation (Nicolosi et Furch, 2008; MacCormack et al. 2010; Nicolosi, 2012; Farber *et al.* 2012; Short et al. 2011), se focalisent sur les effets de la baisse des prix de gros résultant de l'entrée hors marché des producteurs ENR. Ces auteurs considèrent que les effets d'ordre de mérite ne sont que des effets transitoires qui disparaîtraient assez rapidement en fonction de la ré-optimisation du système. Mais ils optimisent en statique. Pour eux, il y a une adaptation directe « *since any long term equilibrium require capacities costs to be recovered* ». Mais ils optimisent en statique à différentes dates et ne montrent pas comment le marché va restaurer un signal de prix à long terme, et comment le système pourrait se placer sur la trajectoire de long terme, du mix optimal.

## Références

- Ademe (2015). *Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations. 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](http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/rapport_final.pdf)
- Ademe (2016a). *Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations. Synthèse technique et synthèse de l'évaluation macroéconomique*  
<http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/mix100-enre-synthese-technique-macro-economique-8892.pdf>
- Bushnell J. (2010). "Building Blocks: Investment in Renewable and Non-Renewable Technologies", in: B. Moselle, J Padilla et R. Schmalensee: *Harnessing Renewable Energy in Electric Power Systems: Theory, Practice, Policy*, Washington.
- Cometto M. et Keppler J. (2012). *Nuclear energy and renewable : system effects in low carbon electricity systems*. OECD-NEA report n°7056,
- Dubilly A. (ADEME), Chiche A. (Artelys) et alii (2015). Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et Optimisation, *Revue de l'énergie*. n°628. Novembre-Décembre, p. 446-455.
- Finon D. et Salaun F. (2015). « Le marché européen et les politiques Climat-Énergie, deux objectifs irréconciliables. *Revue de l'Énergie* 620, p.190-207
- Green, R. et Vasilakos N. (2011). "The long-term impact of wind power on electricity prices and generation capacity", *University of Birmingham Economics Discussion Paper* 11-09.
- Green R. et Léautier T.O. (2015). *Do costs fall faster than revenues? Dynamics of renewables entry into electricity markets*. TSE Working Paper n°591, Juillet 2015.
- Hirth, Lion (2016): The Optimal Share of Variable Renewables, *The Energy Journal* 36(1), p.127-162.
- Hirth Lion (2015). *The Optimal Share of Variable Renewables How the Variability of Wind and Solar Power Affects their Welfare- Optimal Deployment*. NEON Working Paper. Downloaded from <http://www.neon-energie.de/Hirth-2015-Optimal-Share-Variable-Renewables-Wind-Solar-Power-Welfare.pdf>
- Hirth, L. et Ueckerdt F. (2013). Redistribution Effects of Energy and Climate Policy, *Energy Policy* 62, p.934-947.
- Hirth, Lion (2013). The Market Value of Variable Renewables, *Energy Economics* 38, p. 218-236.
- IEA (2014). *The Power of Transformation*. Paris : OECD/IEA Publications.
- Joskow, P. (2011). "Comparing the Costs of intermittent and dispatchable electricity generation technologies", *American Economic Review Papers and Proceedings* 100(3), p.238-241.
- Krakovski V., Assoumou E., Mazuaric V., Maïzi N. (2016). Feasible path toward 40-100% renewable energy shares for power supply in France by 2050: A prospective analysis. *Applied Energy* 171, 501-522
- Krakovski V., Assoumou E., Maïzi, (2015) Enjeux d'une transition vers une production d'électricité 100 % renouvelable en France. *Revue de l'Énergie*, n° 626 (Juillet-Août 2016) 84-97
- Lamont, A. (2008). "Assessing the Long-Term System Value of Intermittent Electric Generation Technologies", *Energy Economics* 30(3), 1208-1231.
- Lamont A. (2012). "Assessing the Economic Value and Optimal Structure of Large-scale Energy Storage", *IEEE Transaction on Power Systems* 28(2),
- MacCormack J., Hollis A., Zarejpour H. et Rosehart W. (2010). "The large-scale integration of wind generation: Impacts on price, reliability and dispatchable conventional suppliers", *Energy Policy* 38(7), 3837-3846.
- Nagl S., Fürsch M., Lindenberg D. (2012). "The costs of electricity systems with a high share of fluctuating renewables – a stochastic investment and dispatch optimization model for Europe", *EWI Working Paper* 01/2012.
- Nicolosi M., Fürsch M. (2009). "The impact of an increasing share of RES-E on the conventional power market—the example of Germany". *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 33, 246-254.
- Nicolosi, M. (2012). *The Economics of Renewable Electricity Market Integration. An Empirical and Model-Based Analysis of Regulatory Frameworks and their Impacts on the Power Market*, Ph.D. thesis, Universität zu Köln.
- Petitot M., Finon D., Janssen T. (2016). "Carbon price instead of support schemes: wind power investments by the electricity market", *The Energy Journal* 7 (4)
- Sensfuss, F., Ragwitz, M., Genoese, M. (2008). "The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany". *Energy Policy* 36, 3086-3094. doi:10.1016/j.enpol.2008.03.035
- 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.
- 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