

L'évaluation des politiques de transition électrique à base d'EnR par des modèles complexes

Manuel Villavicencio*, Dominique Finon*

@ 42184

Pour évaluer de façon appropriée les politiques de transition énergétique à l'horizon 2050 basées sur le développement des renouvelables dans le secteur électrique, on utilise un modèle détaillé du système électrique. Le modèle permet d'éclairer les effets attendus et inattendus des interactions complexes entre une intervention politique ciblant le développement des technologies EnR à grande échelle, une contrainte CO₂ pour contrôler les effets environnementaux de la politique EnR, et le recours possible aux nouvelles sources de flexibilité (stockages électriques, pilotage de la demande) pour baisser le coût de l'objectif de part d'EnR élevée. La modélisation complexe mise en oeuvre fait apparaître le niveau modeste des parts d'EnR à apports variables (EnRv) dans le mix optimal sous simple contrainte carbone. De même les différences de coût-efficacité des politiques priorisant le développement des EnR montrent les dérives de coût des politiques à 80 % d'EnR, et leur mauvaise performance environnementale. Le recours au stockage améliore un peu l'économie des EnRv dans le système, mais peut conduire dans certains cas à des émissions plus importantes.

1. Introduction

Au cours des dix dernières années, beaucoup de pays européens, engagés dans des politiques climat-énergie telles que prescrites par l'Union européenne, ont priorisé la promotion des EnR par rapport à la réduction des émissions de carbone. La préoccupation de réduction des émissions de CO₂ existe sans doute, mais, comme la politique climat peine à se traduire dans la mise en œuvre de moyens directs

efficaces (plafond d'émissions avec système de permis, taxes), dans la pratique, elle n'apparaît plus prioritaire puisqu'on ne cherche aucunement à réformer ces instruments existants pour qu'ils deviennent efficaces. Ceci justifie dans le secteur électrique l'affichage de politiques de développement des EnR très ambitieuses : par exemple 80-100 % de parts de production en 2050, en passant par un niveau de 50 % en 2030-2035, comme on en discute en Allemagne, et parfois en France.

L'objectif de promotion des EnR est renforcé par le fait qu'il répond à d'autres finalités concrètes (création d'emplois, renforcement du tissu industriel), ou morales et culturelles (aspiration à l'autonomie énergétique et à la décentralisation, mais aussi... endiguement de la production nucléaire, voire son abandon,

* Université Paris-Dauphine (cf. biographies p. 79-80).
Le travail de recherche a bénéficié du support de la Chaire European Electricity Markets (CEEM) de l'Université Paris-Dauphine placée sous l'égide de la Fondation Paris-Dauphine avec le soutien des sociétés RTE, EDF, EPEX Spot et CELEST. Les opinions exprimées dans ce travail de recherche n'engagent que leurs auteurs et non les partenaires de la CEEM.

L'évaluation des politiques de transition électrique à base d'EnR par des modèles complexes

à cause de ses risques technologiques perçus comme trop importants). Lorsque l'option nucléaire n'est pas fermée comme ce pourra être le cas en France dans le futur, l'objectif de développement des EnR à 80-100 % ne répond pas à une nécessité claire, contrairement à l'Allemagne où le nucléaire est définitivement banni à partir de 2022. Aussi peut-on s'interroger sur l'efficacité économique et l'efficacité environnementale des politiques EnR ayant pour cible des niveaux élevés de 50 à 80 % si on a le choix entre plusieurs technologies bas carbone de profils de coût et de production très différents.

La poursuite de cet objectif par l'usage de dispositifs de soutien garantissant les revenus de long terme des investisseurs en EnR à apports variables (EnRv) a forcément un coût qui est celui de la dé-optimisation du mix électrique par rapport à un optimum de second rang qui résulterait du jeu d'un marché complet ou de l'optimisation d'un planificateur (équivalents en théorie) sous la seule contrainte d'émissions totales de carbone. Ce coût d'ensemble devrait croître en fonction du niveau de la cible de parts d'EnR visée à l'horizon 2030 ou 2050, sans pour autant permettre au système de pouvoir atteindre une performance environnementale suffisante. En effet, en raison du besoin croissant d'équipements fossiles venant en *back-up* des productions EnR à apports variables, la fixation de l'objectif-cible en EnR à un niveau très élevé (qu'on appellera par la suite obligation EnR) devrait se traduire par un moindre effet de limitation des émissions de CO₂ de cette politique. Ceci invite à s'interroger aussi sur la convergence de la politique de promotion des EnR à grande échelle avec celui de la limitation des émissions totales. La seule issue pour qu'il en soit ainsi à coup sûr est de recourir à une contrainte carbone (formulée en termes de plafond d'émissions totales ou de norme d'émissions unitaires par MWh) qui soit propre au secteur électrique pour corriger les éventuelles divergences, dans un renversement pragmatique de la perspective d'ensemble. Combiner une obligation EnR et une contrainte carbone conduira par définition à des optimums de troisième rang dont

les résultats seront forcément à distance de l'optimum de second rang résultant de la seule imposition d'une contrainte carbone.

En matière de politiques climat-énergie, ajouter un instrument promouvant les technologies électriques dans le but de réduire le montant d'émissions totales conduit nécessairement à une inefficacité économique, car il tourne le dos au principe d'équimarginalité entre les différentes options bas carbone. Or la plupart des études d'évaluation des politiques climat-énergie dans le secteur électrique se concentrent sur la faisabilité d'un ou plusieurs objectifs de moyens définis en termes des parts de renouvelables (EnR) ou d'efficacité énergétique, à côté de l'objectif premier de réduction des émissions de CO₂. Mais elles ne s'interrogent nullement sur la rationalité économique de s'imposer de tels objectifs et sur leur efficacité dans la limitation des émissions totales. Quand un objectif de moyen, ici la promotion des EnR, devient un objectif en soi pour les raisons politiques évoquées, il convient alors de centrer l'approche économique sur la recherche du bon calibrage des politiques et des moyens incitatifs pour que leur combinaison soit la plus efficace en termes de performance environnementale et la moins éloignée de l'optimum de second rang.

Le développement forcé des EnR à apports variables dans le but d'endiguer le développement du nucléaire tout en contribuant à la limitation des émissions de CO₂ introduit de la complexité dans le système électrique qui ne peut se traiter par des simplifications habituelles comme l'usage des prix de revient moyens du MWh par chaque technologie. Les unités EnRv offrent un produit et des services totalement différents de ceux des unités dispatchables et pouvant produire avec un facteur de charge élevé. Il s'ensuit que les valeurs économiques des productions d'un MW d'une unité EnRv et d'une unité conventionnelle pilotable sont radicalement différentes. Il s'ensuit que, pour évaluer de façon appropriée les politiques de transition énergétique à l'horizon 2050 dans le secteur électrique, qui intègrent des EnR, on doit utiliser un modèle détaillé du

système électrique, seul à même de saisir la complexité introduite par le développement à grande échelle des EnR à apports variables (EnRv) et qui justifie le recours à de nouvelles sources de flexibilité destinées à améliorer l'intégration économique des EnR.

Comme le soulignent judicieusement D'Haeseleer et al. [2017], si on ne prend pas en compte la complexité du système, « les politiques qui sont définies pourront avoir des effets inattendus, voire contre-productifs, sur la performance globale du système. Dans le cadre de l'élaboration d'une politique de transition [...], il convient de modéliser le système dans son ensemble en mettant l'accent sur les interactions entre les différentes sous-parties ainsi qu'entre les différents instruments de politiques. [...] Les interactions de ces politiques avec les marchés de l'électricité ouvrent une dimension supplémentaire dans la complexité. [...] Une réglementation qui sera décidée trop rapidement aura probablement des effets secondaires imprévus en raison de ces interactions complexes et de *feed-back* négatifs ». En d'autres termes, sans modèle détaillé qui prend en compte cette complexité, on ne peut que créer la confusion sur les enjeux et les conséquences des choix de politiques publiques dans le secteur électrique supposé intégrer de plus en plus des EnR à apports variables par la contrainte ou par le marché.

Dans la suite, on précise brièvement la structure du modèle DIFLEXO d'optimisation du système en *greenfield* (créé de rien) sur une année du long terme en renvoyant en annexe sur l'explicitation des données (section 2). Dans la section 3, on cherche à mettre à jour les optimaux de second rang du système électrique en 2050 sous une contrainte carbone de niveau croissant, en testant la contribution possible des nouvelles sources de flexibilité à l'amélioration de la part optimale d'EnRv. Dans la section 4, on cherche à situer les différents mix qui se dégagent de l'optimisation sous contraintes d'obligation EnR et de plafond d'émissions totales, par rapport à ceux émanant de l'optimisation de second rang précédente. L'objectif est d'identifier comment, à obligation EnR donnée,

on peut améliorer l'efficacité environnementale et l'efficacité économique en jouant de la contrainte carbone et du recours aux nouvelles sources de flexibilité. Dans la section 5, on compare le « coût-efficacité » des différentes combinaisons politiques. Le balayage des différentes combinaisons politiques permet *in fine* de tirer des enseignements sur les politiques climat-énergie qui ont pour priorité de développer à grande échelle les EnR.

2. Modéliser l'économie complexe d'un système électrique à forte part d'EnR

On s'appuie ici sur un modèle d'optimisation des choix d'investissement et d'exploitation du système, qui représente de façon fine les contraintes d'équilibre et de stabilité du système qui deviennent cruciales dans un système à forte part d'EnRv. Un tel modèle doit permettre de révéler la valeur de chaque nouvel équipement dans les différentes techniques de production (EnR et conventionnelles) et de stockage, en valorisant les produits et services offerts par les différentes unités, et qui sont demandées pour satisfaire les obligations de responsables d'équilibres et la demande horaire des consommateurs agrégés, à travers les prix duaux des contraintes d'équilibre offre-demande des énergies horaires, des services d'ajustement, des services système et des certificats de capacité. Des détails sur la formalisation du modèle sont donnés dans Villavicencio [2017a] et [2018].

Le modèle DIFLEXO est un modèle d'optimisation sectorielle qui représente les différents marchés de l'électricité, le marché horaire de l'énergie, celui des services système (réserves), tous deux définis en pas horaire, et le mécanisme de marché de capacité. Le modèle est déterministe en ne se référant qu'à un seul profil annuel de productions horaires des éoliennes et des unités photovoltaïque (PV) qui est calé sur les profils de 2016 relevés en France par RTE. Il définit une optimisation d'une seule année à long terme (2050) en *greenfield* sur la base de coûts annualisés. Il repose sur une formulation

L'évaluation des politiques de transition électrique à base d'EnR par des modèles complexes

en programmation linéaire sous le critère de minimisation des coûts d'investissement annualisés, de coûts fixes d'exploitation (dont les coûts d'usure dus aux nombreux cycles de montée et baisse de production), et des coûts variables (combustibles, carbone). Il optimise sur le court terme le « dispatch » économique en jouant des décisions d'arbitrage permises par les unités de stockage et les effacements (avec report de demande des heures pleines sur des heures moins chargées), et, sur le long terme, le mix de technologies en procédant en *greenfield* sur une année à long terme pour assurer les équilibres économiques et techniques par minimisation du coût total sous contraintes politiques.

Les politiques énergétiques et climatiques sont formalisées sous formes de deux contraintes : un plafond d'émissions CO₂ totales (exprimé en norme d'émissions par kWh et appelé par la suite contrainte carbone), et une obligation de part de production EnR dans la production totale. La contrainte carbone qui est formulée en grammes de CO₂ par kWh correspond à un plafond d'émissions qui serait imposé à l'ensemble du système, chaque producteur étant libre de disposer de l'ensemble de ses équipements en respectant ce plafond par l'échange de permis d'émissions avec ses concurrents. De cette contrainte pesant sur les émissions se dégage le *shadow price* du carbone qui s'aligne sur le coût marginal de réduction des émissions à l'optimum lorsque cette contrainte est active. Quant à la politique EnR, elle est formulée en termes d'obligation de parts d'EnR dans la production totale, et correspond à l'obligation de certificats d'énergies renouvelables imposée aux producteurs ou fournisseurs, comme les *Renewable Portfolio Standards*. Toutes les simulations sont faites de façon neutre technologiquement parlant, c'est-à-dire que l'option nucléaire est ouverte dans tous les cas, seul le forçage des EnR dans le système pouvant limiter de façon endogène son développement.

Concernant la prise en compte des nouvelles sources de flexibilité, les technologies de stockage sont représentées avec deux contraintes

sur leurs niveaux de stock minimum et maximum et deux autres sur leurs disponibilités pour participer à la fourniture de service de réserves pendant leur charge ou leur décharge. De leur côté, les capacités d'effacement par report de charge (*load shifting*) ont une contrainte qui limite la période de décalage de charge, à laquelle s'ajoute une contrainte sur la reformulation ultérieure de la demande effacée qui limite le nombre d'effacement successifs. Pour analyser les effets du recours possible aux effacements et aux stockages à grande échelle, on compare les optimums obtenus sans ces sources de flexibilité en les supposant implicitement trop chères pour qu'elles décollent sur des bases économiques, et ceux résultant de la co-optimisation du développement des équipements de production divers et des capacités de stockage.

On cherche donc à simuler par une optimisation en *greenfield* les choix de développement des différents équipements de production, de stockage et de pilotage de la demande, en se référant à une situation proche de celle du système électrique français en 2050 dans un scénario de croissance très faible de la demande d'ici 2050 (niveau de 510 TWh de la demande totale, pertes de transport incluses), profil horaire de la demande calé sur celui de la demande en 2016 avec les projections de croissance incluant les effets des nouveaux usages (véhicule électrique, pompe à chaleur, etc.), maintien de l'option nucléaire ouverte et capacités possibles de développement de l'hydraulique de réservoirs et des centrales de transfert d'énergie par pompage (STEP).

3. L'efficacité des mix électriques optimisés sous la seule contrainte carbone

On repère d'abord les effets d'une contrainte carbone sur l'optimisation du mix électrique par rapport à l'optimum de premier rang, en procédant à l'optimisation sous contrainte carbone croissante. Dans un second temps, on teste les possibilités d'amélioration de l'efficacité économique par le recours aux

nouvelles sources de flexibilité (stockage, effacements de la demande).

3.1. L'optimisation sans les nouvelles sources de flexibilité

Les points de *business-as-usual* (BAU) de la Figure 1 correspondent aux états d'équilibre obtenus sous l'effet du jeu d'un marché parfait en l'absence de toute contrainte carbone, et représentant une politique énergétique de laisser-faire technologique (*technology neutral*). Ils correspondent aux hypothèses retenues sur les coûts des technologies, les prix des combustibles fossiles et les profils de production d'EnRv sur l'année. Les points servent de référence pour identifier l'évolution de l'équilibre résultant d'une intervention réglementaire qui contraint les émissions de CO₂ pour ne pas dépasser le niveau d'émissions totales décidé par le gouvernement. Alors que le système optimisé sans contrainte carbone et sans nouvelle source de flexibilité émet environ 160 g/kWh, la première norme d'émissions considérée dans les tests est fixée à 150 g/kWh, pour descendre jusqu'à 25 g/kWh.

La courbe en pointillé de la Figure 1 (courbe à gauche) représente la part de production d'EnRv résultant de l'investissement optimal en capacité d'EnRv pour chaque niveau de la contrainte carbone après minimisation de coûts et sans les nouvelles sources de flexibilité. On voit que la part optimale des EnRv dans le système électrique s'établit à un niveau bas de 11 à 12 %, cette part d'EnRv étant d'ailleurs composée presque exclusivement de production éolienne.

En raisonnant donc dans cette étape comme si toutes les unités EnRv entraient « par le marché » dans le système électrique sans dispositif d'aide, les nouveaux MW d'unités EnRv dégagent de leurs revenus sur les différents étages du marché électrique une valeur économique décroissante pour deux raisons : en premier lieu à cause des coûts de système croissants qu'ils doivent payer, via l'achat de services système et d'énergie d'ajustement, en second lieu parce que les productions respectives des différentes unités éoliennes et de PV ont tendance à être corrélées entre elles. En effet cette autocorrélation tend à faire baisser

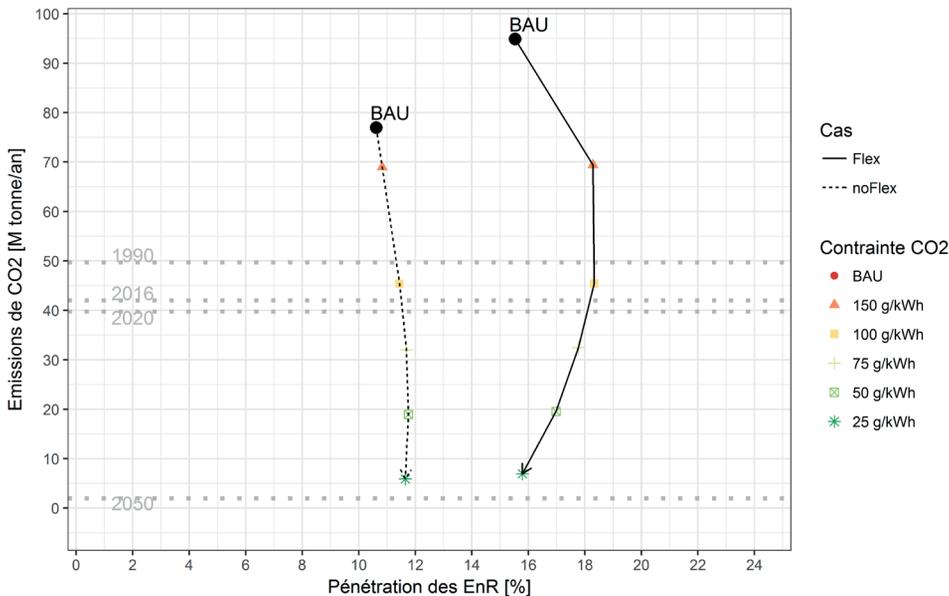


Figure 1. Les parts optimales d'EnRv pour différents niveaux de contrainte carbone en 2050 sans et avec flexibilité

L'évaluation des politiques de transition électrique à base d'EnR par des modèles complexes

le prix du marché horaire lorsque chaque unité d'EnRv produit en même temps que les autres du même type. À long terme cette autocorrélation fera qu'une unité EnRv supplémentaire produira des MWh qui auront une valeur de plus en plus basse par rapport à des niveaux de pénétration moins élevés. À partir d'un seuil donné, ici donc 11 à 12 % sans les nouvelles sources de flexibilité, la valeur économique que dégage un MW d'EnRv supplémentaire ne permet plus de recouvrir les coûts fixes, ce qui explique l'arrêt du développement de ces capacités.

Ce résultat, qui vient du fait que la rémunération de l'électricité produite par les EnRv par le seul marché diminue significativement avec l'augmentation de la part de cette dernière dans la production d'électricité, converge avec ceux de plusieurs études basées sur des données empiriques de marché [Fripp et Wiser, 2008 ; Joskow, 2011] ou des modèles très détaillés de simulation par optimisation avec part croissante de production d'EnRv [Hirth, 2013 et 2015 ; Delarue et al., 2016]. Hirth [2016] identifie ainsi la part optimale des EnRv dans un système dans différents contextes, qu'il situe entre 10 et 15 % selon la présence de flexibilité

et ce, dans un contexte où l'option nucléaire est ouverte et où la politique carbone repose sur une taxe de 30 €/tCO₂, ce qui est proche de nos résultats. On ajoutera que, comme le modèle DIFLEXO ne repose pas sur une approche stochastique du profil annuel des productions horaires d'EnRv, il tendrait à surévaluer la part optimale des EnRv dans le mix électrique par rapport aux productions par des techniques pilotables.

On notera que, dans ces résultats, cette part d'EnRv change peu selon la contrainte d'émissions. Sur la Figure 2 qui concerne la structuration du mix électrique dans différents contextes, on voit que les politiques plus restrictives en matière d'émissions de CO₂ entraînent principalement la baisse de la part du charbon et l'augmentation de la part du nucléaire, mais peu celle des EnRv avec seulement une augmentation de 1 % pour des niveaux laxistes de contrainte d'émissions. Avec des niveaux de plus en plus stricts, on augmente progressivement la part du nucléaire de 72 % à 83 % (niveau atteint pour les normes CO₂ de 50 et 25 g de CO₂ par kWh). Cet effet s'explique par la faible disponibilité des EnRv et leur variabilité qui donnent aux équipements nucléaires

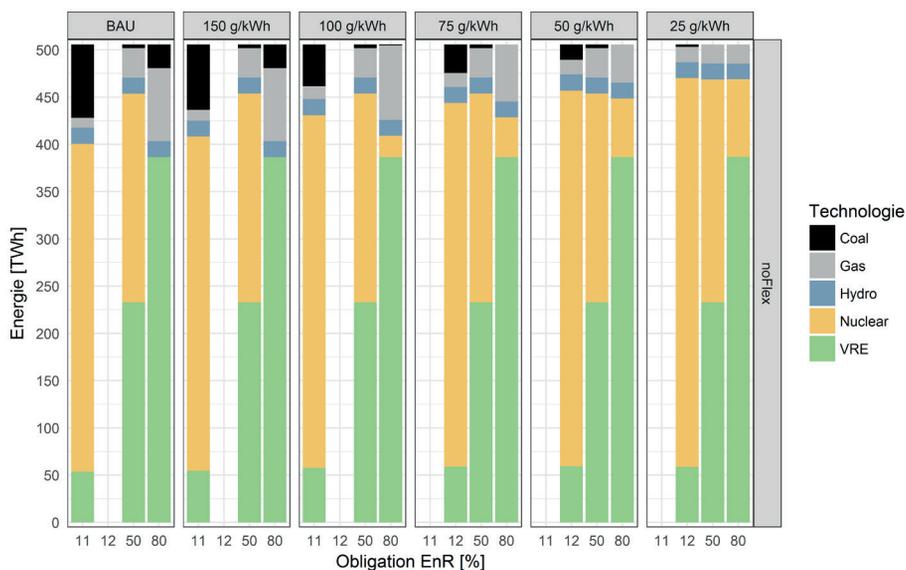


Figure 2. Influence de l'obligation d'EnR sur le mix électrique sans les nouvelles sources de flexibilité

dont la production est totalement pilotable un avantage significatif en termes de valeur économique de leurs productions et au-delà, en termes de coût marginal de réduction d'émissions.

Même avec des prix de revient réalistes pour le nucléaire (71 €/kWh, avec 3 750 €/kW à l'investissement et pour un taux d'actualisation de 7 %) et des coûts bas pour les EnR en 2050 (61,8 €/kW-an pour le PV, 96 €/kW-an pour l'éolien en mer), la production pilotable des équipements nucléaires a un coût total moins élevé que celui des EnRv, car, contrairement à ces dernières, le nucléaire ne nécessite ni productions complémentaires d'énergie en *back-up*, ni services système offerts les uns et les autres par des unités flexibles (traditionnellement fossiles) pour compenser leur variabilité et pour garantir la stabilité du système.

3.2. L'effet du recours aux nouvelles sources de flexibilité

Le recours à de nouvelles sources de flexibilité, c'est-à-dire aux possibilités de déploiement des stockages et des effacements, modifie ces résultats, car il permet aux capacités EnRv de dégager une valeur économique supplémentaire, comme l'ont montré Hirth [2016] et Villavicencio [2018]. On a donc testé les effets du développement de la flexibilité par les stockages électriques et le pilotage de la demande pour améliorer la part optimale des EnRv. Si, comme on vient de le voir, la sévèrisation des politiques de CO₂ ne permet pas d'accroître vraiment la rentabilité des équipements EnRv et leur part optimale dans le système, les résultats montrent que les possibilités de développement de nouvelles sources de flexibilité stimulent le développement optimal des EnRv. Leur pénétration monte entre 4 et 7 % de part de production, plaçant la part optimale des EnRv entre 15 et 17,8 %. Sur la Figure 1, on voit en effet que la part optimale des EnRv croît d'abord de 7 %, pour une contrainte carbone moyenne de 100 à 150 g/kWh. Mais cette croissance est moindre ensuite pour ne plus atteindre que 4 % pour des niveaux plus sévères

en-deçà de 75 g/kWh et ce pour deux raisons indirectes.

D'une part les potentiels des nouvelles sources de flexibilité pris en compte dans le modèle ne sont pas suffisants pour suivre l'accroissement des besoins de flexibilité résultant de celui de l'obligation EnR. D'autre part, passé le niveau de 75 g/kWh, il faut recourir de nouveau à des équipements fossiles flexibles, mais dont le développement est vite limité par la contrainte carbone devenue plus sévère. Il s'ensuit que ce blocage limite indirectement le développement des EnR. Ainsi la part optimale des EnRv qui avait grimpé jusqu'à 17,8 % grâce aux investissements possibles en stockage et en effacement, rebaisse vers 16 % lorsque la contrainte d'émissions se sévère.

4. Les performances environnementales des politiques à objectif EnR prioritaire

Dans cette section, on analyse les effets de politiques croissantes de forçage de l'entrée des EnRv dans différents contextes de contrainte carbone. On rappelle que la politique EnR est formulée comme une obligation de part d'EnR dans la production totale supérieure aux parts optimales précédentes, et que les EnR comprennent les EnR pilotables – biomasse, biogaz – et les EnRv à apport variable. Dans un premier temps on compare les résultats de trois combinaisons de politique EnR et de contrainte carbone sans tenir compte des nouvelles sources de flexibilité. Dans un second temps, on analyse les effets du recours à ces nouvelles sources de flexibilité sur les émissions totales de CO₂, toutes politiques égales par ailleurs (obligation EnR et contrainte carbone).

4.1. L'optimisation sous contrainte d'obligation d'EnR et sans source flexible

On compare les résultats de trois combinaisons d'obligation EnR et de contrainte carbone pour différents niveaux de cette contrainte, une sans obligation EnR et les deux autres avec une obligation EnR établie respectivement à 50 %

L'évaluation des politiques de transition électrique à base d'EnR par des modèles complexes

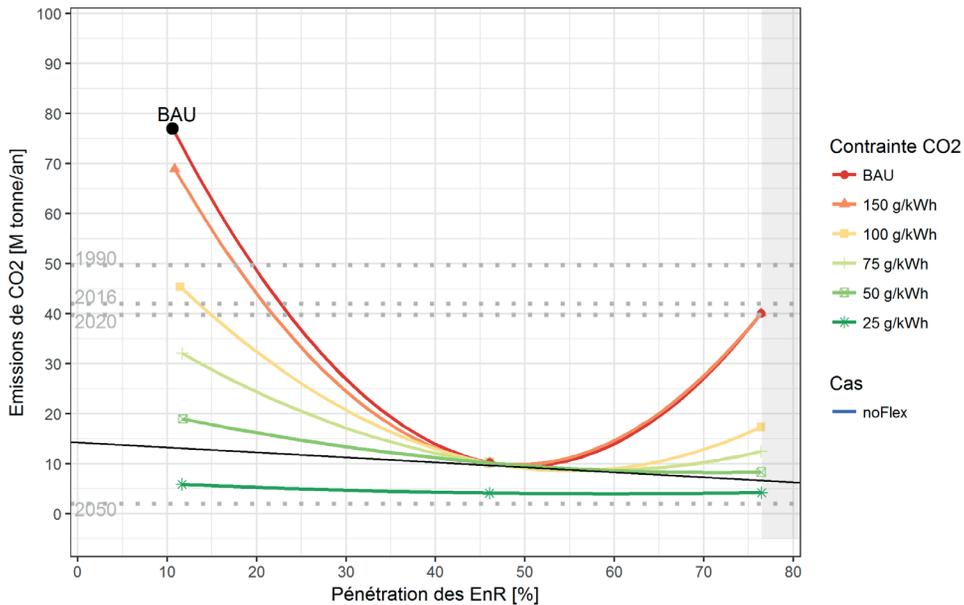


Figure 3. Performance de réduction d'émissions totales des obligations EnR (cas sans flexibilité)

et 80 %. La place des technologies conventionnelles dans le mix (nucléaire, thermique gaz) est déterminée par la contrainte politique d'obligation EnR qui pousse le nucléaire hors du mix, mais aussi qui conditionne le besoin d'équipements fossiles pour deux raisons : assurer le *back-up* des productions EnRv, mais aussi d'autre part, répondre au besoin de fourniture d'énergie en semi-base en remplacement du nucléaire poussé dehors, effet très peu étudié dans la littérature sur l'effet des politiques EnR.

La Figure 3 présente les courbes d'émissions totales fonctions de la part imposée d'EnR par rapport au scénario optimal BAU, chacune étant établie pour chaque niveau de contrainte d'émissions (150, 100, 75, 50 et 25 gCO₂/kWh). Soulignons que, dans cette figure, on ne se réfère qu'aux parts de production d'EnRv dans le système. Les cibles de 50 % et 80 % d'EnR correspondent à des montants respectifs de 46 et 76 % de parts d'EnRv.

À contrainte carbone donnée, les changements de mix électrique sous l'effet d'une obligation EnR croissante vont avoir deux effets

différents sur les émissions totales. D'un côté, comme la hausse de l'obligation EnR entraîne une diminution de la part des productions des centrales charbon en semi-base à côté de celle de nucléaire, ceci se traduit par une diminution des émissions totales. De l'autre côté le besoin croissant d'unités à gaz flexible pour faire face aux montées et aux baisses de la charge résiduelle et à la demande de services système, mais aussi pour compléter les fournitures en semi-base, doit entraîner une hausse des émissions. La conjonction de ces deux effets change logiquement d'un niveau d'obligation à l'autre, avec au départ un effet de limitation des émissions totales qui croît avec l'obligation EnR jusqu'à un seuil au-delà duquel l'effet de limitation décroît au fur et à mesure de la croissance de celle-ci.

On constate sur la Figure 3 que les émissions de CO₂ diminuent rapidement avec la croissance de l'obligation EnR de 15 % jusqu'à 50 % (de 11 % à 46 % d'EnRv). Entre ces deux niveaux d'obligation, l'effet de baisse n'est pas affecté radicalement par l'effet de hausse. La limitation des émissions totales de CO₂ atteint un maximum pour une obligation

conduisant à une part d'EnRv de 47 % (qui correspond à une obligation EnR de 51 %). On remarque que ce point de retournement est le même, quelle que soit la contrainte carbone en termes d'émissions par kWh.

Les capacités de production par énergie fossile (charbon, CCGT, TAC, TAG), qui complètent les capacités EnRv dans le remplacement des MW de nucléaire pour la fourniture de semi-base et pour répondre aux besoins croissants d'ajustement à assurer par les unités flexibles, peuvent se développer sans être pénalisées par un *shadow price* du carbone qui aurait émané de la saturation de la contrainte. Les émissions totales atteintes sont en effet toujours inférieures au niveau recherché par le gouvernement quand il définit cette norme en g/kWh, sauf pour des niveaux sévères.

Le retournement de la performance environnementale de l'obligation EnR

Le jeu change en effet lorsque l'obligation de parts d'EnR est placée à 51 % et au-delà, car la contrainte carbone va enfin jouer pour les niveaux de plus en plus sévères à partir de 50 g/kWh. À partir de ce niveau de norme carbone, les courbes perdent toute convexité et ne montrent plus l'effet antérieur d'amoindrissement de la limitation des émissions totales pour chaque incrément de l'obligation EnR. La sévèrisation de la contrainte carbone conduit à sa saturation dans le programme d'optimisation, ce qui rend le signal-prix du carbone effectif, via le prix dual de la contrainte carbone qui augmente le coût marginal des MWh des équipements fossiles. Ceci modifie la façon dont les MW nucléaires sont remplacés par les unités EnR combinées avec des équipements fossiles (charbon, gaz) lorsque l'obligation EnR croît, en conduisant à moins de production par centrales à charbon et plus de production par unités gaz pour chaque incrément de l'obligation EnR située au-delà du seuil de 51 % (avec la part d'EnRv à 47 %).

La tangente commune des courbes avec contrainte carbone supérieure à 50 g/kWh sur la Figure 3 donne une autre information.

Au-dessus de la tangente commune, l'ajout d'une contrainte carbone dans la politique Climat-Énergie est superflu. La zone en dessous de la tangente commune est celle où la combinaison des deux politiques les renforce, la contrainte carbone permettant de limiter le ressaut des émissions totales d'un niveau d'obligation EnR à un autre. En d'autres termes, le renforcement de l'obligation EnR n'est pas convergent avec l'objectif de limitation des émissions totales, lorsqu'on utilise cet instrument de politique de transition sous une contrainte carbone lâche. Il faut un niveau élevé de la contrainte carbone pour que celle-ci soit active et joue son rôle limitatif afin de permettre que la croissance de l'obligation EnR conduise à une limitation croissante des émissions totales.

4.2. Les effets des nouvelles sources de flexibilité

A priori la co-optimisation du parc de production et de nouvelles sources de flexibilité (stockage, effacement) devrait conduire à une meilleure performance environnementale, pour le même niveau de développement des EnR, car elles permettent de moins recourir aux équipements gaz et charbon en *back-up*. En fait ce n'est pas le cas : on aboutit à des émissions supérieures pour la même obligation EnR lorsqu'elle est placée au-delà de 50 % dans les cas de contrainte carbone peu sévère.

Des émissions de carbone plus élevées pour la même obligation EnR

On se souvient qu'entre le cas BAU avec flexibilité et celui sans flexibilité, l'usage des nouvelles sources de flexibilité compétitives permet une meilleure intégration économique des EnRv dont la part optimale augmente entre 4 et 7 % selon le niveau de la contrainte carbone. En parallèle le stockage et les effacements assurent en plus une grande partie de l'offre de services système qu'assuraient les unités à gaz flexibles dans le système précédent sans ces sources de flexibilité, ce qui conduit à leur moindre développement, et donc à un premier effet de réduction des émissions.

L'évaluation des politiques de transition électrique à base d'EnR par des modèles complexes

En revanche, comme on le voit dans la Figure 4 comparée avec la Figure 3, cet usage ne conduit pas à une limitation inférieure des émissions de CO₂ lorsque l'obligation EnR dépasse 51 % (47 % de part d'EnRv) pour les normes d'émissions supérieures ou égales à 75 g/kWh. On le voit avec le décalage vers le haut des courbes de niveau d'émissions en fonction des parts d'EnRv pour ces contraintes carbone, par rapport à la Figure 3. Cet effet s'explique par le fait que les unités de stockage permettent un arbitrage intertemporel basé sur les prix de l'électricité, qui conduit à stocker l'énergie produite par les centrales de base et de semi-base pendant les heures de forte production EnR au cours desquelles les prix sont bas, pour la réinjecter dans le système pendant les heures de moindre production EnRv pendant lesquelles les prix sont plus élevés. Ceci conduit à une augmentation des facteurs de charge des technologies à faible coût marginal de court terme (CMCT) et à une diminution des facteurs de charge des technologies de CMCT élevé, notamment les unités gaz. Par ailleurs le stockage permet des économies d'exploitation en limitant à la fois les coûts des montées en puissance et ceux d'usure de ces

centrales. Dans le test BAU avec une norme de 100 g/kWh et sans obligation EnR, on peut remarquer cet effet du stockage sur les parts de production plus importantes pour les centrales à charbon dans le cas avec flexibilité que dans le cas sans flexibilité (12 % au lieu de 7 %).

L'amélioration de la cohérence des combinaisons de politiques avec l'objectif CO₂

Dans les cas sans flexibilité, le rebond d'émissions totales pour les obligations de part d'EnR supérieure à 51 % s'expliquait par un remplacement croissant du nucléaire par un triplet composé d'EnRv, de centrales à charbon et d'unités à gaz, quel que soit le niveau de la norme d'émissions au-dessus de 49 g/kWh. Ceci s'explique par le fait que, la contrainte carbone n'étant pas active, les centrales à charbon, dont l'économie n'est pas pénalisée par le *shadow price* de la contrainte carbone, peuvent se développer pour satisfaire les besoins de semi-base.

En revanche dans les cas avec flexibilité, la cohérence des combinaisons est améliorée car le rebond n'existe que pour des contraintes

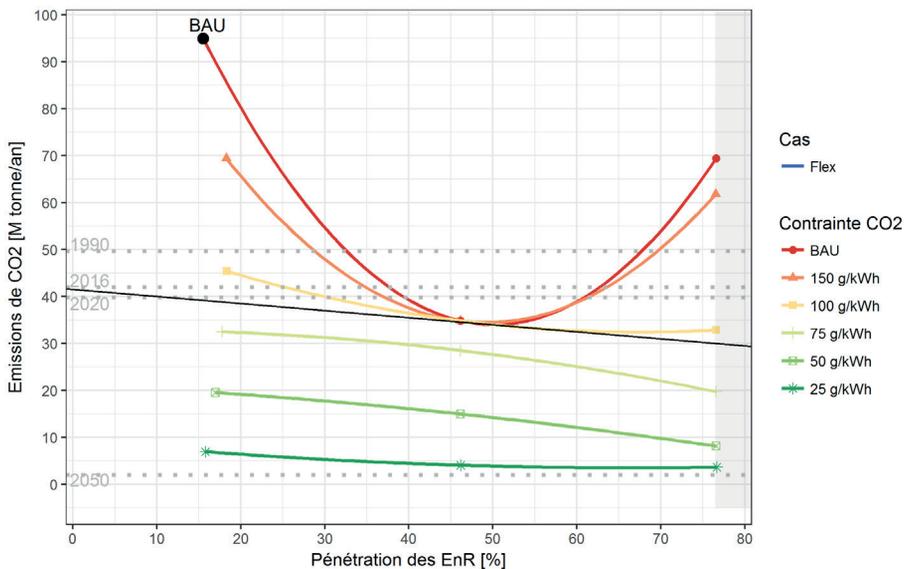


Figure 4. Performance d'émissions totales des obligations EnR croissantes (cas avec flexibilité)

CO₂ lâches au-dessus de 75 g/kWh et il résulte d'un jeu de facteurs différent. Lorsque la contrainte CO₂ reste inactive, les centrales à charbon peuvent trouver plus de place au détriment des centrales à gaz par rapport aux cas sans flexibilité, pour les fournitures de semi-base dont le nucléaire a été évincé par l'entrée forcée des EnRv, ce qui entraîne des émissions supérieures par rapport au cas sans flexibilité, toutes choses égales par ailleurs.

Par ailleurs, dans les combinaisons de politiques avec norme CO₂ sévère dont les points d'équilibre se situent en dessous de la tangente, la flexibilité modifie le type de remplacement du nucléaire par les EnRv complétées par des productions d'équipements fossiles, par rapport aux cas sans flexibilité. En effet la contrainte carbone qui est active limite le recours aux centrales charbon que le recours au stockage rendait plus économique pour la fourniture des besoins de semi-base que dans les cas sans stockage. Les courbes associées aux contraintes carbone de 75 g/kWh, 50 g/kWh et 25 g/kWh, situées en dessous de la tangente commune aux courbes supérieures, ne marquent pas de rebond dans l'effet de limitation des émissions totales, contrairement aux combinaisons avec des contraintes carbone supérieures à 75 g/kWh.

5. Le coût-efficacité des combinaisons d'obligation EnR et de contrainte carbone

La priorité donnée à l'objectif de promotion EnR, qui est basée sur la poursuite de plusieurs finalités, au milieu desquelles la limitation des émissions de CO₂, revient à faire de l'obligation EnR, le principal instrument de politique carbone dans le secteur électrique. Mais l'optimum de troisième rang qui en découle a forcément un coût supérieur à celui d'un optimum de second rang émanant d'une politique qui traite directement les émissions de CO₂. L'intervention d'une politique EnR déplace l'équilibre du système vers des états sous-optimaux, ce qui entraîne un coût d'opportunité. Étant donné le choix d'accorder la priorité à l'objectif EnR,

il convient alors de rechercher la combinaison de politiques la plus acceptable en mettant en regard la performance environnementale de chaque combinaison et son surcoût par rapport à l'optimum de second rang émanant des résultats d'une politique climatique focalisée sur la seule réduction des émissions.

La calibration des deux instruments utilisés conjointement est délicate car certaines combinaisons de politiques n'aboutissent pas nécessairement à la meilleure limitation possible des émissions totales tandis qu'elles ont forcément un coût plus élevé que la politique plus simple basée sur la seule contrainte carbone. Il faut donc identifier les combinaisons qui aboutissent à des résultats positifs par rapport à l'objectif central de limitation des émissions totales tout en ayant un coût d'opportunité acceptable.

La Figure 5 présente les résultats de chaque combinaison politique en termes de limitation des émissions totales et de surcoût par rapport au cas BAU. Les courbes correspondent aux combinaisons de politiques pour chaque niveau de contrainte carbone avec obligation EnR croissante. Chaque courbe est établie pour une contrainte carbone donnée en raccordant les différents points qui lient le niveau de limitation des émissions totales en ordonnée (en %) et celui du surcoût de chaque combinaison de politiques par rapport au cas sans obligation EnR en abscisse. Elles sont construites pour trois points : le point BAU sans politique EnR, le point avec l'obligation EnR à 50 %, et le troisième avec l'obligation EnR à 80 %. Dans un premier temps on considère les cas sans flexibilité (représentés par les courbes en pointillés), puis les cas avec flexibilité dans un second temps (courbes en traits pleins).

Le coût-efficacité des combinaisons de politiques dans les systèmes sans flexibilité

Il faut noter d'abord que, pour l'obligation EnR à 50 %, le surcoût dans les deux types de cas par rapport au cas BAU sans obligation EnR reste modeste pour tous les niveaux de contrainte carbone : 10 % environ. Ce n'est

L'évaluation des politiques de transition électrique à base d'EnR par des modèles complexes

plus le cas avec l'obligation EnR à 80 %, le niveau de surcoût est de 48 % sans la flexibilité et avec une norme sévère d'émissions à 25 g/kWh qui est la seule qui conduit à une performance environnementale au niveau de celle de l'obligation EnR à 50 %.

Dans l'ensemble des trois courbes correspondant à des normes d'émissions de carbone plus élevées que 50 g/kWh, la croissance de l'obligation EnR au-delà de 50 % entraîne une moindre limitation des émissions que dans le cas de l'obligation à 50 %, tandis que le surcoût croît logiquement. Mais le contre-effet de cette croissance de l'obligation EnR sur la performance environnementale s'amortit progressivement si on sévérise la contrainte carbone. Dans les combinaisons avec la contrainte carbone fixée à 100 g/kWh, le passage de l'obligation EnR de 50 % à 80 % entraîne une diminution de la limitation des émissions totales de 9 % (90 % à 81 %), tandis le surcoût, qui est de 15 % avec l'obligation EnR fixée à 50 %, augmente à 34 % avec le passage de l'obligation EnR à 80 %.

Lorsque la contrainte carbone est sévère à 25 g ou 50 g/kWh, (voir les courbes situées dans le haut de la Figure 5), il n'y a plus de diminution de l'effet de limitation des émissions totales, lorsque cette obligation croît de 50 à 80 %, tant la norme carbone est contraignante. En revanche les coûts d'ensemble croissent beaucoup lors de ce passage par rapport au cas précédent où la norme carbone est de 100 g/kWh. En effet dans les tests avec une contrainte carbone à 50 g/kWh, le surcoût passe de 12 % à 35 % pour le passage de l'obligation EnR de 50 % à 80 %, tandis que dans les tests avec la contrainte carbone à 25 g/kWh, le surcoût passe de 13 % à 48 %, pour ce même passage. Les combinaisons de politiques avec une obligation EnR située entre 51 à 80 % ont donc un surcoût d'autant plus important que l'on veut garder la même performance environnementale par rapport aux obligations EnR de niveau égal ou inférieur à 50 %. L'impact de ces combinaisons de politiques sur le coût d'ensemble rapporté à la réduction des émissions totales

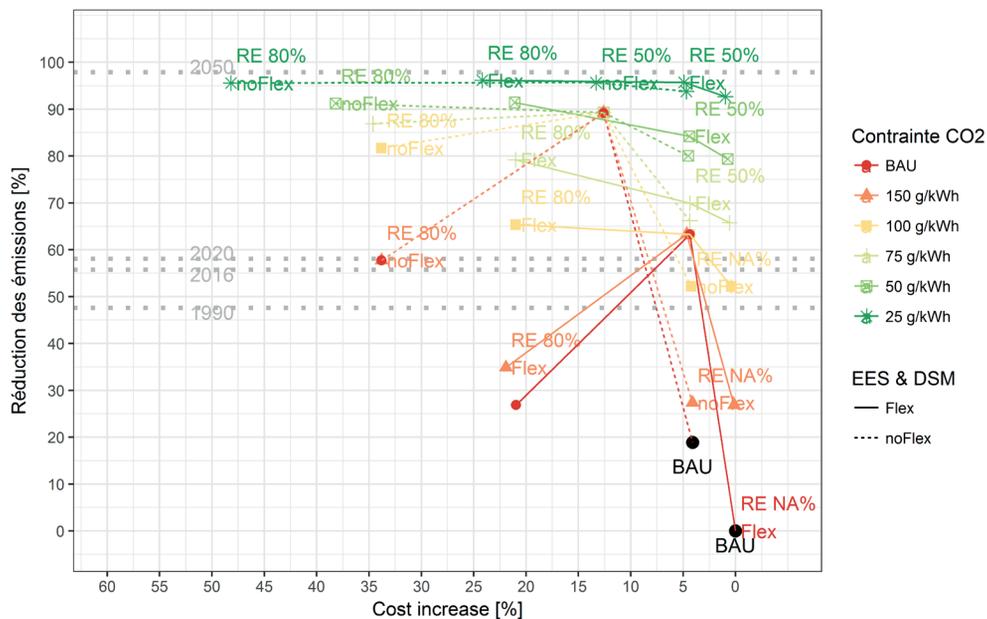


Figure 5. Performances des combinaisons de politiques dans les systèmes sans et avec flexibilité

par rapport au cas BAU est donc loin d'être linéaire.

Le coût-efficacité des combinaisons de politiques dans le système avec flexibilité

Dans la Figure 5, les courbes de chacune des combinaisons sont tracées en double, la première dans un contexte sans les nouvelles sources de flexibilité et la seconde dans un contexte avec ces sources de flexibilité, ce qui permet de voir comment les nouvelles sources de flexibilité améliorent ou non les performances économiques et environnementales des deux politiques combinées. On observe donc sur les courbes de la Figure 5, que pour la même contrainte carbone, on voit un déplacement de la courbe « no flex » vers la droite par rapport à la courbe « flex », ce qui signifie un surcoût moindre, toutes choses égales par ailleurs. Lorsque la contrainte carbone est de 50 g/kWh, le surcoût de l'obligation d'EnR à 50 % dans le cas sans flexibilité qui est de 15 % passe à 5 % si les sources de flexibilité peuvent se développer. De façon plus générale, tandis que les surcoûts attachés à l'obligation EnR sont entre 5 % et 48 % dans les systèmes sans flexibilité, la possibilité de recourir à la flexibilité conduit à la réduction de cette fourchette qui s'établit entre 2 % à 25 %.

En revanche la flexibilité tend à réduire les performances environnementales des combinaisons des politiques lors du passage de l'obligation EnR de 50 à 80 %, tandis qu'elle permet de réduire leur surcoût, toutes choses égales par ailleurs. En d'autres termes, les nouvelles sources de flexibilité permettent la réduction de coûts d'intégration des productions EnRv dans le système. Le stockage et l'effacement doivent donc pouvoir être mobilisés utilement pour réduire les coûts, notamment lorsque l'on recourt à une contrainte carbone sévère pour limiter la dégradation de la performance environnementale de l'obligation EnR.

6. Enseignements et conclusion

Pour évaluer de façon appropriée les politiques de transition énergétique à l'horizon 2050

dans le secteur électrique, on a utilisé ici un modèle détaillé du système électrique pour repérer les effets inattendus des interactions complexes entre une intervention politique ciblant le développement des technologies EnR à grande échelle, une contrainte CO₂ pour contrôler les effets environnementaux de la politique EnR, et le recours possible aux nouvelles sources de flexibilité pour diminuer les coûts. Plusieurs effets attendus et inattendus sont apparus.

Dans les différents optimums de second rang, la part optimale des EnR dans le mix électrique demeure basse (environ 11 % sans la flexibilité) et celle du nucléaire élevée (plus de 70 %), quel que soit le niveau de la contrainte carbone. Le recours économique à la flexibilité améliore cette part d'environ 5 % dans tous les cas ; la croissance de la contrainte carbone pousse simplement au remplacement des centrales à charbon par du nucléaire dont la part passe de 72 % à 83 % de part de production totale.

Les analyses coût-efficacité montrent que le coût d'opportunité de la politique EnR-carbone croît vite au-delà de l'obligation EnR de 50 %. Il passe de 10 % du coût de l'optimum de référence à 47 % de ce coût pour l'obligation EnR à 80 %. Ceci suggère que les politiques qui ciblent des parts d'EnR à moins de 51 % et qui permettent d'endiguer la part du nucléaire à 45 % pourraient rencontrer aisément l'acceptation de la société, d'autant plus que c'est à ce niveau que les émissions de CO₂ sont spontanément les plus limitées parmi les différentes combinaisons de politiques EnR et carbone.

Les obligations EnR très élevées ont une moindre performance environnementale. Les résultats montrent que l'effet de limitation des émissions totales s'amointrit à partir d'un niveau de l'obligation EnR de 51 %, pour toute contrainte carbone de niveau supérieur à 50 g/kWh sans les nouvelles sources de flexibilité et 75 g/kWh avec celles-ci. Au-delà de ces niveaux respectifs, le renforcement de l'obligation EnR ne converge plus avec l'objectif de limitation des émissions totales, si on utilise en priorité la politique EnR dans la transition bas carbone. Le surcoût est beaucoup plus marqué si une

L'évaluation des politiques de transition électrique à base d'EnR par des modèles complexes

contrainte carbone sévère est imposée pour éviter ce contre-effet de moindre limitation des émissions totales quand l'obligation EnR saute de 50 % à 80 %.

Les nouvelles sources de flexibilité (stockage, pilotage de la demande) améliorent l'efficacité économique des politiques basées principalement sur une obligation EnR, mais pas leur performance environnementale pour les politiques EnR très ambitieuses au-delà de 50 %. L'amélioration de l'efficacité économique des politiques mises en oeuvre s'accompagne d'une diminution de la performance environnementale pour les obligations EnR au-delà de 50 %. En effet, la fonction d'arbitrage des stockages et des effacements qui améliore l'économie des équipements fossiles pour la fourniture de la semi-base entraîne un surcroît d'émissions par rapport à un système avec nouvelles sources de flexibilité. Ceci suggère que les politiques qui à la fois ciblent des parts d'EnR à moins de 51 % pour endiguer la part du nucléaire, et promeuvent les nouvelles sources de flexibilité, pourraient rencontrer encore plus aisément l'acceptation de la société tout en étant les plus efficaces pour réduire les émissions de CO₂ sans contrainte carbone. Des mesures politiques de promotion des techniques de stockage seraient donc pertinentes afin de faire baisser les coûts actuels par le *learning by doing*.

Pour les politiques ciblant les EnR à un niveau de 80 %, il conviendrait de rechercher la meilleure combinaison de mesures incluant une contrainte carbone et la promotion du stockage pour atteindre un objectif précis de limitation d'émissions avec un surcoût limité. Les résultats montrent qu'il est nécessaire de recourir à des contraintes carbone très sévères, pour qu'il n'y ait pas d'amoindrissement de l'effet de limitation des émissions totales par rapport aux combinaisons avec l'obligation EnR établie à 50 %. Mais leur surcoût est très important par rapport au coût des politiques de second rang centrées uniquement sur les émissions de CO₂, surtout si l'on choisit de recourir à une contrainte carbone sévère pour ne pas voir la performance environnementale se dégrader par rapport aux obligations EnR au-delà de 50 %. Dans un tel

cas de politique, aucun compromis ne semble satisfaisant.

En conclusion, dans les pays qui priorisent le développement des EnR à grande échelle pour endiguer la part du nucléaire ou pouvoir s'en détourner complètement, la calibration des politiques et mesures de ce paquet s'avère délicate pour assurer la convergence de la politique EnR avec l'objectif de décarbonation sans se mettre à distance de l'efficacité économique dans un secteur électrique régi par le marché. C'est ce que révèle ici l'usage d'un modèle très détaillé du système électrique pour simuler les décisions d'investissement et d'exploitation. Des systèmes électriques dont la coordination technique et économique est rendue très complexe par le développement des EnR à grande échelle, ce type de modèle est seul à même de permettre le balayage des différentes combinaisons d'options de politique et de leurs interactions pour permettre une définition bien informée des objectifs et des moyens d'une politique de transition bas carbone. De façon plus générale, le débat sur la transition bas carbone doit se fonder sur une base scientifique solide qui permette une approche économique rationnelle nécessaire pour penser efficacement la transition.

RÉFÉRENCES

- Delarue, Erik, and Kenneth Van den Bergh. 2016. "Carbon Mitigation in the Electric Power Sector under Cap-and-Trade and Renewables Policies." *Energy Policy* 92: 34–44.
- D'Haeseleer, W., de Vries L., Chongqing Kang C. and Delarue E.. (2017). "Flexibility Challenges for Energy Markets." *IEEE Power and Energy Magazine*. January/February, p.61–71.
- Fripp, M. and R.H. Wiser (2008), "Effects of temporal wind patterns in the value of wind generated electricity in California and the northwest", *IEEE, Transactions on Power Systems*, Vol. 23(2), p. 477-485.
- Hirth, L. (2016), "The benefits of flexibility: The value of wind energy with hydropower", *Applied Energy*, Vol. 181, p. 210-223.
- Hirth, L. (2015), "The optimal share of variable renewables", *The Energy Journal*, Vol. 36(1), p. 127-162.
- Hirth, L. (2013), "The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price", *Energy Economics*, Vol. 38, p. 218-236.

Joskow, P. (2011), "Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies", *American Economic Review Papers and Proceedings*, Vol. 100(3), p. 238-241.

Villavicencio, M. (2018), « La valeur économique du stockage de l'électricité » *La Revue de l'Énergie*, n° 638, mai-juin 2018, p. 13-28.

Villavicencio, M. (2017b). A Capacity Expansion Model Dealing with Balancing Requirements, Short-Term Operations and Long-Run Dynamics. Working Paper CEEM n°25. Paris, Dauphine université.

Villavicencio M. (2017a). Analyzing the optimal development of electricity storage in electricity markets with high variable renewable energy shares. PhD thesis. Université Paris Dauphine.

Annexe

Données techniques et économiques sur les divers types de technologies

Les coûts et les paramètres techniques des différents équipements conventionnels de production sont présentés dans le Tableau A1, ceux des techniques EnRv (éoliens, PV) dans le tableau A2 et les données sur les coûts des principales techniques de stockage et des effacements en 2050 sont présentées dans le Tableau A3.

Technologies	Coût sec d'inv.	Durée de vie	Frais fixes d'exploitation ^v	Coût de combustible	Taux d'émissions unitaires
	[€/kW]	[yr]	[€/MWh]	[€/MWh]	[t CO ₂ /MWh]
Nucléaire	3 750	60	10,0	7,0	0,015
Thermique Charbon	1 264	40	6,9	19,8	0,98
Thermique Charbon à lit fluidisé avec CSC*	3 500	40	10,0	11,2	0,13
Thermique Charbon pulvérisé avec CSC	2 550		3,0	19,8	0 ,10
Cycle combiné gaz	785	30	4,7	51,7	0,34
Cycle combiné gaz avec CCS	1 500	30	4,0	51,7	0,07
Turbine cycle ouvert	490	30	7,3	67,3	0,67
Turbine à gaz en cycle ouvert flexible	400	25	6,1	51,7	0,64
Hydraulique de réservoirs	2 686	80	0,0	0,0	0

* Captage et stockage du carbone (CSC).

Note : On se réfère à un taux d'actualisation de 7 % dans les calculs des différents coûts d'investissement annualisés, qui est plus élevé que celui utilisé en France pour l'évaluation des choix publics (4,5 %), pour rester proche de la réalité des critères d'investissement des agents privés.

Tableau A1. Coûts de technologies de production conventionnelles en 2050

Source : IEA/NEA, 2010 and 2015, Projected Costs of Generating Electricity. Paris : IEA-OECD ;
et JRC, 2014, ETRI 2010-2050

L'évaluation des politiques de transition électrique à base d'EnR par des modèles complexes

Technologies	Coût sec d'investissement (€/kW)	Durée de vie (années)	Coût fixe annualisé €/kW-an
Éolien	1 100	25	96,0
Photovoltaïque	710	25	61,8

Tableau A2. Coûts des technologies des technologies éoliennes et PV en 2050

Source : JRC 2014 ETRI (Energy Technology Reference Indicator) Projections for 2010-2050. Luxembourg.
https://setis.ec.europa.eu/system/files/ETRI_2014.pdf.

Technologies	CAPEX			OPEX	
	Système de conversion de puissance	Réservoir d'énergie	Durée de vie	Exploitation et entretien	Exploitation et entretien
	[€/kW]	[€/kWh]	[ans]	[€/kW]	[€/kWh]
Batteries ion-lithium	140	245,5	10	2,0	2,6
Station Pompage nouvelle	1 500	68	60	6,0	0
Stockage diabatique air comprimé	530	31	55	6,9	1,2
Effacements dans l'in- dustrie et le diffus*	10-200	-	10	-	0 à 0,3

*Les coûts des effacements correspondent à des estimations pour les usages de climatisation, thermiques (chaleur et froid), et des processus industriels.

Tableau A3. Données de coût des principales techniques de stockage et d'effacement

Source : JRC 2014; Zakeri and Syri 2015; Zerrahn and Schill 2015