CAIRN.INFO
MATIÈRES À RÉFLEXION

ÉVALUER LE COÛT DES POLITIQUES CLIMAT-ÉNERGIE À BASE DE RENOUVELABLES. DU BON USAGE DES MODÈLES D'OPTIMISATION SECTORIELLE

Dominique Finon

Revue française d'économie | « Revue française d'économie »

2020/2 Vol. XXXV | pages 81 à 127

ISSN 0769-0479

Article disponible en ligne à l'adresse :

https://www.cairn.info/revue-francaise-d-economie-2020-2-page-81.htm

Distribution électronique Cairn.info pour Revue française d'économie.
© Revue française d'économie. Tous droits réservés pour tous pays.

La reproduction ou représentation de cet article, notamment par photocopie, n'est autorisée que dans les limites des conditions générales d'utilisation du site ou, le cas échéant, des conditions générales de la licence souscrite par votre établissement. Toute autre reproduction ou représentation, en tout ou partie, sous quelque forme et de quelque manière que ce soit, est interdite sauf accord préalable et écrit de l'éditeur, en dehors des cas prévus par la législation en vigueur en France. Il est précisé que son stockage dans une base de données est également interdit.

© Revue française d?économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

Dominique
FINON

Évaluer le coût des politiques climat-énergie à base de renouvelables. Du bon usage des modèles d'optimisation sectorielle

Depuis une quinzaine d'années, la plupart des pays européens engagés dans les politiques climat-énergie prescrites par l'Union européenne ont priorisé la promotion des énergies renouvelables (EnR) dans le secteur électrique par rapport à la réduction des émissions de carbone,

© Revue française d?économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

avec l'objectif d'atteindre 80 % et plus de parts de production des EnR d'ici trente ans. La préoccupation de réduction des émissions de CO_2 existe certes, mais les politiques « climat » peinent à se traduire dans la mise en œuvre d'instruments directs de tarification du carbone qui aient des effets significatifs sur le choix d'équipements bas carbone. Seuls les instruments axés sur des technologies, tels que les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, les obligations d'efficacité énergétique ou l'élimination progressive des centrales au charbon aboutissent à des résultats effectifs, mais sans réduire forcément les émissions à l'échelle souhaitée et de façon efficiente, contrairement aux politiques basées sur un prix du carbone crédible et sans traitement particulier d'une des technologies bas carbone.

Le choix de telles politiques est conforme au principe général selon lequel les effets externes ou les coûts sociaux, tels que le changement climatique, sont mieux pris en compte par des redevances unitaires appropriées, comme l'a proposé l'économiste britannique Arthur Pigou dès 1920. La tarification du carbone est le moyen le plus efficient de faire face aux externalités liées au changement climatique en vue de réduire les émissions dans une perspective d'optimisation, ce qui explique que, dans la littérature, elle est appelée politique de « first best ». Elle peut être réalisée soit par le biais d'une taxe sur le carbone, soit par une contrainte carbone basée sur un plafond d'émissions combiné à un marché de quotas (cap-and-trade). La prise en compte des externalités liées au climat avec un instrument de tarification du carbone seul peut être sous-optimale en présence d'une ou de plusieurs contraintes sur l'équilibre général. Cela justifierait l'utilisation de plusieurs instruments de politique climatique, selon la théorie générale du second best (Lipsey et Lancaster [1956]). Sur l'enjeu climatique, la littérature qui étend la théorie du second best s'est principalement concentrée sur la présence de défaillances du marché et de la coordination privée par les prix, qui peuvent nécessiter d'utiliser des instruments politiques supplémentaires en plus des politiques de tarification du carbone pigouvienne (voir par exemple Lehmann [2012]). C'est le cas ici des externalités dynamiques d'innovation dont

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

les difficultés d'appropriation des revenus par les innovateurs tendent à inhiber l'innovation en matière de technologies bas carbone. Justifiant ainsi des subventions pour leur déploiement précoce afin de permettre de faire jouer le « learning by doing » et les baisses de coût associé (Fischer et Newell [2008] ; Jaffe, Newel et Stavins [2005] ; Nemet [2013]). Cela a concerné au premier chef les énergies renouvelables dans le secteur électrique.

Combiner une obligation de développement des EnR assuré par l'usage de dispositif de subventions à la production (tarifs d'achat, complément de rémunération, etc.) et une contrainte carbone conduit par définition à un *optimum* de second rang, mais seulement si la politique EnR est justifiée par les externalités dynamiques d'apprentissage de ces nouvelles technologies, c'est-à-dire jusqu'au moment où les technologies atteignent la maturité économique et commerciale, stade au-delà duquel les technologies peuvent se développer d'elles-mêmes... C'est bien ce qui est en train d'arriver pour les EnR, à la suite des importantes baisses de coût dont elles ont bénéficié depuis 2008 (de l'ordre de 30 % pour l'éolien à terre, de 50 % pour l'éolien en mer et de 65 à 90 % pour le solaire PV de grande taille selon l'IAE [2017]). Or dans les faits, alors que les EnR et les autres technologies fossiles et nucléaire devraient rivaliser sur un pied d'égalité avec la pénalisation des technologies émettrices de CO_2 par la tarification du carbone, nulle part n'est envisagée la suppression des dispositifs de soutien aux EnR électriques. Les politiques carbone qui s'appuyaient sur une tarification du carbone et le soutien aux EnR pré-commerciales se sont transformées en politiques dont l'objectif de développement des EnR est devenu un objectif en soi. Elles vont éloigner le secteur électrique de l'*optimum* de premier rang qui serait atteint par la tarification du carbone dans le nouveau contexte où les prix de revient des EnR sont désormais au niveau de celui des autres techniques électriques. La superposition d'instruments de réduction d'émissions, qui résulte de l'adjonction des dispositifs de soutien aux EnR, tourne le dos au principe d'équi-marginalité entre les différentes options possibles. L'option de réduction des émissions de carbone par le développement subventionné

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

des EnR électriques à grande échelle conduit à un prix implicite du CO_2 plus élevé que celui d'autres options qui seraient stimulées par une taxe carbone moins élevée, ou si on utilise une contrainte carbone, par le prix implicite du carbone qui résulterait de son seul usage. Comme le soulignait récemment Paul Joskow [2019], « ce n'est pas le fait de pousser l'entrée des EnR à une échelle raisonnable qui pose un problème en soi ; c'est bien plutôt le fait que les politiques publiques ont pour projet de forcer le système à avoir un très haut taux de pénétration des EnRv, que ce soit économique ou non, sur la base des prix du marché[1] ».

L'éloignement de l'*optimum* social par la contrainte de développement des EnR est d'autant plus important que les EnRv (éolien, solaire PV) ne produisent pas du tout les mêmes produits ni les mêmes services que les centrales dites pilotables (nucléaire, centrales à gaz ou au charbon associées à du captage et stockage du carbone (CSC), centrales à biomasse) du fait de la non-stockabilité de l'électricité et de l'astreinte imposée au système de garantir la fourniture en toute situation[2]. Les productions du premier type de technologies ont des externalités technologiques croissantes dans le système (ce que l'on appelle les coûts de système). Elles ont aussi des valeurs d'usage différentes que reflètent les revenus qu'elles tireraient ou tirent des marchés électriques à pas horaire si les EnR vendaient directement sur eux, sans bénéficier de leurs dispositifs de soutien.

La valeur de l'équipement EnRv marginal décroît au fur et à mesure de leur déploiement, si bien qu'à un stade donné de développement des EnRv la valeur économique de l'équipement marginal en éolien ou solaire PV ne permet plus de couvrir ses coûts fixes, et l'investissement dans chacune des deux technologies devrait cesser si les décisions se faisaient par le marché. Le problème posé par les politiques qui ciblent un développement à grande échelle des productions d'EnRv en s'appuyant sur les dispositifs de soutien est qu'elles ignorent cette baisse de valeur. La croissance de l'objectif EnR au-delà de ce stade optimal grâce à l'appui des dispositifs de soutien a forcément un coût d'opportunité par rapport à l'*optimum* de premier rang

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

obtenu sous l'effet de la seule tarification du carbone. Ce coût d'opportunité est d'autant plus important que la cible de parts de production des EnRv visée par la politique s'écarte radicalement de ce niveau optimal qui se dégagerait de l'autorégulation du marché sans ces dispositifs de soutien.

Ceci ne peut être analysé qu'avec des modèles détaillés du secteur électrique et du système sur lequel il repose. On ne peut se contenter de reposer sur une approche sommaire du secteur électrique, basée sur une comparaison simpliste des prix de revient de production par MWh des différentes techniques de production électrique, sans tenir compte de la valeur respective de leurs productions pour le système. Une telle évaluation doit s'appuyer sur un modèle détaillé du système électrique, seul à même de saisir le supplément de complexité introduit dans le système par le développement à grande échelle des EnR à apports variables (EnRv par la suite). Il faut pouvoir prendre en compte l'effet du développement conjoint des nouvelles sources de flexibilité (stockages, pilotage de la demande) et celui des EnRv, car elles permettent de rehausser la valeur de leurs productions variables pour le système, et donc leur position optimale dans le mix. Pour ce faire, un modèle complexe d'optimisation en programmation linéaire peut simuler, à la fois, le jeu des marchés électriques supposés complets en concurrence parfaite et le programme d'un planificateur en information parfaite. L'*optimum* résulterait aussi bien du jeu du marché que des choix d'investissement du planificateur, qui sont équivalents, en théorie, selon la démonstration célèbre d'Oskar Lange (Lange et Taylor [1938]). Le modèle de Lange stipule que si toute la production est effectuée par un organisme public tel que l'État, et s'il existe un mécanisme de prix qui fonctionne sur la base de l'alignement sur les coûts marginaux, cette économie sera efficace à la manière de Pareto, comme le serait une hypothétique économie de marché en concurrence parfaite[3].

Dans cet article, nous nous intéressons aux résultats de quatre exercices relevant d'une approche des politiques climat-énergie focalisées sur un objectif de moyens (cible de part d'EnR) devenu prééminent par rapport à l'objectif carbone, à

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

l'aide de modèles détaillés, à savoir le modèle Gen-X commun à l'Agence de l'énergie nucléaire de l'OCDE (ou AEN-OCDE) (Cometto et Keppler [2019]) et à l'équipe CEEPR du MIT (Sisternes *et al.* [2016]), le modèle Diflexo de la Chaire CEEM de Dauphine (Villavicencio et Finon [2018]), le modèle Emma du DIW (Hirth [2013], [2016a]) ; et le modèle Crystal Super-Grid de la société Artelys utilisé par l'Ademe (Ademe [2018a]).

Alors que la plupart des exercices basés sur des modèles détaillés du système électrique sont concentrés sur l'analyse de la faisabilité technique et économique du développement des EnR à très grande échelle, lequel est pris comme une donnée de départ en excluant les autres technologies bas carbone, on se focalise ici sur ces quatre exercices où fins et moyens ne sont pas confondus, et où toutes les technologies bas carbone, aussi bien les EnRv que les technologies pilotables (nucléaire, CSC, biomasse) sont considérées. Ces approches, qui conduisent à identifier le mix optimal et à évaluer ce qu'il en coûte en termes d'efficience sociale si on s'en écarte, apportent un progrès dans le raisonnement économique par rapport à ces autres approches où on postule le développement des EnRv à grande échelle. Elles s'interrogent sur l'écart d'efficience entre ces politiques focalisées sur un objectif de moyens et une politique recherchant un *optimum* de first best avec tarification du CO_2 ou sous contrainte carbone.

Ceci étant, de la même façon que des biais culturels et politiques conduisent dans la majorité des exercices à ne s'intéresser qu'aux faisabilités technique et économique des systèmes avec une forte part d'EnRv, de tels biais peuvent influencer aussi la façon de représenter le système à optimiser dans les démarches en first best afin d'aboutir aux résultats recherchés en faveur des EnR. C'est le cas des diverses façons de formaliser les possibilités d'arbitrage entre heures de forte et de faible production EnRv par les techniques de stockage et le pilotage de la demande par les effacements (appelés, par la suite, nouvelles sources de flexibilité) ; c'est le cas aussi des différentes façons de représenter les possibilités d'utiliser les surplus de productions des EnRv (par rapport aux demandes horaires) dans des usages intersectoriels

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

(production d'hydrogène par électrolyse, ou de thermies par des pompes à chaleur). En d'autres termes, la complexification du système électrique résultant de l'introduction des EnRv à grande échelle ouvre la possibilité d'user et d'abuser de la formalisation de ce qui « fait système » dans le secteur électrique, sans préoccupation de réalisme technologique ni des conditions institutionnelles qui permettraient de tels développements.

Par la suite, nous précisons dans une première section les spécificités économiques des techniques EnR non pilotables et de leur cohabitation avec des techniques pilotables. Dans une deuxième section, nous montrons que des modèles très détaillés du système électrique sont nécessaires pour analyser les politiques climat-énergie basées sur une contrainte carbone et une obligation de développement des EnR dans ce secteur. Dans la section suivante, nous comparons les résultats des approches de first best basées sur des modèles détaillés afin de mettre en évidence comment on peut orienter les résultats par la sur-représentation des sources de flexibilité. Dans un but de simplification, nous choisissons de nous concentrer sur le point d'arrivée des transitions en 2050, en ignorant le cheminement qui y conduit à partir de l'existant.

From cost to value

Dans la compétition entre techniques de production électrique, ce n'est pas le coût moyen par MWh qui compte en premier, mais la valeur des productions de chacune sur le marché pour déclencher les investissements dans de nouveaux équipements. Or, les techniques éoliennes ou solaires sont handicapées de trois façons par rapport aux techniques pilotables : la variabilité de leurs productions qui les fait produire à n'importe quel moment et quel que soit le prix du marché horaire, les externalités « technologiques » qu'elles provoquent dans l'ensemble du sys-

© Revue française d?économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

tème, et leur production horaire à coût nul dans des systèmes électriques dont les marchés sont organisés autour des coûts marginaux de court terme.

La valeur d'usage des productions EnR à apports variables

Une contribution importante de la littérature théorique à l'économie des productions électriques à apports variables a été de souligner les différences économiques fondamentales entre les EnRv et les technologies pilotables (Joskow [2011] ; Borenstein [2012]). Paul Joskow souligne en particulier que « the comparison of LCOE (Levelized Costs of Energy) considers that electrical energy is a homogenous product governed by the law of one price, which is wrong » (Joskow [2011]). Le prix de revient moyenné par MWh constitue une métrique très incomplète pour comparer les technologies pilotables et celles non pilotables à production variable. Une comparaison sur cette base revient à considérer que la valeur du MWh produit par une EnRv est la même, quelle que soit l'heure, alors que les productions aléatoires d'une capacité d'EnRv peuvent survenir à n'importe quelle heure, à n'importe quelle puissance en dessous de la puissance nominale, et quel que soit le prix du marché horaire lui-même très variable, ce qui n'est pas le cas des techniques pilotables qui fonctionnent selon le prix du marché horaire, le plus souvent à leur capacité nominale et quand on le leur commande.

Par ailleurs, du fait que le fonctionnement de l'industrie électrique est basé sur des marchés à pas horaires et organisés autour des coûts marginaux de court terme, les EnRv qui ont un coût marginal nul rencontrent un autre problème majeur. On sait que les marchés de l'électricité répondent chaque heure à la demande en prenant d'abord l'électricité du producteur au coût variable le moins cher, puis le suivant au coût le plus proche, etc., jusqu'à ce que soient satisfaits tous les besoins agrégés. Le prix payé à tous les producteurs est aligné sur celui de l'offre par la source la plus chère alors en service. Comme

© Revue française d?économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

l'éolien et le solaire n'ont pas besoin d'acheter de combustible, leurs coûts marginaux sont nuls. Par conséquent, les équipements EnRv qui produisent sont appelés en premier par le marché horaire, et sont rémunérés sur le marché horaire à un prix aligné sur le coût de la dernière centrale conventionnelle appelée. Comme le soulignait Marcel Boiteux, en connaisseur, dans la revue Commentaire (Boiteux [2010]) : « la valeur d'une nouvelle capacité (à production variable) se définit et se mesure par les coûts d'exploitation des équipements conventionnels que ses productions horaires permettent d'éviter ». C'est ainsi que procédait EDF dans les années 1950 et 1960 pour calculer la valeur de nouveaux équipements hydrauliques à installer[4]. Sans les dispositifs de soutien, le recouvrement des coûts fixes d'investissement et d'exploitation d'une unité de production EnR, qui constituent l'essentiel de ses coûts complets, va donc dépendre totalement des prix du marché horaire, lesquels n'ont aucun lien avec ses coûts de long terme, ce qu'on appelle les coûts complets.

Nous noterons aussi que le prix du carbone favorise les EnR, non pas en pénalisant les centrales fossiles, mais en augmentant la rente infra-marginale des équipements EnRv par l'augmentation du prix du marché électrique pendant les heures où les centrales fossiles sont marginales. Toutefois, dans le cas où les entrées des équipements EnR se font exclusivement par le marché (sans les dispositifs de soutien), il faut que les centrales fossiles soient appelées par le marché horaire pendant un nombre d'heures important durant lesquelles l'une d'entre elles sera marginale de sorte que l'effet incitatif sur les investissements en EnRv soit significatif, ce qui sera de moins en moins le cas au fur et à mesure de l'installation de capacités d'EnRv.

Les coûts directs de système[5]

Si un équipement n'est pas capable d'offrir de façon ferme des kWh au système quand on le lui commande, il faut adjoindre au système électrique des techniques flexibles servant de réserve

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

et pouvant suivre les « rampes » de hausse et de baisse des productions éoliennes ou de solaire PV, tandis que, dans le très court terme, il faut plus de services d'équilibrage et de services système pour assurer l'équilibre du système et sa stabilité. Il faut aussi développer de nouvelles lignes d'acheminement en haute et moyenne tension, étant donné la spécificité de la localisation des gisements de ressources éoliennes.

Le nouvel équipement en EnRv développé à la marge du système entraîne donc directement des coûts de système de court terme et de long terme qui sont à chaque fois plus importants. Une décision d'investissement dans une capacité EnRv par le planificateur prendra donc en compte non seulement sa valeur actuelle nette, mais lui soustraira les coûts que la variabilité de sa production entraîne pour le système. À savoir, à court terme, les coûts de rééquilibrages du système nécessités par les erreurs de prévision de production et les coûts de montée et de baisse des productions flexibles et, à long terme, le coût des capacités croissantes de réserve flexible et de réseaux à installer.

En régime de marché, quand la réglementation rend les producteurs EnRv « responsables d'équilibre » (selon la dénomination consacrée), ils doivent payer les pénalités du déséquilibre sur le mécanisme de marché d'ajustement. Mais les externalités dont ils sont responsables ne sont pas toutes internalisables, notamment les coûts de réseau et les coûts de développement des sources de flexibilité (Keppler et Cometto [2012]), ce qui pose d'autant plus problème que ces coûts croissent plus que linéairement au fur et à mesure du déploiement des EnRv[6].

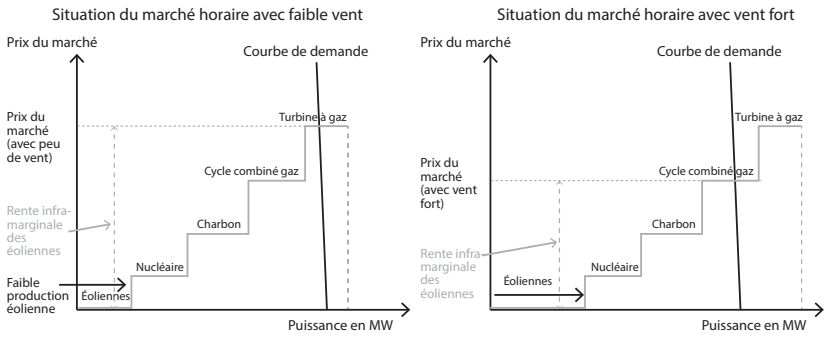
La baisse de valeur de chaque équipement EnRv marginal

Un équipement éolien ou solaire PV produit de façon corrélée avec les autres équipements de même type, ce qui conduit à des prix moindres sur le marché horaire en poussant les équipements chers en exploitation, en dehors du marché quand les capacités EnRv produisent, ce qu'on appelle l'effet d'ordre de mérite (voir figure n°1). Plus encore, lorsque les capacités éoliennes ou

© Revue française d?économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

solaires PV sont développées de plus en plus largement, ce développement s'accompagne d'une tendance structurelle à la baisse du prix moyen annuel de l'électricité pour la même raison, ce qui affecte directement la valeur de tout nouvel équipement EnRv. Quand le développement des EnRv est « poussé » par les dispositifs de soutien, la baisse de valeur devient importante au-delà du seuil de part de production de 40 %. On peut le comprendre parce que c'est le seuil au-delà duquel les capacités installées en éolien et en solaire PV dépassent la puissance demandée en pointe. Il s'en suit que les prix horaires sont nuls sur un nombre d'heures croissant au fur et à mesure de la croissance des parts de marché : 1000 h/an quand la part de production d'EnRv atteint 50 %, et de 3 000 à 3 800 h/an avec 80 % de production d'EnRv (Cometto et Keppler [2019])[7]. Pendant ces heures, dans un système non interconnecté aux systèmes voisins, les productions d'un certain nombre d'éoliennes, voire de fermes solaires PV, vont devoir être écrêtées (on dit aussi effacées) par le gestionnaire du système.

Figure 1
Effet d'ordre de mérite d'une production éolienne importante



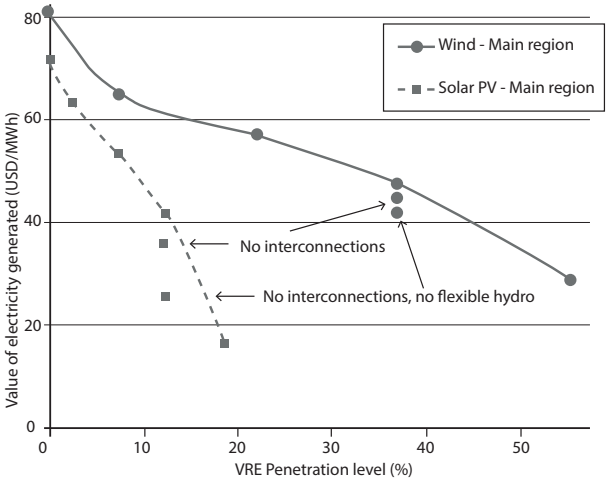
Source : auteur.

Ce phénomène de baisse de valeur des productions EnR, qui s'explique d'abord par la corrélation entre les productions horaires des éoliennes (ou entre celles des équipements solaires

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

PV), est mis en évidence dans les exercices basés sur des modèles d'optimisation du secteur électrique sous contrainte croissante de développement des EnR, comme dans l'exercice de l'AEN-OCDE (Cometto et Keppler [2019]) (voir figure n°2). Hirth montre aussi que leur valeur diminue plus que linéairement avec le taux de pénétration de chaque technique EnRv (Hirth [2013, 2016a]). Ces exercices montrent également que cette diminution est plus importante pour le solaire PV que pour l'énergie éolienne, la production de PV solaire étant concentrée autour de quelques heures dans la journée, tandis que la production des éoliennes est plus étalée sur la journée, voire sur la semaine.

Figure 2
Décroissance de la valeur des productions éoliennes et solaires PV



Note : remarquer que, sans la flexibilité qu'apportent l'hydraulique et des interconnexions (10 % de la puissance du système), la valeur du MW marginal de solaire PV se dégrade de 30 %, mais celle d'éolien de seulement de 12 %.
Source : Cometto et Keppler {2019], p. 65.

© Revue française d?économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

Par rapport aux deux premiers problèmes, celui que pose la variabilité des productions sans lien avec le prix horaire, et celui de baisse de valeur des productions des équipements marginaux d'EnRv malgré la baisse du prix de revient des EnRv, le maintien des dispositifs de soutien par garantie du revenu de long terme des équipements EnRv fausse les arbitrages économiques entre les techniques EnRv et les technologies électriques pilotables. Les politiques basées sur les tarifs d'achat, ou les dispositifs de compléments de rémunération flexibles (comme ceux désormais en place en Allemagne et en France) contournent complètement ces deux questions critiques, car ils garantissent sur le long terme (15 à 20 ans) des revenus par MWh identiques, et quelle que soit l'heure de leur production sur l'année. De ce fait, le choix des agents échappe à l'auto-régulation par le marché, alors qu'ils devraient arrêter d'investir en éoliennes ou en solaire PV lorsque la valeur économique de l'équipement EnRv, nette de ses coûts de système, ne permet plus de couvrir ses coûts fixes. Les seuils au-delà desquels ils ne les couvrent plus peuvent être considérés comme les parts optimales de l'éolien et du solaire PV dans le mix électrique. Les investissements en EnRv peuvent continuer indéfiniment, malgré la baisse continue de la valeur de l'équipement marginal.

Rehausser la valeur des EnR par les sources de flexibilité

La possibilité de stocker l'électricité des EnRv pendant les épisodes de grosse production et de prix horaires bas permet, par arbitrage, de rehausser la valeur économique de leurs productions : on stocke l'énergie pendant les heures où les prix horaires sont bas et on réinjecte ces mêmes MWh pendant les heures où les EnRv produisent moins et les prix sont plus élevés. Le schéma est inverse avec le pilotage de la demande, qui consiste à opérer des effacements de consommations à distance et au moment choisi, généralement avec report de la consommation ultérieurement[8]. On efface des consommations en période de faibles productions éoliennes et de prix horaires élevés, pour

© Revue française d?économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

les reporter lorsque les prix horaires baissent à nouveau avec la remontée des productions éoliennes. Dans ce cas, le report de la consommation tend à limiter la baisse du prix horaire pendant les heures de forte production EnRv, ce qui donne un surcroît de valeur au MWh éolien produit pendant les heures de forte production.

Ces deux sources de flexibilité peuvent rehausser la valeur économique des équipements ENR à production variable et, par là, augmenter la part optimale des EnRv dans un système électrique[9]. D'ailleurs la valeur d'une nouvelle capacité d'EnRv dans un parc existant dépend des caractéristiques de flexibilité du parc dans lequel elle s'insère, notamment les capacités hydrauliques en place qui sont une source importante de flexibilité. Hirth [2016b] montre que la valeur de l'énergie éolienne est de 12 à 29 % plus élevée en Suède qu'en Allemagne, du fait de la présence relative de beaucoup plus de production hydraulique (46,5 % contre 3 %). De même en est-il de la contribution des interconnexions avec les systèmes voisins qui peuvent fournir une alimentation complémentaire lorsque les EnRv développées à grande échelle dans un système produisent peu, en le reliant aux voisins avec lesquels les vents sont peu corrélés. De même pour les échanges d'énergie d'équilibrage et de services-système, qui réduisent le coût de la garantie de fourniture.

Le développement des usages intersectoriels pour absorber les surplus d'électricité

Le développement de nouveaux usages de l'électricité (production d'hydrogène, production de chaleur industrielle, etc.) peut permettre aussi de rehausser la valeur économique des EnRv en absorbant leurs surplus par rapport à la demande si ces nouveaux usages s'avèrent chacun compétitif par rapport aux productions en place pour le même service. Les exercices de prospective du développement des EnR à très grande échelle, comme ceux de l'Ademe de 2016 et de 2018 ou encore celui de la DENA, l'agence allemande de l'énergie de 2017 (DENA

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

[2017]), mettent en valeur la production de chaleur dans l'industrie ou pour le chauffage urbain *via* de grandes pompes à chaleur (associées à l'occasion à des stockages thermiques). Ils considèrent également la production d'hydrogène par électrolyse pour les besoins de l'industrie et pour les transports propres à base de piles à combustibles. Certains conçoivent même d'utiliser cet hydrogène pour produire du CH_4 par méthanisation afin de l'injecter dans le réseau de gaz en remplacement du gaz naturel, dans la perspective de développement à grande échelle de « gaz vert » avec le biométhane.

C'est dans cette perspective que se situe la démarche prospective de la Commission européenne pour éclairer les choix de la stratégie énergétique 2050 (Commission européenne [2018]), et celle l'agence de l'énergie allemande pour éclairer les différentes voies de la transition allemande qui reposent essentiellement sur les EnR (DENA [2017]). Ces démarches prospectives s'appuient sur des modèles normatifs qui couvrent l'ensemble du secteur de l'énergie. Mais, pour des raisons de dimension, ces modèles ne peuvent pas reposer sur une représentation détaillée du secteur électrique, ce qui ôte une partie de leur pertinence économique aux résultats de ces modèles, sans parler de la pertinence des hypothèses institutionnelles qui doivent être associées à de tels futurs et qui ne sont jamais vraiment mises à plat, comme on le voit plus loin.

Des modèles détaillés du secteur électrique

Les travaux d'évaluation des politiques de décarbonation du secteur électrique fondées sur la promotion des EnR doivent se baser sur des modèles détaillés de choix d'exploitation et d'investissement du système électrique. Il faut pouvoir décrire correctement la variabilité des productions des EnRv et leurs aléas,

© Revue française d?économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

les contraintes de flexibilité des centrales et les coûts associés à leurs « rampes » ; de même, concernant les caractéristiques des différentes techniques de stockage (capacité en énergie rapportée à la puissance, vitesse de charge et de décharge, etc.) et de pilotage de la demande par effacement des consommations. Il faut aussi modéliser de façon précise les différentes activités du système pour pouvoir représenter leurs interactions complexes qui jouent en dynamique. Par exemple, si le stockage peut rehausser la valeur des capacités solaires et éoliennes, à l'inverse les capacités de PV solaire installées qui réduisent l'écart entre prix de jour et prix de nuit sur le marché horaire vont jouer sur la valeur d'arbitrage des stockages que l'on prévoit d'installer, au point de repousser leur installation. Il y a donc un équilibre qui doit se dégager de l'optimisation du système entre les capacités EnRv et celles des nouvelles sources de flexibilité.

L'optimisation conjointe des choix d'investissement et d'exploitation de chaque opérateur

Les modèles d'optimisation de long terme reposent sur une représentation fine des contraintes d'équilibre et de stabilité du système qui deviennent de plus en plus prégnantes dans un système à part d'EnRv fortement croissante. 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. Les contraintes d'équilibre physique en temps réel permettent de valoriser les produits et services offerts sur leurs marchés, pour satisfaire les demandes horaires d'énergie et celles de services d'équilibrage et de services-système. Ces demandes de service sont liées aux obligations de « responsables d'équilibres » qui pèsent sur les producteurs EnRv et aux besoins du gestionnaire du réseau de transport (GRT) qui doit assurer l'équilibre du système et la stabilité du produit électricité en tension et en fréquence.

L'optimisation repose sur une formulation en programmation linéaire sous le critère de minimisation des coûts d'inves-

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

tissement, des coûts fixes d'exploitation (dont les coûts d'usure dus aux nombreux cycles de montée et baisse de production) et des coûts variables d'exploitation (combustibles, carbone). Il optimise sur le court terme le « dispatching économique » en jouant des décisions d'arbitrage permises par les unités de stockage et les effacements (avec reports de consommation des heures de faible production des EnRv sur des heures de production abondante). Sur le long terme, il optimise le mix de technologies, le déclenchement d'investissement dans un nouvel équipement se faisant sur la base de ses revenus anticipés sur les différents étages du marché. Les choix optimaux d'investissement par technologies se font conjointement avec la réalisation de l'*optimum* d'exploitation, sous la contrainte de garantie de fourniture de la demande horaire en toute situation.

Les modèles d'optimisation en programmation linéaire permettent de raccorder systématiquement les résultats aux valeurs que dégage chaque type d'équipement sur les marchés des différents produits et services auxquels ils contribuent, et ce en fonction des politiques testées. Ceci se fait par l'intermédiaire des prix duaux des contraintes d'équilibre offre/demande horaires pour l'énergie, les services d'ajustement et les services-système. En outre, sur le long terme, la contrainte de garantie de fourniture dans les heures critiques et en toute situation, qui reflète l'équilibre de ce que serait un marché de crédits de capacité (appelé aussi mécanisme de capacité), donne une valeur supplémentaire à la contribution des équipements des différents types du fait de leur contribution à la garantie de fourniture. Les politiques testées sont le plus souvent formalisées sous forme de contrainte d'émissions sur tout le secteur pour la politique carbone, de contrainte d'obligation de développement d'une technique non compétitive pour les EnR, ou encore de limitation du recours à une technique compétitive butant sur l'obstacle de l'acceptation sociale (pour le nucléaire, voire pour l'éolien à terre).

Une représentation fine avec forte résolution temporelle permet de rendre compte aussi de la façon dont le développement de capacités importantes d'énergie éolienne et solaire sur

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

le marché modifie les prix du marché horaire (par rapport à un mix électrique normal). Elle permet aussi de rendre compte du besoin de sources de flexibilité, avec des contraintes d'équilibre sur les services de flexibilité qui, *via* leurs recettes qui découleront de leurs prix duaux, vont inciter les investisseurs à construire des équipements flexibles et des unités de stockage. Cette granularité horaire permet aussi de traiter finement les aléas météorologiques sur les productions d'EnRv de chaque heure d'une année par paramétrage de la série des productions horaires sur l'année et en testant plusieurs séries équiprobables.

La qualité et la précision du formalisme des modèles utilisés ont un impact sur la pertinence des résultats. Sur la base d'une comparaison des résultats de la partie électrique du modèle d'optimisation sectorielle Times-Markal appliqué à des politiques EnR avec ceux d'un modèle très détaillé du secteur électrique au niveau des caractéristiques des techniques et de la granularité horaire, Poncelet *et al.* [2016] montrent que, pour un taux de pénétration des EnRv de 50 % dans le mix électrique, il y a une sous-estimation de 50 % des coûts d'exploitation, car les productions EnRv en base sont surestimées au détriment des productions classiques qui, elles, ont un coût de combustible. On peut en dire autant du modèle du secteur de l'énergie Primes utilisé par la Commission européenne dans sa partie électrique selon Collins *et al.* [2018]. Ils ont expliqué les différences de résultats du modèle Primes avec ceux d'un modèle électrique détaillé exactement de la même façon.

Le traitement de temporalités longues

Deux types de traitement des temporalités longues sont possibles :
— l'optimisation en greenfield sur une année du long terme (à 40 ou 50 ans), pendant laquelle le système est supposé être créé à partir de rien, le long terme permettant de supposer la fermeture de tous les équipements existants. Les dimensions des modèles détaillés à forte résolution temporelle obligent le plus souvent à choisir d'optimiser sur une seule année du long terme

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

par minimisation du coût global sur la base des coûts annualisés d'investissement et d'exploitation. C'est le cas de trois des quatre exercices considérés par la suite ;
— l'optimisation intertemporelle (par exemple sur 2020-2060) par la minimisation de la somme des coûts d'investissements et d'exploitation actualisés, dans le cadre de scénarios qui tracent les évolutions des paramètres principaux (baisse de coût des technologies, évolution du prix des fossiles, politique carbone, contrainte politique sur telle technologie, etc.). C'est ce type de démarche qu'a adoptée l'Ademe dans son exercice de 2018, qui est considéré ici, en utilisant le modèle Crystal SuperGrid de la société Artelys.

L'avantage de l'optimisation en intertemporel sur celle en greenfield est de pouvoir dessiner la trajectoire optimale du système électrique qui est basée sur des équipements à long cycle de vie de structures de coûts différents, et d'analyser les effets d'évolution des coûts de telle ou telle technique, de choc de prix des énergies fossiles ou de choc de politiques (contrainte carbone, arrêt politique d'une technologie, etc.) en comparant des scénarios contrastés avec des chocs de prix ou de politiques.

Le tout s'effectue en univers de prévision parfaite. Les résultats de l'optimisation intertemporelle de l'exercice Ademe en 2050 et ceux des optimisations en greenfield ne répondent pas totalement à la même logique car les premiers intègrent les effets de décisions d'investissement dans des équipements à long cycle de vie. Ceci limite ensuite les marges de manœuvre des choix en 2050. Pour autant, un élément rapproche les résultats des deux démarches dès lors qu'elles reposent sur des données de coûts et de prix voisines en univers de prévision parfaite. Si les données de coûts et de prix sont assez stables dans le temps, les choix intertemporels de chaque année de la décennie d'avant 2050 seront voisins de ceux d'une optimisation en greenfield en 2050.

Dans tous les cas, il n'y a pas de traitement de l'incertitude sur les autres paramètres clés (coût de telle ou telle technologie, contrainte politique sur d'autres, taux de croissance de la demande) alors qu'il y aurait à mettre en évidence les valeurs

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

d'option de certains choix vis-à-vis d'incertitudes majeures sur quelques paramètres de choix futurs.

Nous procéderons ici à des paramétrages simples qui permettent de mettre en évidence la sensibilité des résultats à quelques variantes.

Il existe une autre possibilité qui est de tester de très nombreuses combinaisons de valeurs des paramètres-clés, comme les chercheurs du MIT avec leur modèle Gen-X l'ont fait par ailleurs en dehors de l'exercice considéré ici (Sepulveda *et al.* [2018]). Ils peuvent ainsi montrer, à partir d'un millier de tests de leur modèle, que recourir aux technologies pilotables permet de baisser les coûts de l'électricité, par rapport aux tests où elles seraient exclues par principe et où seules les EnR et les sources de flexibilité peuvent se développer.

L'évaluation des politiques sous contrainte EnRv : des divergences dans le traitement de la flexibilité

Par la suite on ne considère que les approches pour lesquelles le développement des EnR à grande échelle n'est pas donné, par différence avec les approches dominantes qui sont centrées sur les systèmes à forte part d'EnRv qui est prise comme une donnée de production par les EnRv[10]. Interrogeons-nous tout d'abord sur la façon la plus efficiente d'atteindre l'objectif climat dans le secteur électrique en mettant sur le même plan toutes les technologies bas carbone, qu'elles soient pilotables ou non pilotables, la contrainte carbone étant représentée soit par un plafond d'émissions du secteur, soit par un prix élevé et prévisible du carbone. Dans un second temps on regarde l'écart d'efficience entre une situation atteinte ainsi par l'incitation

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

de la contrainte carbone et celle résultant d'une politique de déploiement des EnR électriques à des niveaux élevés.

Les exercices considérés ici repèrent le mix optimal de first best et évaluent par comparaison le niveau d'efficience sociale des politiques climat-énergie qui combinent une contrainte carbone et des instruments de promotion des EnRv en visant un objectif élevé de parts de production EnR. Ils regardent également comment réduire l'écart d'efficience économique entre ces politiques de développement des EnRv et l'*optimum*, sous la seule contrainte carbone en recourant aux nouvelles sources de flexibilité (stockages électriques, pilotage de la demande).

Pour cela, nous comparons les résultats d'un exercice de référence de l'Ademe de fin 2018, basé sur le modèle Crystal Super Grid d'optimisation intertemporelle sur 2020-2060 de l'Ademe pour l'année 2050 (Ademe [2018a]), avec ceux de trois modèles d'optimisation en greenfield, le modèle Gen-X commun à l'Agence de l'énergie nucléaire (AEN) de l'OCDE (Cometto et Keppler [2015], [2019]) et à l'équipe CEEPR du MIT (Sisternes *et al.* [2016]), le modèle Diflexo de la chaire CEEM de Dauphine (Villavicencio et Finon [2018]) et le modèle Emma du DIW (Hirth [2016a], [2016b]). Ces exercices s'appliquent au système français, sauf l'exercice de Hirth qui s'applique au système ouest-européen mais dont la structure de la demande sur l'année et la place relative des ressources en hydraulique lui sont proches.

Les représentations des politiques carbone sont différentes entre les exercices, ce qui pourrait nuire à la possibilité de comparer leurs résultats en toute rigueur. Mais dans tous les exercices, l'usage d'un prix du carbone ou d'une contrainte carbone fait figure d'élément instrumental venant en renfort de l'objectif EnR, car tous les exercices sont focalisés sur l'évaluation des politiques qui privilégient le développement des EnR électriques à grande échelle, et non la limitation des émissions de carbone par le secteur électrique. Les spécificités de chacun sont les suivantes (voir aussi le tableau n°1) :

— dans les exercices de l'AEN-OCDE, de l'équipe du MIT et de la CEEM-Dauphine qui testent les effets de la croissance de

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

l'objectif de pénétration des EnR sur la sous-optimalité du mix, la contrainte carbone est formulée en termes de plafond d'émissions du secteur électrique en g/kWh (50 g/kWh est retenu dans les tests de référence). Ceci revient à voir jouer un prix implicite du carbone qui s'ajuste de façon endogène par alignement sur le coût marginal de réduction des émissions dans le seul secteur électrique, et ce pour chaque objectif EnR[11]. Aucun exercice ne cherche à comparer une politique basée sur l'usage d'un plafond d'émissions pour le secteur (exprimée en g/kWh) avec une politique basée sur un prix du carbone plus ou moins élevé ;

— dans le modèle du DIW, un prix explicite du carbone de 20 €/tCO_2 est utilisé dans les tests de base où l'on recherche les parts optimales d'éolien et de solaire PV par estimation de la valeur économique de l'équipement marginal installé pour différents objectifs d'installation. Puis ce prix est paramétré de 0 à 180 €/tCO_2 dans de nombreux tests de sensibilité pour différents niveaux de coût de revient du MWh éolien et solaire PV afin de déterminer les parts optimales de chacun dans chaque cas. Les tests couvrent aussi des situations où le nucléaire et le CSC sont bannis en regardant la part des EnRv qui en résulte dans le mix électrique optimal. Parmi les quatre exercices, l'exercice du DIW est le seul à le faire ;

— dans l'exercice de l'Ademe qui repose sur une optimisation intertemporelle, la politique carbone est représentée par une trajectoire d'évolution de prix du carbone sur 2020-2060, qui passe par le niveau de 57 €/tCO2 en 2050, notre point de comparaison. En 2050, il n'y a pas d'autres hypothèses de prix du carbone, ni de politiques publiques dans 6 des 7 scénarios testés. Pour donner une idée de l'efficacité environnementale de la combinaison de ce prix du carbone et de la politique EnR, nous noterons au passage qu'elles conduisent à un niveau d'émissions réduit de 10 g/kWh cette même année (Ademe [2008a], p.28).

Les différences d'approche concernant les politiques directes de réduction des émissions de carbone amènent à relativiser la comparabilité des résultats de ces exercices d'analyse des politiques carbone à base d'EnR. Mais le plus important est que la logique de chaque exercice est voisine. C'est la raison

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

pour laquelle les différences de représentation de la contrainte carbone et de son usage entre exercices n'invalident pas l'intérêt d'une comparaison des résultats sur le partage du mix électrique et de son coût, avec et sans contrainte EnR.

La réflexion à partir de la comparaison des résultats ne portera donc pas principalement sur l'efficience des politiques carbone utilisant un mix d'instruments conduisant à différentes voies d'internalisation du coût du carbone pour orienter les choix de moyens de production électrique, mais sur les différences de résultats des choix qui en résultent.

Ceci conduit aussi à mettre de côté la question des différences entre mode d'internalisation des externalités environnementales des technologies électriques fossiles, nucléaire et EnR. On peut s'interroger sur le fait qu'il n'y a pas de traitement aussi explicite des externalités du nucléaire que celui des émissions de CO_2 dont le coût est internalisé *via* le prix explicite du carbone ou celui implicite d'un plafond d'émissions. Notons toutefois que les externalités du nucléaire sont déjà internalisées en très grande partie dans les coûts d'investissement et d'exploitation par le rehaussement très significatif des normes de sûreté depuis les origines de la technologie nucléaire qui ont affecté très sensiblement les coûts d'investissement d'un côté, et, d'un autre côté, par les provisions que les exploitants doivent faire pour financer les coûts de démantèlement et de gestion des déchets nucléaires.

En outre, lorsque nous testons des scénarios sans nucléaire comme le fait le DIW (Hirth [2016a]), le choix de renoncer au nucléaire en raison de ses risques, tels qu'ils sont perçus par la société, revient à attribuer une valeur infinie à ces coûts externes dans la fonction de préférence collective. Elles conduisent à se retourner vers les seules EnR pour assurer la décarbonation du système électrique à des coûts beaucoup plus élevés, notamment parce qu'il faut trouver des solutions alternatives plus coûteuses aux unités fossiles flexibles (turbines à gaz, etc.) pour assurer le back up des productions EnRv. Comme le montre l'exercice du DIW, ceci se fait à un coût d'ensemble plus élevé de 25 % que lorsque l'on peut recourir au nucléaire,

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

technologie de base pilotable : la part optimale des EnRv passe de 20-25 % à 45-50 % lorsque le prix du carbone est de 100 €/tCO_2, mais avec un niveau d'émissions de 100 à 200 % supérieur (Hirth, p.146). Nous devinons que le prix implicite du carbone, pour arriver à la même performance environnementale, serait très supérieur à 100 €/tCO_2, sans que l'exercice ne permette de le dire.

Flexibilité et efficience du développement des EnRv à grande échelle

Les différences de résultats de l'exercice de l'Ademe avec ceux des trois autres modèles invitent à s'intéresser de près à la représentation des sources de flexibilité (stockage, pilotage de la demande, intégration avec les autres systèmes) et à l'élargissement de la démarche de planification à d'autres secteurs (développement d'usages intersectoriels de l'électricité) parce qu'en rehaussant la valeur des productions EnRv, elles rehaussent les parts optimales des EnRv dans cet exercice.

L'exercice de l'Ademe [2018a] a pour objectif de rechercher la trajectoire optimale de transition du système électrique français en identifiant les trajectoires les plus efficaces économiquement pour satisfaire la demande aux horizons successifs d'ici 2050-2060 dans plusieurs contextes de croissance de la demande de politiques sur le nucléaire existant, de coûts des différentes technologies (éoliens à terre et en mer, solaire PV, nouveau nucléaire), mais avec la même politique de taxation carbone dans la douzaine de scénarios considérés. Nous n'entrerons pas dans le détail de ces différentes trajectoires de transition pour ne pas complexifier la discussion. Seuls importent ici les points d'arrivée des trajectoires en 2050-2060 pour pouvoir les comparer avec les résultats des quatre exercices d'optimisation en greenfield.

Les résultats diffèrent beaucoup de ceux du modèle de l'Ademe alors qu'ils reposent sur des hypothèses voisines sur les coûts des technologies et sur les prix des combustibles à long

© Revue française d?économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

terme, comme nous pouvons le voir dans le tableau n°1. Dans leur scénario de référence, ils optimisent tous les trois par le jeu du marché comme le fait l'exercice d'optimisation intertemporelle sur 2020-2060 de l'Ademe à partir de 2040, où toutes les contraintes de développement minimal des EnR sont supprimées. Or, dans cet exercice, les EnR arrivent à des niveaux élevés de parts de production, 87 % en 2050 (hydraulique inclus pour 10 % environ) et dominent les technologies bas carbone pilotables (nucléaire, CSC, biomasse) tandis que, dans les trois autres exercices, la part optimale des EnR est faible, voire nulle.

Tableau 1
Comparaison des hypothèses économiques des exercices en first best

	Modèle Crystal-SuperGrid de l'Ademe	**Modèle Gen-X de AEN-OCDE et de l'équipe du MIT**	**Modèle Diflexo de la CEEM-Dauphine**	**Modèle Emma du DIW-Berlin**
Évolution de la demande à long terme	Scénarios sur 2020-2050 Croissance négative (-10 %) Croissance légère (+10 %)	Demande stable	Demande stable	Demande stable
Politique carbone	Prix du carbone à 57€/tCO_2 en 2050	Contrainte carbone à 50 g/kWh moyen	Contrainte carbone à 50 g/kWh, avec paramétrage de 5 à 100g/kWh	Prix du carbone de 20€/tCO_2 avec paramétrage de 0-180€/tCO_2
Coût éolien terre	43 à 70 €/MWh	67-89 $/MWh	85 €/MWh	50 -68 €/MWh
Coût solaire PV	47 à 89 €/MWh	66-132 $/MWh	110 €/MWh	70-180 €/MWh
Coût du nucléaire	85 €/MWh (4500 €/kW)	81 $/MWh (4700 $/kW)	78 €/MWh (3750 €/kW)	85 €/MWh (4000 €/kW)
Prix du gaz	16 à 40 €/MWh	30 $/MWh	32 €/MWh	18 €/MWh

Source : Ademe[2018a] [2018], Cometto et Keppler [2019], Sisernes *et al.* [2016], Villavicencio et Finon [2018], Hirth [2016a].

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

En effet, leurs résultats montrent que le nucléaire, même cher, bat économiquement les EnR qui, en conséquence, n'occupent qu'une part limitée du mix électrique optimal. À l'inverse, les énergies renouvelables, qui ne se développent que par le marché, restent confinées à une part de production modeste, de l'ordre de 15 à 25 % du total avec peu de place pour le solaire PV, à la fois dans le modèle de la CEEM-Dauphine (Villavicencio et Finon [2018]) et le modèle Emma du DIW (Hirth [2016a]). Dans cet exercice, la hausse du prix du carbone au-delà de 30 €/tCO_2 tend à réduire cette part optimale en augmentant les coûts de système des EnRv inhérents à l'appel à des centrales fossiles flexibles en back up, ce qui diminue leur valeur économique dans le système. Avec un prix de 180 €/tCO_2, cette part optimale est réduite de 25 % à 10 % (Hirth [2016a], figures n^{os} 3 et 4). De la même façon, dans l'exercice de la CEEM-Dauphine, quand la contrainte carbone passe de 150 g/kWh à 25 g/kWh, la part optimale des EnRv tend à rester stable à 18 % jusqu'à 70 g/kWh, pour se réduire ensuite à 15 %. Cette part optimale est même nulle dans les résultats des exercices de l'AEN-OCDE et du MIT (Cometto et Keppler [2019], Sisternes *et al.* [2016]). Le nucléaire, même à un coût de 4 000 €/kW et un prix de revient de 75-80 €/MWh, domine le mix électrique à l'horizon 2050 : de 60 à 65 % dans les exercices de l'AEN-OCDE et de l'équipe du MIT ; de 70 à 75 % dans l'exercice de la CEEM-Dauphine, quand la part des EnR est de 10-15 %.

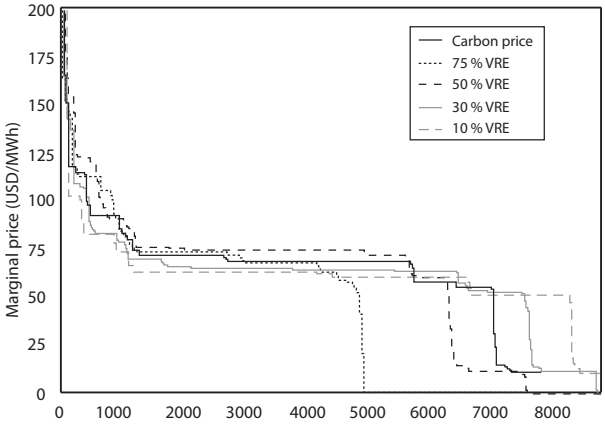
Ajoutons que les tests du modèle du DIW, dans lesquels le nucléaire et le CSC sont bannis, montrent que la part optimale d'EnRv ne dépasse pas 50 % (avec 45 pour l'éolien et 5 pour le PV) sans que le prix du carbone change la donne à partir de 30 €/tCO_2 (Hirth [2016a]). Le paramétrage du prix du carbone dans cet exercice du DIW montre que la présence d'une taxe carbone supérieure à ce niveau ne ralentit pas fondamentalement la chute de valeur des EnRv. Il y a deux raisons à cela : tout d'abord, plus il y a d'EnRv dans le système, plus le nombre d'heures pendant lesquelles le prix du marché horaire est nul sur l'année ; ensuite pour une même part d'EnRv, ce nombre ne change pas quand le prix du carbone augmente. Certes, la

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

valeur des EnRv augmente avec le prix du carbone du fait de la hausse du prix du marché horaire pendant les heures où les centrales fossiles flexibles sont marginales sur le marché horaire. Mais ce sont les rapports de la capacité d'EnRv installée aux puissances horaires demandées sur le marché qui comptent, et ceux-ci ne varient pas entre deux situations de prix du carbone, lorsque l'on procède à des tests sur différentes parts imposées d'EnRv dans le mix électrique.

Dans l'exercice d'AEN-OCDE, nous voyons ainsi que le nombre d'heures pendant lesquelles les prix horaires sont nuls ou très bas est de 1 000 h (11 % de l'année) lorsque les parts d'EnRv sont de 50 % et il est de 3 000 à 3 800 h (soit 35 à 45 % de l'année) lorsque les parts d'EnRv sont de 75 % (voir figure n°3).

Figure 3
Monotones de prix pour différentes parts de production d'EnRv en 2050 dans l'exercice AEN-OCDE



Source : OECD-NEA [2019], The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables. Paris, p.129.

De façon opposée, l'exercice de l'Ademe montre que « la place très prépondérante des énergies renouvelables dans le système électrique français (85 % en 2050, 95 % en 2060)

© Revue française d?économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

est sans appel […] et le nucléaire de nouvelle génération (type EPR) n'apparaît pas compétitif. » (Ademe [2018], Marchal [2018]). La part optimale des EnR à long terme devrait donc s'établir au-delà de 85 %, même sans dispositif d'appui, tandis que le nucléaire est exclu économiquement du mix. Un test avec un nucléaire moins cher de 20 % (70 €/MWh au lieu de 85 €/kWh) ne change rien à ce résultat. Le parc électrique français en 2050 compterait ainsi 95 GW d'éolien et 80 GW de photovoltaïque en face d'une demande de pointe de 100 à 110 GW.

Par contraste, dans les autres exercices, ce n'est que dans le test où est imposée la promotion des EnR à très grande échelle (représentée par une contrainte d'obligation de parts de production d'EnRv dans la production du mix) que le nucléaire disparaît du mix après l'optimisation sous cette contrainte EnR. Dans les exercices de l'AEN-OCDE et du MIT, par exemple, le nucléaire disparaît lorsque la part des productions des EnRv atteint 55 %, et, dans celui de la CEEM-Dauphine, 60 à 70 % selon la prise en compte des sources de flexibilité.

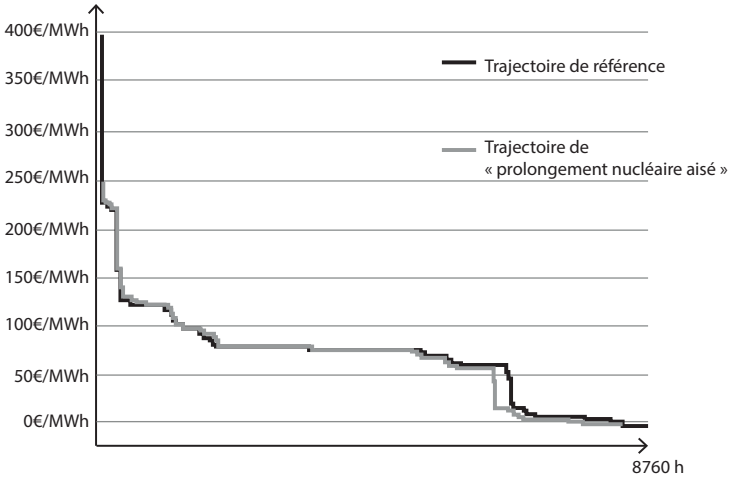
Pour revenir aux résultats de l'exercice de l'Ademe, les niveaux croissants de parts de productions d'EnRv pourtant en tendance, auraient dû conduire à des baisses des prix du marché horaire, comme dans les trois autres exercices, et en conséquence à celles des revenus des nouveaux équipements EnRv. Ceci aurait dû se traduire par un arrêt des investissements en EnR bien avant les 87 % de parts de production atteintes en 2050. En fait, dans les résultats de l'exercice, on voit qu'au fur et à mesure de leur développement, le prix horaire moyen du marché électrique ne baisse pas, quand les capacités des EnRv deviennent fortes et dépassent la demande totale de puissance en pointe.

Dans les analyses de la variabilité des prix du marché de gros en 2050 dans le scénario de référence où la production totale est assurée à 77 % par les EnRv (à 87 % par toutes le EnR)[12](Ademe [2019], pp. 18-22), les équipements renouvelables ne sont « marginaux » dans l'ordre de mérite que 14 % de l'année. Ceci se comprend en voyant la mono-

© Revue française d?économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

tone de prix présentée dans la figure n°4 (extraite du document de l'Ademe [2019], p.20) où les prix horaires sur l'année sont nuls ou très bas pendant 1 225 heures (14 % sur l'année), ce qui est peu comparé aux 3 000 à 3 800 heures de l'exercice de l'AEN-OCDE et de l'équipe du MIT.

Figure 4
Courbe monotone de prix de marché en 2050 dans le scénario de référence de l'Ademe



Source : Ademe, Artelys, [2019], p.20.

Pour arriver à ce résultat, il faut poser des hypothèses fortes sur le potentiel de développement des sources de flexibilité (stockages, effacements, production d'hydrogène) et sur l'intégration du système français avec les systèmes voisins, qui vont permettent de rehausser la valeur des MWh des surplus de production des EnRv. C'est ainsi que les arbitrages horaires réalisés par les stockages ou par les effacements, ainsi que la valorisation de l'hydrogène de l'électrolyse, se placent en marginal dans la courbe d'ordre de mérite de chacune des heures où les EnRv produisent en surplus.

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

L'effet de surreprésentation des diverses sources de flexibilité

Les potentiels élevés des différentes sources de flexibilité, qui sont définis dans l'exercice de l'Ademe, permettent de rehausser la valeur des productions des équipements EnRv par rapport à ce qu'elle est dans les exercices basés sur des hypothèses raisonnables plus basses, toutes choses égales par ailleurs (c'est-à-dire pour les mêmes parts de production EnRv). Les hypothèses faites par l'Ademe conduisent à hausser cette valeur à un niveau tel que l'investissement en éolien ou solaire PV est plus facilement recouvrable qu'un investissement équivalent en nucléaire dont le coût par kW est plus élevé (4 000 €/kW contre 2 200 €/kW pour l'éolien à terre et 1 200 €/kW pour le solaire PV au sol en 2020). Et ceci malgré le très fort « productible » des kW nucléaires par rapport aux faibles productibles des kW éolien ou solaire PV, et malgré le caractère aléatoire de leurs productions.

À côté d'hypothèses raisonnables et similaires sur les potentiels et sur les coûts du stockage par batteries à cycle de décharge court, les principales différences entre l'exercice de l'Ademe et les autres exercices sont les suivantes (on les précise de façon plus détaillée en annexe) :

— des demandes effaçables à très grande échelle dans tous les usages industriels et domestiques avec différents types d'effacement (de quelques minutes à quelques heures). Ces hypothèses conduisent *grosso modo* à un total de 60 GW effaçables (si tous les effacements sont opérés en même temps) sur une demande totale de 100-110 GW en pointe, alors que dans les autres exercices, la capacité d'effacements potentielle est bornée à 5-6 GW (voir tableau n°2). L'accès au potentiel d'effacement est supposé n'avoir aucun coût dans les usages diffus (ménages, tertiaire) et ne rencontre aucune difficulté d'acceptation sociale. Le potentiel des effacements est tellement important que, dans la concurrence entre les sources de flexibilité, il bride économiquement le développement des stockages par batteries[13] ;

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

Tableau 2
Différences d'hypothèses sur les sources de flexibilité entre exercices

	Modèle Crystal SuperGrid (Ademe-Artelys)	Modèle Gen-X de l'AEN-OCDE et de l'équipe du MIT	Modèle Diflexo de Dauphine-CEEM	Modèle Emma du DIW-Berlin
Effacements	Environ 60 GW sur 100 GW - 80 à 100 % des usages domestiques - 50-55 % des usages industriels	4 à 6 % de la demande (4 GW sur 103 GW)	5 GW sur 100 GW	Aucun
Stockage	Adjonction de 1,5 GW de Step. Stockage limité aux batteries Li-ion	Hydro et Step actuelles. Batteries	Step actuelles. Batteries et autres techniques de stockage	Test sur doublement des Step
Interconnexions	Passage de 12 GW à 34 GW	Passage de 7,2 GW à 10 GW	Aucun	Interco. en place et test avec doublement
Systèmes voisins	Développement exogène. - Doublement Step de 26 à 52 GW. - Accès aux potentiels d'effacement	Co-optimisation du système étranger		Co-optimisation des systèmes ouest-européens

Source : Ademe [2018a] [2018b], Cometto et Keppler [2019], Sisernes *et al.* [2016], Villavicencio et Finon [2018], Hirth [2016a].

— les possibilités d'importations/exportations d'énergie et de service-système avec les systèmes voisins dont les productions d'EnRv, décorrélées des productions françaises, seraient compatibles avec les besoins d'équilibrage en énergie et de services-système du système français en cas de faible production d'éolien et de solaire PV, et *vice versa* du côté étranger en période de forte production d'EnRv en France vers l'étranger. Le tout est faci-

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

lité par un triplement des lignes d'interconnexion avec les pays voisins, hypothèse qui ne tient pas compte des contraintes d'acceptabilité rencontrées partout en Europe par l'implantation de nouvelles lignes à haute tension ;
— le développement d'usages de l'électricité pour absorber les surplus de MWh d'EnRv (que ne considèrent pas les autres exercices) : production de chaleur industrielle par des pompes à chaleur, production d'hydrogène à partir d'électrolyseurs pour les usages de l'hydrogène dans l'industrie et dans les véhicules à piles à combustibles (ces deux débouchés comptant pour 50 TWh chacun qui s'ajoutent aux besoins de 500 TWh environ), ou encore pour produire du méthane concurrent du gaz naturel à partir de cet hydrogène par une chaîne d'opérations coûteuses et capitalistiques et dont le rendement total est limité (développement qui ajoute un débouché de 50 TWh).

Dans les trois autres exercices, la valeur d'usage des EnRv plonge très vite car ils ne posent pas d'hypothèses particulièrement fortes sur le potentiel de développement de ces trois sources de flexibilité. Dans l'exercice de la CEEM-Dauphine (Villavicencio et Finon [2018]), la part optimale des EnRv ne grimpe que de 5 % en optimisant de façon conjointe le développement du mix électrique et celui des stockages (hors hydraulique) et du pilotage de la demande (effacements) dans des limites crédibles (jusqu'à 5 GW pour l'un et pour l'autre). Dans l'exercice du DIW (Hirth [2016a]), qui teste un doublement de la capacité de pompage hydraulique (Step), la part optimale des EnRv ne monte que de 2 % ; de même, dans son test du doublement des interconnexions à l'intérieur du système ouest-européen, cette part n'augmente que de 4 %. À signaler, au passage : Hirth [2013 ; 2016a] souligne que les hypothèses limitatives qu'il prend sur les effacements, le stockage par batteries, l'absence d'hydraulique de lacs pour ne pas complexifier le modèle Emma sont plutôt défavorables aux EnR. Ce qui révèle *a contrario* l'importance des hypothèses à définir sur les potentiels et sur les coûts des sources de flexibilité.

Ceci dit, il faut beaucoup de « si » pour que l'environnement du système de production électrique se modifie de telle

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

sorte que les EnRv en viennent à battre économiquement les techniques bas carbone pilotables, dont le nucléaire et le CSC, pour occuper tout le mix électrique de façon économique et sans l'aide des dispositifs de soutien. Le nucléaire perd la compétition avec les EnRv car celles-ci peuvent recouvrer plus aisément leurs coûts fixes que sans sources de flexibilité, avec le rehaussement des prix horaires moyens sur l'année qu'elles permettent. Le problème est que l'exercice de l'Ademe ne procède à aucun paramétrage ni sur les sources de flexibilité (notamment sur les effacements), ni sur les usages intersectoriels de l'électricité venant des surplus des EnRv, ni sur l'intégration avec les autres systèmes, contrairement aux autres exercices qui ont paramétré soit le potentiel de stockage (Villavicencio [2018]), soit celui de l'hydraulique et du pompage (Cometto et Keppler [2019], Hirth [2016a]) soit encore la capacité d'interconnexion avec les systèmes voisins (de Sisternes *et al.* [2016], Hirth [2016a ; 2016b], Cometto et Keppler [2019]).

Le problème du non-paramétrage sur les sources de flexibilité est d'autant plus crucial qu'outre les hypothèses excessives sur le potentiel technique des différentes sources de flexibilité, l'exercice de l'Ademe ignore les conditions institutionnelles qui rendraient possible le développement de ces potentiels de façon synchronisée avec le développement des capacités éoliennes ou de solaire PV. Supposons implicitement que les signaux de marché et les anticipations parfaites des agents en matière de rentabilité de leurs investissements dans toutes ces techniques, le permettraient.

Mais ces hypothèses évacuent un peu vite deux problèmes de fond : celui posé par les difficultés d'alignement des prix de court terme avec les coûts marginaux de long terme de chaque technique d'une part, et le problème de la gestion du risque d'investissement dans toutes les technologies autres que celles soutenues par les dispositifs de garanties de revenus comme le sont les EnRv, d'autre part. Ces risques viennent non seulement des questions de volatilité des prix horaires, mais aussi des incertitudes de l'évolution du prix moyen du marché sous l'effet des entrées des EnR à grande échelle et des investis-

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

sements non coordonnés dans les unités de stockage et autres sources de flexibilité, ce qui accroît le défi d'investir dans ces techniques dont la plupart sont à fort coût fixe (Capex).

La réalisation d'un système optimal décarboné à base essentiellement d'EnR supposerait un univers de prévision parfaite avec des marchés complets pour assurer l'alignement des prix de court terme sur les coûts de long terme et supprimer tout risque à l'investissement dans tous les domaines. Mais supposer de tels marchés avec des agents dont les décisions sont bien coordonnées par les signaux de prix des marchés à tous les niveaux de la filière électrique et pour tous les équipements de production, de stockage, de réseaux, et avec des marchés complets pour la gestion du risque, relève de l'utopie.

La réalisation d'un tel système optimal intégrant des EnRv à grande échelle avec les sources de flexibilité nécessaires serait beaucoup plus faisable avec un planificateur anticipant sur le long terme l'évolution de la demande et sa structure horaire, les profils des productions aléatoires de chaque EnRv, les coûts évolutifs des différentes technologies et les prix changeants des énergies fossiles. Le tout en s'appuyant sur une programmation évolutive pour tenir compte des surprises technologiques, harmoniser le développement des capacités des différentes techniques, éviter des capacités de stockage en surnombre et corriger les effets inattendus[14].

Le surcoût des mix électriques à forte part d'EnR

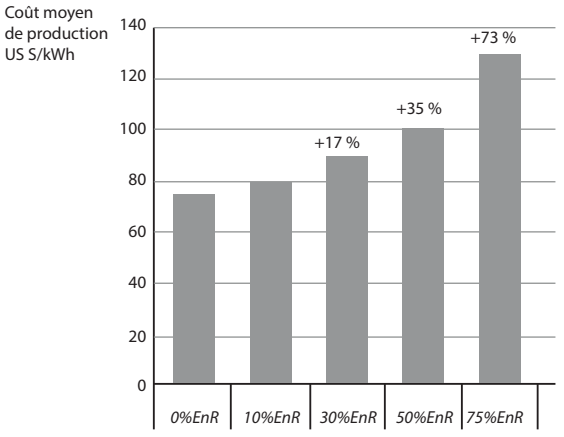
Les exercices concurrents de celui de l'Ademe évaluent le coût d'opportunité des politiques de soutien aux EnRv qui conduisent à des parts de production des EnRv au-delà de leur part optimale, ce dont l'exercice de l'Ademe n'a pas à se préoccuper puisque les EnRv y sont compétitives avec les technologies bas carbone pilotables (nucléaire, CSC) en termes de valeur, et leurs parts optimales peuvent atteindre des 80-90 % en 2050-2060 de façon efficiente en effaçant le nucléaire. Dans les autres exercices qui analysent le coût d'opportunité des poli-

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

tiques EnR, c'est parce que l'on suppose le recours à des dispositifs de soutien par garanties de revenus par MWh qui font fi de la variabilité des prix du marché électrique et de la baisse de valeur des équipements EnRv que les parts des EnR peuvent monter à 80 % et plus de la production totale du système.

Le coût d'opportunité de ces politiques est évalué en comparaison d'un scénario sans contrainte sur le développement des EnR. Il croît de façon non linéaire et devient très important au-delà de 40-50 % de parts d'EnRv. Dans le modèle de l'AEN-OCDE et de l'équipe du MIT, le surcoût est de l'ordre de 25 à 35 % pour un système avec 50 % de part de production d'EnRv, puis il monte à 73 % environ pour une part de 75 % d'EnRv pour une contrainte carbone de 50 g/kWh (voir figure n°3). Dans le modèle de la CEEM-Dauphine, le surcoût s'établit à un niveau moindre de 48 % lorsque la part des EnR est de 80 %, pour la même contrainte carbone de 50 g/kWh.

Figure 5
Croissance du coût d'opportunité de la politique de transition électrique en fonction de la part d'EnRv



Source : Cometto et Keppler [2019], p.20.

Ce coût d'opportunité se reflète en grande partie dans le coût des dispositifs d'appui qu'il sera nécessaire de maintenir

© Revue française d?économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

pour arriver à des niveaux de parts de production des EnRv très élevés, quelle que soit la baisse des prix de revient du MWh des différents EnRv. Le coût de ces dispositifs est généralement à la charge des consommateurs, *via* une surtaxe par MWh vendue (dénommée en Allemagne EEG, et en France la CSPE dont elle représente une partie). Celle-ci devient vite très élevée, comme on le voit en Allemagne, où la part de production des EnR se situe à 28 % et où l'EEG est déjà de 70 €/MWh, alors que le prix de marché est en moyenne de 50 à 60 €/MWh[15]. Certes on peut discuter ce point devant les baisses de coût des techniques éolienne et solaire PV, qui devraient entraîner une baisse de la prime par MWh à accorder aux producteurs EnRv. Mais il ne faut pas oublier qu'au fur et à mesure de l'addition de capacités d'EnRv avec l'appui des dispositifs de soutien, les prix moyens du marché horaire sur l'année vont baisser sans qu'une hausse du prix du carbone corrige vraiment cet effet[16].

La complexité de l'économie du secteur électrique, accrue par le déploiement des renouvelables à apports variables, ne facilite pas le débat sur les choix de politique de transition en instaurant la confusion entre compétitivité des EnRv et baisse de leur prix de revient. Sur cette confusion se bâtit à peu de frais la conviction des décideurs en faveur d'une transition vers un système électrique composé uniquement de renouvelables, et excluant les autres technologies bas carbone qui sont pilotables. C'est ainsi que, dans les pays européens, les politiques de décarbonation du système électrique s'appuient presque exclusivement sur la promotion des EnR à grande échelle, en ignorant la possibilité de jouer de façon effective de la contrainte carbone pour traiter sur un pied d'égalité toutes les technologies bas

© Revue française d?économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

carbone. Un progrès a sans doute été réalisé quand on a commencé à analyser le développement à grande échelle des EnR dans les systèmes à l'aide de modèles détaillés, qui sont indispensables pour rendre compte de la complexité des interactions techniques et économiques au sein du secteur électrique, et qui font système.

Mais la grande majorité des études d'évaluation qui ont été développées sur la base de tels modèles ne s'interrogent aucunement sur la logique économique de politiques qui, focalisées sur un objectif de moyens, ne sont même pas du second best, et font passer au second plan l'objectif carbone. La question doit être formulée de façon différente en se demandant quelle serait la meilleure combinaison de technologies pour constituer au moindre coût un système électrique qui atteint des niveaux d'émission de CO_2 très bas, compte tenu des progrès technologiques à attendre. Cette question n'exclut pas la possibilité d'obtenir un résultat ne contenant qu'un seul type de technologies, mais elle élargit sans équivoque la démarche d'optimisation.

Sans un modèle détaillé et sans une telle démarche, on ne peut éclairer de façon transparente les enjeux de long terme et on crée la confusion sur les choix de politiques publiques. Quel que soit le niveau de prix du carbone, on a vu qu'au-delà de 15 % de parts de production d'EnRv, on tourne le dos à la recherche d'efficience économique quand les choix sont ouverts à toutes les technologies bas carbone, dont le nucléaire. Le recours aux sources de flexibilité n'améliore qu'à la marge la position des EnRv. On voit aussi que, si le nucléaire et le CSC sont bannis pour des raisons non économiques, la part optimale des EnRv est très loin des cibles des politiques visant 85 à 90 % de part de production EnR, en ne dépassant pas 50 % (voir Hirth [2016a]).

La nécessité d'utiliser des modèles détaillés conduit à une nouvelle difficulté : la complexité du système électrique ouvre la possibilité d'user et d'abuser de la formalisation de ce qui fait système dans le secteur électrique, en particulier avec la représentation des sources de flexibilité et des usages intersectoriels, sans préoccupation ni de réalisme technologique, ni des

© Revue française d?économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

conditions institutionnelles qui permettraient le développement de toutes les sources de flexibilité en résonance avec le développement progressif des EnRv.

Il y a donc un enjeu clair à discuter des hypothèses de représentation des différentes technologies de production, de flexibilité et d'usage de l'électricité dans de tels modèles. Il s'agit de ne pas ajouter aux difficultés de débattre de façon transparente des politiques de transition électrique et d'informer le décideur politique des tenants et aboutissants des choix qu'il envisage. Ce n'est pas seulement une question de rigueur dans la démarche économique, mais aussi de nécessité d'éviter des erreurs coûteuses venant de décisions guidées par les résultats de modèle dont les représentations du système électrique et de son environnement socio-technique sont orientées de façon consciente ou non consciente par ce que l'on souhaite démontrer.

C'est la raison pour laquelle les modèles utilisés officiellement pour éclairer les décideurs sur l'économie des systèmes électriques, qui sont nécessairement très complexes, doivent être audités par des tierces parties et comparés avec des modèles concurrents venant d'horizons autres que les sociétés de consultants qui savent ce que l'on peut faire dire à ce type de modèle pour obtenir des contrats rémunérateurs. Comme le montre un article célèbre de Caillaud et Tirole [2007] dans l'American Economic Review intitulé « Consensus Building: How to Persuade a Group? », il n'y a pas mieux que la concurrence d'« experts aux préférences biaisées » pour que l'information soit mieux révélée aux décideurs et pour parvenir à un *consensus*.

Dominique Finon est directeur de recherche émérite au CNRS. Chercheur associé au Cired (Ponts ParisTech et CNRS) et à la Chaire CEEM (Chaire European Elecricity Markets), Paris Dauphine.
Adresse : Cired, 45 bis Avenue de la Belle Gabrielle, 94 130 Nogent sur Marne.
Email : finon@centre-cired.fr

© Revue française d?économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

Annexe

La représentation des sources de flexibilité dans l'exercice de l'Ademe

Les hypothèses posées dans l'exercice de l'Ademe sur les diverses sources de flexibilité (effacement des consommations, intégration croissante avec les systèmes étrangers) et d'utilisation des surplus des productions EnR intermittentes méritent d'être détaillées.

Les effacements

En 2050, la très grande partie des consommations est supposée pouvoir s'effacer en fonction des variations à la baisse des productions des éoliennes et des installations photovoltaïques développées à grande échelle. Toutes les consommations d'eau chaude sanitaire, 75 % du chauffage électrique, 38 à 56 % des produits blancs (électroménager...), 50 % des usages industriels et 80 % des recharges des véhicules électriques seraient « effaçables » selon ces hypothèses. Elles conduiraient *grosso modo* à une puissance effaçable de 60 GW, à comparer avec la demande totale de puissance en pointe de 100 à 105 GW. Par comparaison, dans deux rapports récents de RTE et de la société spécialisée E. Cube, on estime le potentiel pilotable respectivement dans l'industrie de 4,5 à 6,5 GW et celui dans les secteurs domestique et tertiaire (grâce aux « smart grids » et aux compteurs communicants) à 9,3 GW (RTE [2018]). En outre, les profils techniques de ces effacements agrégés (quelques minutes à quelques heures) sont loin de correspondre, en les utilisant de façon conjointe, à ce qui serait nécessaire pour compenser la variabilité des EnRv à la baisse si celles-ci sont développées à

© Revue française d?économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

très grande échelle, notamment lors des « trous noirs » des productions éoliennes et de solaire PV.

Les interconnexions et intégration croissante des systèmes

L'Ademe fait l'hypothèse d'un triplement des interconnexions (de 12 à 36 GW) avec les systèmes voisins d'ici 2040, sans qu'elles rencontrent de problème d'acceptabilité. Dans deux des autres exercices (AEN-OCDE avec MIT, DIW), on garde une capacité proche de la capacité actuelle et on teste la sensibilité des résultats à un doublement de interconnexions.

Autre paramètre clé, la façon dont les systèmes voisins évoluent. L'Ademe présuppose une évolution exogène sur la base d'un scénario de transition particulier, tandis que dans les trois exercices mentionnés, il y a co-optimisation des systèmes voisins en vue d'une transition bas carbone sur les mêmes bases que celle du système français. Dans le premier exercice, on multiplie les dissymétries et les non-corrélations des productions entre systèmes de façon favorable au système français, et beaucoup plus que si l'on optimisait conjointement les autres systèmes. De plus, dans les systèmes étrangers, on se doterait par hypothèse de capacités de stockage par hydraulique de pompage qui doubleraient de 26 GW actuellement à 52 GW. Le système électrique français pourrait profiter des services de flexibilité que ces capacités offriraient au même titre que les capacités locales (tandis que la capacité française stagnerait au niveau actuel de 7-8 GW). Par ailleurs, les recharges des batteries des véhicules électriques dans les systèmes voisins seront soumises autant aux besoins de flexibilité du système français qu'aux besoins de ces systèmes. En définitive, les productions des équipements EnRv des systèmes voisins seront miraculeusement là en cas de besoin pour le système français et *vice versa* lorsque les EnRv françaises surproduiront par rapport à la demande interne.

© Revue française d?économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

Les usages intersectoriels des surplus des EnRv

Avec les hypothèses techniques et économiques retenues pour de nouveaux usages de l'électricité, nous pouvons aussi téléguider un peu plus la hausse de la valeur économique des EnRv. Ici on cherche à faire absorber jusqu'à 50 TWh de surplus de production des équipements d'EnRv avec la production de chaleur industrielle par des pompes à chaleur ; de même pour la production d'hydrogène par électrolyse, pour concurrencer l'hydrogène industriel venant des procédés classiques et pour alimenter des réseaux locaux de stations-service destinées à des voitures à piles à combustible. Selon les résultats du modèle, l'électricité des surplus de production des EnRv trouverait de nouveaux débouchés sur la base de critères de choix économiques, malgré le caractère erratique de ces surplus, ce qui ne manque pas d'étonner quand on connaît les structures de coûts des techniques de production d'hydrogène, et de chaleur.

À noter en revanche que, lorsque sont testés les effets d'un développement de la production de méthane à base d'hydrogène venant de l'électrolyse, c'est en supposant un développement exogène de cette production qui absorberait 50 TWh en 2050, car cette production ne serait pas compétitive pour qu'elle se développe de façon endogène.

© Revue française d?économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

Notes

1. On lit dans Joskow ([2019], p. 51) : «We need to recognize that the attributes of the electricity market liberalization initiatives that have taken place in the last 25 years or so are being threatened, not by the entry of intermittent generation at scale per se, but rather by the public policies that are trying to force systems to have very high penetrations of intermittent renewable energy whether or not this is economical based on market prices.»

2. Une centrale est dite pilotable quand elle peut fonctionner au moment où on la commande (ce qui se fait en relation avec le prix de marché supérieur ou égal au coût d'exploitation) et quel que soit le moment souhaité.

3. Ce modèle est basé sur l'allocation directe, en demandant aux chefs d'entreprises dans l'économie planifiée de fixer un prix égal au coût marginal afin d'atteindre l'efficacité de Pareto. Il pose bien sûr une hypothèse de prévision parfaite sur les coûts des techniques et les prix des intrants (ici ce serait les prix des combustibles). Rien ne s'oppose dans ce modèle à ce que le planificateur prenne en compte les externalités environnementales en leur donnant une valeur ou en imposant une contrainte réglementaire, ni à ce qu'il soit complexifié dans son application au secteur électrique pour intégrer les externalités technologiques des EnRv avec des marchés fictifs où sont valorisés les services d'équilibrage et les services systèmes, afin de les faire payer en les rendant « responsables d'équilibre », selon le terme administratif consacré.

4. Précisons qu'on y ajoutait la valeur de la garantie de capacité pendant les 1 200 heures critiques de l'année, alignée sur le coût du kW d'un équipement de pointe (Waroqueaux [1996]).

5. Pour ne pas compliquer l'article, nous ne présentons pas l'autre approche de l'économie de la variabilité qui se focalise sur le coût moyen d'un système à forte part d'EnRv. On y additionne au prix de revient moyen (LCOE), les coûts d'intégration qui additionnent les coûts directs de système (re-dispatching, réseaux, connexion) et ce que les auteurs nomment le coût de profil (voir en particulier Ueckerdt, Hirth et Edenhofer [2013]). Ce « profile cost » est un concept très particulier ; il n'est pas un coût tangible comme les précédents ; il se calcule en comparant un système avec x % de production d'EnRv avec un système où cette production serait assurée par des équipements de base. C'est un coût d'opportunité ramené aux MWh produits par les EnRv.

6. Dans un système recréé en greenfield, les coûts directs de système (hors ce qu'il est convenu d'appeler les coûts de profil) ont été estimés par Cometto et Keppler [2019] autour de 13 €/MWh dans un système avec 50 % de parts d'EnRv, à comparer au prix actuel moyen de l'électricité qui se situe autour de 50 à 60 €/MWh.

7. On voyait déjà ce phénomène opéré en 2018 en Allemagne où les capacités actuelles en éoliennes et solaire photovoltaïque (40,7 GW d'éolien et 49,6 GW de solaire) se rapprochaient de la demande de puissance de pointe qui était (et est encore) de 100 GW. On observe ainsi des épisodes de plus en plus fréquents de prix nuls ou négatifs (à cause du manque de flexibilité des équipements du parc non EnR) : 97 heures en 2016, 134 h en 2018.

© Revue française d?économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

8. Un effacement de consommation se définit comme l'action visant à baisser temporairement son niveau de consommation par rapport à un programme prévisionnel ou une consommation estimée (article L 271-1 du code de l'énergie). L'effacement industriel consiste à arrêter un processus ou à le faire fonctionner en autoconsommation sur un moyen de production sur site, ce qui, dans ce cas, n'est pas très favorable à la réduction des émissions. L'effacement diffus repose sur l'agrégation de petits effacements réalisés chez des particuliers ou des professionnels, qui sont commandés à distance par les agrégateurs. Ils se traduisent, par exemple, par un report d'usage (décalage d'un lave-linge) ou par l'exploitation d'inertie de certaines applications (inertie thermique du chauffe-eau, du chauffage, ou à l'inverse du climatiseur etc.), ce qui, dans ces derniers cas, ne se traduit pas nécessairement par un report de la consommation.

9. Sur l'économie du stockage électrique, voir (Zerrahn *et al.* [2015] ; de Sisternes, Jenkins et Botterud [2018] ; Villavicencio [2018]). Sur l'économie des effacements, voir (Crampes et Léautier [2015]).

10. Les exercices purement centrés sur la réalisation d'un objectif de parts élevées de EnRv cherchent à répondre à deux types de questions : quelle est la faisabilité technique d'un secteur à 90-100 % d'EnR, après sortie du nucléaire, en recourant aux possibilités de pilotage de la demande et à tout type de stockage pour l'équilibrage horaire, hebdomadaire, et intersaisonnier (*via* la production d'hydrogène, puis de méthane) (par exemple Zappa *et al.* [2018], Ademe [2016]) ? Ou encore : quel est le « parc résiduel » optimal selon le niveau de la cible de parts EnR à moyen terme, en partant du parc existant (brownfield), ou en recréant le parc intégralement (greenfield) ? Le développement des EnR étant prioritaire, il s'agit d'optimiser le système résiduel qui doit assurer la sécurité de fourniture de la demande résiduelle, laquelle est la demande horaire diminuée des productions fatales des EnRv (Krakowski *et al.* [2016]).

11. À noter que l'exercice de la CEEM Dauphine, focalisé sur les possibilités de réduction du coût de la politique EnR à l'aide du développement des sources de flexibilité, paramètre le niveau de la contrainte carbone de 150 g à 25 g/kWh, pour regarder comment ces sources de flexibilité permettent de limiter ce coût pour chaque combinaison de contrainte carbone et d'obligation EnR.

12. Les résultats pour le total des EnR est de 87 % en 2050, dont on soustrait 10 % pour les EnR pilotables (hydraulique et biomasse).

13. Les hypothèses sur les effacements paraissent même brider le développement des batteries à cycle court (temps de décharge de 6h) qui, dans les résultats du scénario aboutissant à 80 % d'EnR en 2050, ne permettent un développement qu'à hauteur de 20 % de la capacité PV.

14. On a peu évoqué la nécessité de développer des réseaux de transport et de distribution en relation avec le développement des capacités EnRv, qui sont localisées par définition et seraient donc susceptibles de créer des problèmes de congestion sur le réseau. L'adaptation des réseaux relève des prérogatives de planification des gestionnaires de réseaux sous contrôle du régulateur, mais ces prérogatives sont contraintes par les règles européennes qui empêchent les gestionnaires de réseau d'investir dans des sources de flexibilité (stockage notamment), alors qu'elles pourraient permettre d'économiser en renforcement du réseau.

15. En France la partie de la CSPE qui servait au financement de la politique EnR électriques jusqu'en 2017 n'était encore que de 10 €/MWh pour une

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

part d'EnR, hors hydraulique, de 9 % en 2017. Maintenant elle est reversée au budget de l'État. Le coût des dispositifs de soutien est alors financé en s'appuyant sur cette ressource et sur une partie de la contribution climat-énergie de la TICPE (Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques), ce qui permet de ne plus augmenter la CSPE en fonction de la croissance du coût des dispositifs.

16. Dans un exercice théorique portant sur la course entre la baisse des coûts des EnRv électriques et la hausse des subventions, Green et Léautier [2015] montrent clairement que le subventionnement des EnRv ne devrait jamais cesser, car la valeur de l'énergie produite diminue plus rapidement et de façon non linéaire que son coût, à mesure que la capacité de production d'énergie renouvelable augmente.

© Revue française d?économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

Références

Ademe [2016] : *Mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisation*, juin, https://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations.

Ademe [2018a] : *Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060*, décembre, https://www.ademe.fr/trajectoires-devolution-mix-electrique-a-horizon-2020-2060.

Ademe [2018b] : *Rapport sur les données utilisées dans le cadre de l'étude « Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060 »*, disponible sur le site www.ademe.fr/mediatheque.

Ademe et Artelys [2019] : *Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060 - Analyses complémentaires*, disponible sur le site www.ademe.fr/mediatheque.

M. Boiteux [2010] : *Adresse aux éoliens de bonne foi*, **Commentaire**, 130, pp. 505-507.

S. Borenstein [2012] : *The Private and Public Economics of Renewable Electricity Generation*, **Journal of Economic Perspectives** 26 (1), pp. 67-92.

D. Bureau et S. Scherrer [2003] : *Évaluation environnementale de l'ouverture du marché de l'électricité*, **Revue française d'économie**, XVII (4), pp. 131-167.

B. Caillaud et J. Tirole [2007] : *Consensus Building: How to Persuade a Group*, **American Economic Review**, 97(5), pp. 1877-1900.

S. Collins, J.P. Deane et B.O. Gallachoir [2017] : *Adding Value to EU Energy Policy Analysis Using a Multi-Model Approach with an EU-28 Electricity Dispatch Model*, **Energy**, 130, pp. 433-447.

M. Cometto et J.H. Keppler (NEA) [2019] : *The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables*, Paris, OCDE.

Commission européenne [2018] : *A Clean Planet for all A European Long-Term Strategic Vision for a Prosperous, Modern, Competitive and Climate Neutral Economy*, In-depth analysis in support of the Commission Communication, COM 773, Brussels, novembre.

C. Crampes et T.O. Léautier [2015] : *Demand Response in Adjustment Markets for Electricity*, **Journal of Regulatory Economics**, 48 (2), pp. 169-193.

E. Delarue et K.Van den Bergh [2016] : *Carbon Mitigation in the Electric Power Sector under Cap-and-Trade and Renewables Policies*, **Energy Policy**, 92, pp. 34-44.

DENA [2017] : *Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050 Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen*, Berlin : Deutsche Energie-Agentur.

D. Finon [2013] : *Institutions for Electricity Systems Transition towards Decarbonisation. The Hidden Change of the Market Regime*, **Climate Policy**, 13 (S01), pp. 131-146.

D. Finon [2019] : *L'Europe électrique et le long terme : la mutation impossible du régime de marché ?* **La revue de l'énergie**, 643, mars-avril, pp. 73-81.

R. Green, T.O. Léautier [2015] : *Do Costs Fall Faster than Revenues? Dynamics of wables Entry into Electricity Markets*, TSE working papers 15-591.

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

L. Hirth [2013] : *The Market Value of Variable Renewables, The Effect of Solar and Wind Power Variability on their Relative Price*, **Energy Economics**, 38, pp. 218-236.

L. Hirth [2016a] : *The Optimal Share of Variable Renewables*, **The Energy Journal**, 36 (1), pp. 127-162.

L. Hirth [2016b] : *The Benefits of Fexibility: The Value of Wind Energy with Hydropower*, **Applied Energy**, 181, pp. 210-223.

L. Hirth, F. Ueckerdt et O. Edenhofer [2015] : *Integration Costs Revisited; An Economic Framework for Wind and Solar Variability*, **Renewable Energy**, 74, pp. 925-939.

IEA (International Energy Agency) [2017] : *World Energy Outlook*, Paris : OCDE.

A.B. Jaffe, R.G. Newell et R.N. Stavins [2005] : *A Tale of Two Market Failures: Technology and Environmental Policy*, **Ecological Economics**, 54 (2-3), pp. 164-174.

P. Joskow [2011] : *Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generation Technologies*, **American Economic Review Papers**, 100 (33), pp. 238-241.

P. Joskow [2019] : *Challenges for Wholesale Electricity Markets with Intermittent Renewable Generation at Scale: The U.S. Experience*, CEEPR-MIT working papers 2019-01.

J.H. Keppler et M. Cometto (NEA) [2012] : *Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-Carbon Electricity Systems*, Paris, OCDE.

V. Krakowski, E. Assoumou, V. Mazauric et N. Maïzi [2016] : *Feasible Path toward 40-100% Renewable Energy Shares for Power Supply in France by 2050: A Prospective Analysis*, **Applied Energy**, 171, pp. 501-522.

O. Lange et F.M. Taylor [1938] : **On the Economic Theory of Socialism**, University of Minnesota Press.

O. Lecuyer et P. Quirion [2013] : *Can Uncertainty Justify Overlapping Policy Instruments to Mitigate Emissions?* **Ecological Economics**, 93, pp. 177-191.

P. Lehmann [2013] : *Supplementing an Emissions Tax by a Feed-in Tariff for Renewable Electricity to Address Learning Spillovers*, **Energy Policy**, 61, pp. 635-641.

R.G. Lipsey et K. Lancaster [1956] : *The General Theory of Second Best*, **Review of Economic Studies**, 24 (1), pp. 11-32.

D. Marchal [2018] : *Mix électrique : pourquoi l'essor des renouvelables est le scénario le plus économique ?*, **The Conversation**, 14.12.2018 http://theconversation.com/mix-electrique-pourquoi-lessor-des-renouvelables-est-le-scenario-le-plus-economique-108839.

G.F. Nemet [2013] : *ITechnological Change and Climate Change Policy, in* Jason Shogren (éd.), **Encyclopedia of Energy, Natural Resource, and Environmental Economics**, vol. 1, Waltham: Elsevier, pp. 107-116.

K. Neuhoff, N. May et J.C. Richstein [2018] : *Renewable Energy Policy in the Age of Falling Technology Costs*, DIW discussion paper 1746, Berlin: DIW.

P. Quirion [2015] : *Quels soutiens aux énergies renouvelables électriques ?* **Revue française d'économie**, XXX (4), pp. 105-140.

RTE [2018] : *Bilan électrique 2018. Flexibilité et effacements*, https://bilan-electrique-2018.rte-france.com.

F.J. de Sisternes et N. Sepulveda [2016] : *Total System Costs in Deep Decarbonisation*

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)

Scenarios for a Large, Interconnected European Country: Evidence from the GenX Model, présentation au NEA-OECD Workshop Dealing with System Costs in Decarbonising Electricity Systems, Paris, OCDE, 22 septembre.

F.J. de Sisternes, J.D. Jenkins et A. Botterud [2016] : *The Value of Energy Storage in Decarbonizing the Electricity Sector*, **Applied Energy**, 175, pp. 368-379.

J. Tinbergen [1952] : **On the Theory of Economic Policy**, Amsterdam North-Holland.

F. Ueckerdt, L. Hirth, G. Luderer et O. Edenhofer [2013] : *System LCOE: What are the Costs of Variable Renewables?*, **Energy**, 63, pp. 61-75.

M. Villavicencio [2018] : *La valeur économique du stockage de l'électricité*, **La revue de l'énergie**, 638, pp. 13-28.

M. Villavicencio et D. Finon [2018] : *The Social Efficiency of Electricity Transition Policies based on Renewables: Which Ways of Improvement?*, working paper 18-36, chaire European Electricity Markets, Fondation Paris Dauphine (à paraître dans **The Energy Journal**).

W. Zappa, M. Junginger et M. van den Broek [2019] : *Is a 100% Renewable European Power System Feasible by 2050?*, **Applied Energy**, 233-234, pp. 1027-1050.

A. Zerrahn et Wolf-Peter Schill [2015] : *A Greenfield Model to Evaluate Long-Run Power Storage Requirements for High Shares of Renewables*, DIW discussion papers 1457. DIW-Berlin.

W. Waroqueaux {1996] : **Calcul économique et électricité**, Paris, **Puf** (coll. Que sais-je ?).

© Revue française d'économie | Téléchargé le 26/11/2020 sur www.cairn.info (IP: 90.112.159.22)