

Evaluer les politiques Climat-Energie à base de renouvelables. Du bon usage des modèles d'optimisation sectorielle.

Dominique FINON, Directeur de recherche CNRS émérite¹

Octobre 2019

Soumis à la Revue Française d'Economie

Résumé

Beaucoup de pays ont adopté une politique de transition bas carbone dans le secteur électrique qui est inefficace car fondée principalement sur la promotion des énergies renouvelables (EnR) à grande échelle, à côté d'une tarification du carbone dont le rôle reste mineur. Dans ce papier on identifie d'abord les résultats des politiques bas carbone de *first best*, basées par définition sur la seule tarification du carbone, qui placent toutes les technologies bas carbone sur le même plan pour identifier le mix électrique optimal. Le but est d'évaluer ensuite la perte d'efficacité sociale associée aux politiques ayant pour objectif de développer les EnR de façon "indéfinie" qui ne se situent même plus dans une perspective de *second best*. La complexité du secteur électrique, accrue par le développement des EnR intermittentes, nécessite d'utiliser des modèles détaillés du système électrique pour évaluer les politiques de transition. Trois exercices montrent que les parts optimales des EnR sont basses (au maximum 15%), quel que soit le niveau du prix du carbone. Mais le besoin de représentation très détaillée du système électrique ouvre la voie à une sur-représentation des sources de flexibilité (stockage, pilotage de la demande, intégration entre systèmes, usages intersectoriels) qui rehaussent la valeur d'usage des EnR intermittentes, afin d'arriver à des résultats très favorables à celles-ci. On le voit en comparant les résultats des trois exercices avec ceux d'un exercice très complet de l'Ademe qui prouverait que le système électrique peut reposer de façon économique sur les seules EnR, en évacuant toutes les autres technologies bas carbone, dont le nucléaire.

Summary

Evaluate Climate-Energy policies based on renewables : The proper use of sectorial optimization models.

Many countries have adopted a low-carbon policy in the electricity sector, based mainly on the promotion of renewable energies (RES) at large scale. In this paper we consider these policies to be compared to first-best policies based on carbon pricing, which place all low-carbon technologies on the same playing field level to identify the optimal electricity mix. The aim is to assess the loss of social efficiency associated with policies aimed at developing renewable energies indefinitely, which are no longer even in a second best perspective. The complexity of the electricity sector, increased by the development of intermittent renewable energies, requires the use of detailed models of the electricity system to assess such a transition policy. Three exercises show that the optimal shares of RES are low (maximum 15%), regardless of the carbon price level. But the need for a very detailed representation of the electricity system opens the way to an over-representation of the sources of flexibility (storage, demand management, integration between systems, intersectoral coupling) that enhance the value of intermittent renewable energies, in order to achieve results that are favourable to RES. This can be seen by comparing the results of three exercises with those of a very complete ADEME's exercise which would prove that the electricity system can be based economically on renewable energies alone, by eliminating all other low-carbon technologies, including nuclear energy.

¹ Chercheur associé au CIRED (Ponts ParisTech et CNRS) et à la Chaire CEEM (Chaire European Electricity Markets), Paris Dauphine (Email adresse: finon@centre-cired.fr)

1. Introduction

Depuis une quinzaine d'années, la plupart de pays européens engagés dans les politiques Climat–Energie 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, avec l'objectif d'atteindre 80% et plus de parts de production des EnR d'ici 30 ans. La préoccupation de réduction des émissions de CO₂ existe certes, mais les politiques Climat peinent à se traduire dans la mise en oeuvre 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 d'une telle politique 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. 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*). Mais, 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 plusieurs contraintes sur l'équilibre générale. Ce qui 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 multiples défaillances du marché et de la coordination privée qui peuvent nécessiter des instruments politiques supplémentaires en plus des politiques de tarification du carbone pigouvienne (voir par exemple Lehmann, 2012). C'est le cas des externalités dynamiques d'innovation dont les difficultés d'appropriation des revenus par les innovateurs tendent à inhiber l'innovation en matière de technologies bas carbone. C'est ce qui justifie des subventions pour leur déploiement précoce afin de permettre le *learning by doing* et les baisses de coût associé (Fischer et Newell, 2008 ; Jaffe, Newel et Stavins, 2005 ; Nemet, 2013). Au départ cela concernait en premier chef les énergies renouvelables dans le secteur électrique.

Combiner une obligation de développement des EnR assurée 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 pour autant que la politique EnR est justifiée par les externalités dynamiques d'apprentissage de ces nouvelles technologies, c'est-à-dire jusqu'au moment où les technologie atteignent la maturité économique et commerciale. Celui-ci est repérable quand les prix de revient de production par ces technologies se situent au même niveau que les coûts des technologies en place offrant les mêmes produits et services. C'est bien ce qui est en train d'arriver pour les EnRs, 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 devraient rivaliser sur un pied d'égalité, en pénalisant les technologies émettrices 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 des EnR pré-commerciales se sont transformé en politique dont l'objectif de développement des EnR est devenu un objectif en soi.

Ces politiques vont donc éloigner en termes d'efficacité sociale le secteur électrique de l'optimum de premier rang atteint par tarification du carbone. La superposition d'instruments de réduction d'émissions, qui résulte de la tourne le dos au principe d'équimarginalité entre les différentes options possibles. L'option de réduction des émissions de carbone par le développement subventionné des EnR électriques à grande échelle conduit à un prix implicite du CO₂ plus élevé que celui d'autres options qui seraient stimulées par un prix du carbone moins élevé. Il ne s'agit même pas d'une politique de *third best*, même dans les pays ayant fermé l'option nucléaire, option bas carbone majeure². 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 EnR, que ce soit économique ou non sur la base des prix du marché*"³.

Le débat sur la décarbonation des systèmes électriques oppose donc tenants du *first best* (action par une tarification du carbone efficace) à ceux focalisés sur la promotion des EnR visant un objectif de part de production élevée, qui prétendent se situer dans une perspective de *second best*. Il est vrai que le débat est très influencé par la baisse importante des prix de revient des EnR principales (éolien, solaire photovoltaïque (solaire PV par la suite)) depuis 2010 vers les niveaux de prix de revient des centrales fossiles ou nucléaires, baisse qui vaudrait en soi justification des politiques qui visent des cibles de pénétration élevée des EnR. La complexité, mal reconnue du secteur électrique, qui émane de la non-stockabilité de l'électricité et de l'astreinte imposée au système de garantir la fourniture en toute situation, conduit à une différence fondamentale entre les productions à apports variables et celles dites "pilotes"⁴. Les caractères technologiques de tout système électrique conduit à ce que les produits et services que peuvent offrir les centrales EnR sont très différents de ceux des centrales conventionnelles, dont les autres technologies bas carbone qui, elles, sont pilotables, le nucléaire, les centrales à gaz ou charbon associées à du captage et stockage du carbone (CSC), et les centrales à biomasse.

Ces deux types de technologies vont avoir des valeurs d'usage différentes dans un système électrique, qui vont s'écarter de plus en plus au fur et à mesure du déploiement des EnR. Ceux-ci ne permettent pas de donner aux investisseurs en EnR l'information pertinente sur la baisse de la valeur d'usage de leurs équipements au fur et à mesure du développement des capacités EnR, sans parler des coûts supplémentaires qu'elles entraînent pour le système. A un stade donné de développement, la valeur économique de l'équipement marginal éolien ou solaire PV dans le système ne permet plus de couvrir ses coûts fixes, et l'investissement devrait cesser, si les EnR ne bénéficient pas de dispositifs de soutien garantissant leurs revenus par MWh. Le problème est amplifié par le fait que le dessein des politiques Climat-Energie basées sur les EnR est de faire d'elles la base quasi-exclusive de la production électrique à horizon 2050 et d'exclure les autres technologies bas carbone pilotables,

² Il ne s'agit même pas d'une démarche de *third best*. En effet de façon générale elle se définit comme le choix du contournement du déficit d'information sur la variable de *second best* (ici la baisse des coûts des EnR par apprentissage) en essayant de se rapprocher le plus possible la "variable contrainte" (ici la quantité d'émissions de carbone) de son état optimal, laissant la variable antérieurement traitée en *second best* (ici la capacité d'EnR électriques qu'il faut inciter à se déployer dans le système) dans son état optimal du *first best* pour agir sur d'autres variables de réduction des émissions de carbone (normes de consommations des véhicules, programme d'infrastructures, etc.).

³ 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."

⁴ Une centrale est dite « pilotable » quand elle peut fonctionner au moment où on le 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.

en particulier le nucléaire et le CSC, qui ont une valeur d'usage bien supérieure à celle des EnRv, quelles que soient leurs part de production .

La poursuite indéfinie de l'objectif ENR par l'usage de dispositifs de soutien a forcément un coût d'opportunité par rapport à l'optimum de premier rang sous la seule contrainte d'émissions de carbone du secteur. Cet optimum résulterait aussi bien du jeu du Marché que des choix d'investissement d'un Planificateur, équivalents en théorie selon la démonstration célèbre d'Oskar Lange (Lange et Taylor [1938]). Ce coût d'opportunité est d'autant plus important que la cible de parts de production des EnRv visé par la politique s'écarte radicalement du niveau qui serait atteint sans ses dispositifs, c'est-à-dire quand peut s'organiser l'autorégulation du marché qui conduirait au dégagement d'une part optimale de production d'EnR dans le mix électrique.

L'évaluation des politiques de transition bas carbone dans le secteur électrique 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 introduite dans le système par le développement à grande échelle des EnR à apports variables (EnRv). Il faut pouvoir prendre en compte l'effet du développement des nouvelles sources de flexibilité (stockages, pilotage de la demande) conjoint à celui des EnRv, car celles-ci permettent de rehausser la valeur de leurs productions variables pour le système, et donc leur position optimale dans le mix. Sans modèle détaillé qui rend compte de cette complexité, on ne peut éclairer ces enjeux et on crée la confusion sur les choix de politiques publiques qui visent à intégrer de plus en plus des renouvelables à apports variables par des dispositifs hors marché, comme le soulignent W. D'Haessler et al. [2015] qui conseillent le gouvernement belge pour ses choix de politique électrique.

Dans ce papier, on s'intéressera aux résultats de quatre exercices relevant d'une approche des politiques climat-énergie en termes de *first best* (optimisation sous contrainte carbone) pour analyser les approches focalisées sur un objectif de moyens (cible de part d'ENR), à 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 Kepler [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 l'Ademe-Artelys (Ademe [2018a]).

Alors que la plupart des nombreux 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 qui est pris comme une donnée de départ, 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 mises sur le même plan. Ces approches qui conduisent à identifier le mix optimal et à évaluer ce qu'il en coûte en termes d'efficacité sociale si on s'en écarte, apportent un progrès dans le raisonnement économique par rapport aux autres approches où on postule le développement des EnRv à grande échelle. Elles s'interrogent sur l'écart d'efficacité entre ces politiques focalisées sur un objectif de moyens et une politique recherchant un optimum de *first best* sous contrainte carbone.

Ceci étant, de la même façon que des biais culturels et politiques conduisent dans la majorité des exercices sur les politiques EnR dans le secteur électrique à ne s'intéresser qu'à la faisabilité technique et économique des systèmes avec de forte part d'EnRv, de tels biais peuvent influencer aussi la façon de représenter le système à optimiser dans les démarches en *firstbest* afin d'aboutir aux résultats recherchés en faveur des EnR. C'est le cas des multiples façons de formaliser les possibilités d'arbitrage entre heures de forte et faible productions EnRv par les techniques de stockage ou les pilotages de la demande par les effacements (ce qui est appelée les nouvelles sources

de flexibilité) ou encore de représenter les possibilités d'utiliser les surplus de productions des EnRv (par rapport aux demandes horaires) dans de nouveaux usages intersectoriels. 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, et des conditions institutionnelles et sociales qui permettraient de tels développements.

Par la suite, on précise dans une première section les spécificités économiques des techniques EnR non pilotables et de leur cohabitation avec des techniques pilotables. Dans une seconde section, on montre que des modèles très détaillés du système électrique sont nécessaires pour analyser les politiques Climat-énergie basées sur une contrainte carbone ou une obligation de développement des EnR dans ce secteur. Dans une troisième section on compare les résultats des approches de *first best* basées sur des modèles détaillés afin de mettre en évidence la façon d'orienter les résultats par la sur-représentation des sources de flexibilité. Dans un but de simplification, on choisit de se concentrer sur le point d'arrivée des transitions en 2050-60, en ignorant le cheminement qui y conduit à partir de l'existant. Enfin dans une dernière section, on précise les conditions institutionnelles, rarement explicitées qui permettraient de donner corps à des futurs dominés par les ENRv dans le secteur électrique et énergétique, pour en discuter le réalisme.

2. "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 système, 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 EnRv

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-pilotable 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 alors aligné sur celui de l'offre par la source la plus chère alors en

service. Comme l'éolien et le solaire n'ont pas besoin d'acheter de combustible, leurs coûts marginaux sont nuls; en conséquence 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 d'EnRv se définit et se mesure par les coûts d'exploitation des équipements conventionnels fossiles (ou nucléaires) que ses productions horaires permettent d'éviter. C'est ainsi que procédait EdF dans les années 50 et 60 pour calculer la valeur de nouveaux équipements hydrauliques à installer⁵. Sans les dispositifs de soutien, le recouvrement de leurs coûts fixes d'investissement et d'exploitation, qui constituent l'essentiel de leurs coûts complets va donc dépendre totalement des prix du marché horaire, qui n'ont aucun lien avec leurs propres coûts de long terme.

On notera 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 importants pour que l'effet incitatif sur les investissements en EnRv soit significatif, ce qui est de moins en moins le cas au fur et à mesure de l'installation de capacités d'EnRv.

Les coûts directs de système⁶

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 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 et la stabilité du système.

Un nouvel équipement EnRv entraîne donc directement des "coûts de système" de court terme et de long terme beaucoup plus importants que tout nouvel équipement pilotable. Une décision d'investissement dans une capacité EnRv par le planificateur devra donc prendre en compte non seulement sa valeur actuelle nette, mais devront aussi lui être soustraits les coûts que la variabilité de sa production entraîne pour le système (à court terme les coûts de rééquilibrages du système nécessités par les erreurs de prévision de production et les coûts de montée et baisse des productions flexibles, à long terme le coût des capacités croissantes de réserve flexible, etc.).

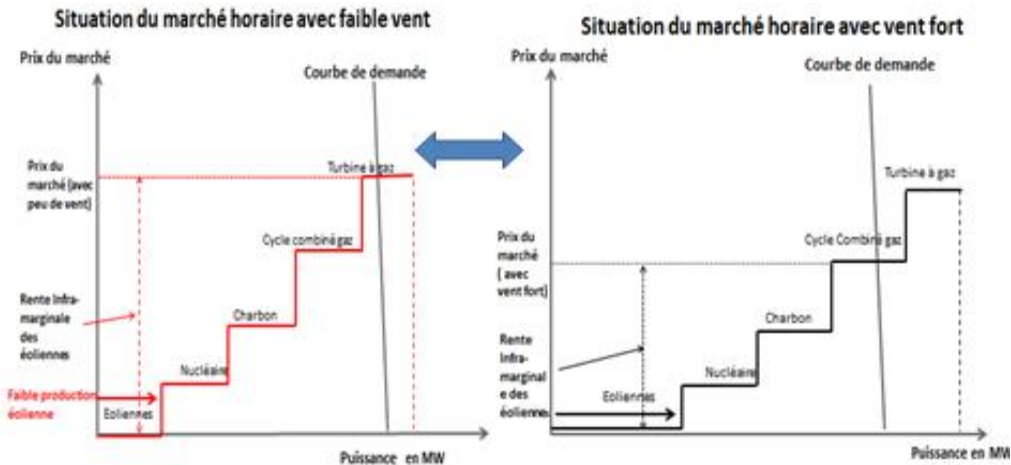
En régime de marché quand la réglementation rend le producteurs EnRv "responsables d'équilibre" (selon la dénomination consacrée), ils doivent payer les pénalités du déséquilibre sur le mécanisme de marché d'ajustement. Mais les externalités dont ils sont responsables ne sont pas toutes internalisables, notamment les coûts de réseau et les coûts de développement des sources de

⁵ Précisons qu'on y ajoutait la valeur de la garantie de capacité pendant les 1200 heures critiques de l'année, alignée sur le coût du kW d'un équipement de pointe (Waroqueaux [1996])

⁶ Pour ne pas compliquer l'exposé, nous ne présentons pas une approche alternative de l'économie de la variabilité qui ne se focalise pas sur la valeur des productions EnRv de l'équipement marginal, mais sur le coût moyen d'une système à forte part d'EnRv, qui additionne le prix de revient moyen (LCOE) et les coûts d'intégration qui additionnent les coûts directs de système (re-dispatching, réseaux, connexion) et ce qui est appelé "coût de profil", par les auteurs de cette approche (voir en particulier Ueckerdt, Hirth, Edenhofer [2013]). Le *profile cost* est un concept très particulier qui ne relève pas de la tangibilité comme les précédents; il se calcule en comparant un système avec x% de production d'EnRv avec un système où cette production est assurée par des équipements de base, une sorte de coût d'opportunité en quelque sorte.

flexibilité (Keppler, Cometto [2012]), ce qui pose d'autant plus problème que ces coûts croissent plus que linéairement au fur et à mesure du déploiement des EnRv⁷.

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



Source: auteur

La baisse de valeur de chaque équipement EnRv marginal

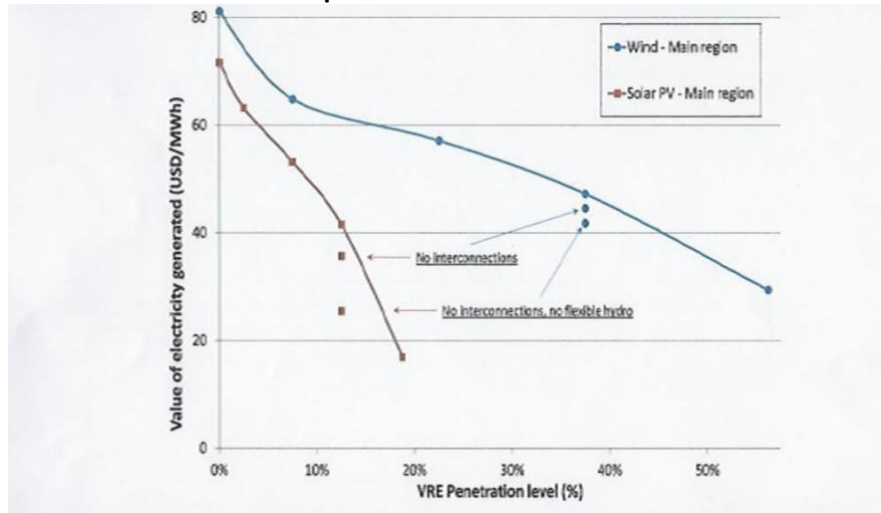
Un équipement éolien ou solaire PV produit de façon corrélée avec les autres équipements de même type, ce qui conduit à des prix moindres sur le marché horaire en poussant les équipements chers en coût d'exploitation en dehors du marché quand les capacités EnRv produisent, ce qu'on appelle l'effet d'ordre de mérite (voir figure 1). Plus encore, lorsque les capacités éoliennes ou 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 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: 1 000h/an quand la part de production d'EnRv atteint 50 %, et de 3 000 à 3 800h/an avec 80 % de production d'EnRv (Cometto et Keppler [2019])⁸. Pendant ces heures, dans un système non interconnecté aux systèmes voisins, les productions d'un certain nombre d'éoliennes, voire de fermes solaires PV, sont écrêtées, ou effacées par le gestionnaire du système.

⁷ 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, qui sont à comparer au prix actuel moyen de l'électricité qui se situe autour de 50 à 60€/MWh.

⁸ On voit déjà ce phénomène 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 rapprochent de la demande de pointe qui est de 100 GW environ. 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.

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 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 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 aussi 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



NB. Noter 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

Par rapport aux deux 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 en place en Allemagne ou 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. Ceci fait échapper le choix des agents à l'auto-régulation par le marché, alors qu'ils devraient s'arrêter à 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 recouvrir ses coûts fixes. Les seuils au-delà desquels ils ne recouvrent plus leurs coûts fixes peuvent être considérées comme les parts optimales respectives 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 ultérieurement⁹. On efface des consommations en période de faibles productions éoliennes et de prix horaires élevés, pour les reporter lorsque les prix horaires re-baissent 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 électrique¹⁰. D'ailleurs la valeur d'une nouvelle capacité d'EnRv dans un parc existant dépend des caractéristiques de flexibilité du parc dans laquelle 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.

De nouveaux 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 compétitifs par rapport aux usages 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 2018 ou encore celui de la DENA, l'agence allemande de l'énergie de 2017 (DENA [2017]), considèrent 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 à plus long terme pour les transports propres à base de piles à combustibles. Certains conçoivent même d'utiliser cet hydrogène pour produire du CH₄ par méthanisation, et 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 à partir de 7 scénarios de politique énergie-climat (European Commission [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, comme le modèle PRIMES utilisé pour la Commission européenne. 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

⁹ 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 est l'agrégation de petits effacements réalisés chez des particuliers ou des professionnels. 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.

¹⁰ 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, T.O. [2015]).

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 le voit plus loin.

3. 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, 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 effacements 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

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, en valorisant les produits et services offerts sur les marchés respectifs de ceux-ci, 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) pour assurer l'équilibre du système.

L'optimisation repose sur une formulation en programmation linéaire sous le critère de minimisation des coûts d'investissement, de coûts fixes d'exploitation (dont les coûts d'usure dus aux nombreux cycles de montée et baisse de production), et des coûts variables (combustibles, carbone). Il optimise sur le court terme le "*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 d'une technique donnée 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. De plus 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 en compte aussi de la façon dont des capacités importantes d'énergie éolienne et solaire sur le marché modifient les prix du marché horaire (par rapport à un mix électrique "normal"). De plus elle permet 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 des prix duaux de ces dernières, vont inciter les investisseurs à construire des équipements flexibles et des unités de stockage. Cette granularité horaire permet aussi de traiter finement les aléas météo sur les productions d'EnRv de chaque heure d'une année par paramétrage de la série de leurs 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 (qui ont un coût variable nul) sont surestimées au détriment des productions classiques qui, elles, ont un coût de combustible. On peut en dire autant de la partie électrique du modèle du secteur de l'énergie PRIMES utilisé par la Commission européenne selon Collins et al., [2018] qui ont comparé les résultats du modèle PRIMES avec ceux d'un modèle électrique détaillé et qui trouvent la même explication.

Le traitement des temporalités longues

Deux types de traitement de la temporalité du long terme 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 de rien, le long terme permettant de supposer l'effacement 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 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 du secteur électrique depuis l'existant constitué d'équipements à long cycle de vie, et d'analyser les effets des différents profils d'évolution des coûts de telle ou telle technique et du prix des énergies fossiles et du carbone.

Dans tous les cas, il n'y a pas de traitement de l'incertitude sur ces paramètres clés (coût de telle ou telle technologie, contrainte politique sur d'autres, taux de croissance de la demande) alors qu'il pourrait être intéressant de mettre en évidence les valeurs d'option de certains choix vis-à-vis d'incertitudes majeures sur ces paramètres. On procède simplement à des paramétrages 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]). Au passage, il est intéressant de préciser qu'ils montrent, 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.

4. L'évaluation des politiques sous contraintes EnRv : les divergences dans le traitement d la flexibilité

Par la suite on ne considère que les approches pour lesquelles le développement des ENR à grande échelle n'est pas considéré comme donné, par contraste avec les approches dominantes centrées sur les systèmes à forte part d'EnRv dont on considère pour acquis la part très élevée de productions par les EnRv¹¹. On s'interroge ici 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, pilotables et non pilotables, sous contrainte carbone, puis sur l'écart d'efficience entre cette situation et celle résultant d'une politique de forçage du déploiement de EnR électriques par des dispositifs de subventions par garanties de revenus à long terme. 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 les instruments de promotion des EnRv (avec une cible de parts de production pour les EnR) pour tirer le développement des EnR à un niveau élevé et la tarification du carbone à l'aide ou non d'une contrainte carbone. Ils regardent également comment réduire l'écart économiques entre ces politiques de "forçage" du développement des EnRv et l'optimum sous la seule contrainte carbone en recourant aux nouvelles sources de flexibilité (stockages électriques, pilotage de la demande).

On compare les résultats de l'exercice de l'Ademe de 2018 basé sur le modèle "Crystal Super Grid" (Ademe [2018a]) , avec ceux de trois modèles, le modèle Gen-X commun à l'Agence de l'Energie 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 qui lui est proche.

Dans les trois premiers, 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, ce qui est exigeant par rapport aux émissions moyennes en Europe de 350 g/MWh), ce qui conduit à un prix du carbone qui permet d'atteindre cet objectif, en s'alignant sur le coût marginal de réduction des émissions à ce niveau dans le secteur électrique. Dans le modèle du DIW, elle est exprimée par un prix explicite du carbone qui est paramétré. Dans le modèle de l'Ademe qui est en optimisation intertemporelle, par une trajectoire d'évolution de prix du carbone sur 2020-2060 (de 8 à 57 €/tCO₂).

Avec ces modèles on peut aussi tester une politique de restriction sur une technologie bas carbone pilotable, comme le nucléaire ou le captage et séquestration du carbone du fait de problèmes d'acceptabilité sociale, en regardant quelle est alors la part optimale des EnRv dans le mix électrique. Dans ces exercices il n'y a pas de contrainte empêchant le développement du nucléaire. 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,

¹¹ Les exercices purement centrés sur la réalisation d'un objectif de parts élevées de EnRv cherchent à répondre à deux types de question : 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]).

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 à long terme en recréant le parc intégralement (greenfield) sans ou avec nucléaire? 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 qui est la demande horaire diminuée des productions fatales des EnRv (Krakowski et al. [2016]).

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) qui tendent à orienter les résultats en faveur des EnRv dans l'exercice de l'Ademe.

Flexibilité et efficacité du développement des EnRv à grande échelle

L'étude 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 à horizons 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 carbone dans la douzaine de scénarios considérés. On ne rentrera 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 4 exercices d'optimisation en *greenfield*. Ils diffèrent beaucoup de ceux du modèle de l'Ademe alors qu'ils reposent sur des hypothèses voisines sur les coûts des technologies et les prix des combustibles à long terme, comme on le voit dans le tableau 1, et qu'ils fonctionnent tous par le jeu de l'optimisation par le marché (ou par la programmation du planificateur). Dans l'exercice de l'Ademe, les EnR sont poussées à des niveaux élevés de parts de production (85-95%) 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 *firstbest*

	Modèle Crystal-SuperGrid de l'Ademe	Modèle Gen-X de l'AEN-OCDE et de l'équipe du MIT	Modèle Diflexo de la CEEM-Dauphine	Modèle EMMA du DIW-Berlin
Evolution 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€/t/CO 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 paramétré de 0-180€/tCO ₂
Coût de l'éolien terre Coût du solaire PV Coût du nucléaire	43 à 70 €/MWh 47 à 89 €/MWh 85 €/MWh (4500 €/kW)	67-89 \$/MWh 66-132 \$/MWh 81 \$/MWh (4700 \$/kW)	85 €/MWh 110 €/MWh 78 €/MWh (3750€/kW)	50 -68 €/MWh 70-180 €/MWh 85 €/MWh (4000€/kW)
Prix du gaz	16 à 40 €/MWh	30 \$/MWh	32 €/MWh	18 €/MWh

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

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 optimale. A l'inverse, les énergies renouvelables qui ne se développent que par le marché comme dans l'exercice de l'Ademe restent confinées à une part de production modeste, de l'ordre de 10-15% du total avec peu de place pour le solaire PV, à la fois dans le modèle EMMA du DIW (Hirth [2016a]) et celui de la CEEM-Dauphine (Villavicencio et Finon [2018]). Elle est même nulle dans les résultats des modèles 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 70 à 75 % dans le modèle de la CEEM-Dauphine quand la part des ENR est de 10-15 %.; de 60 à 65 % dans le modèle de l'AEN-OCDE et de l'équipe du MIT. 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 30-40 €/tCO₂ (Hirth [2016a]).

Comme le montrent les effets du paramétrage du prix du carbone dans cet exercice du DIW, la présence d'une taxe carbone élevée ne ralentit pas fondamentalement la chute de valeur des EnRv. La raison en est simple: pour un montant donné de part de production des EnRv, le nombre des heures pendant lesquelles le prix du marché horaire est nul est toujours le même quand le prix du carbone augmente. Certes la 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 installées aux puissances horaires demandées sur le marché qui comptent, et ceux-ci ne varient pas entre deux situations de prix du carbone, quand on procède à des tests sur les effets de différents objectifs de parts d'EnRv dans le mix électrique.

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) 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. Les niveaux élevés de parts de productions d'EnRv qui correspondent auraient dû pourtant en tendance conduire à des baisses des prix du marché horaire et en conséquence à celle des revenus des nouveaux équipements EnRv; ceci aurait dû se traduire à un stade donné de développement des EnRv par le marché à un arrêt des investissements en EnRv, comme expliqué plus haut. En fait dans les résultats de l'exercice de l'Ademe, on voit qu'au fur et à mesure de leur développement, le prix du marché électrique ne baisse pas, même quand les capacités des EnRv deviennent fortes et proches de la demande totale de puissance en pointe. Pour arriver à ce résultat, il faut des hypothèses fortes sur le développement des sources de flexibilité et sur l'intégration du système français avec les systèmes voisins.

Par contraste, dans les autres exercices, ce n'est que dans les tests où est analysé le coût d'opportunité des politiques de promotion des EnR à très grande échelle (représenté par une contrainte d'obligation de parts de production d'EnRv dans la production du mix) que le nucléaire disparaît du mix. 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.

L'effet de surreprésentation des diverses sources de flexibilité

Chacune des hypothèses permet de rehausser la valeur des productions des équipements EnRv par rapport à ce qu'elle devrait être avec des hypothèses raisonnables. Elles le maintiennent 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 (4000 €/kW contre 2200 €/kW pour l'éolien à terre et 1200 €/kW pour le solaire PV au sol en 2020), malgré le faible "productible" des kW éolien ou solaire PV et le caractère aléatoire de leurs productions.

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

	Modèle Crystal SuperGrid	Modèle Gen-X de l'	Modèle DIFLEXO	Modèle EMMA du
--	--------------------------	--------------------	----------------	----------------

	(Ademe-Artelys)	AEN-OCDE et de l'équipe du MIT	de Dauphine-CEEM	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 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

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

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 2):

- 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 2). L'accès au potentiel d'effacement est supposé n'avoir aucun coût dans les usages diffus (ménages, tertiaire) et ne rencontrer aucune difficulté d'acceptation sociale. Le potentiel des effacements qui est supposé accessible est tellement important que, dans la concurrence entre les sources de flexibilité, il ne rend même pas utile et économique le développement des stockages par batteries.
- les possibilités d'importations/exportations d'énergie et de service-système avec les systèmes voisins dont les productions d'EnRv, dé-corrélées 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. Le tout est facilité 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 qui s'ajoutent aux besoins de 500 TWh environ) , ou encore pour produire du méthane concurrent du gaz naturel (par vapo-réformage) le long d'une chaîne d'opérations coûteuses et capitalistique 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

doublément de la capacité de pompage hydraulique (STEP), la part optimale des EnRv ne monte que de 2%; de même dans le test du doublément des interconnexions à l'intérieur du système ouest-européen, cette part n'augmente que de 4%

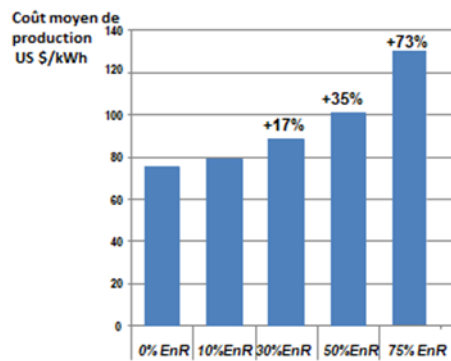
Il faut donc beaucoup de « si » pour que l'environnement du système de production électrique se modifie spontanément et de façon telle que les EnRv en viennent à battre économiquement les techniques bas carbone pilotables, dont le nucléaire et le CSC, et qu'elles puissent occuper tout le mix électrique de façon économique et sans l'aide des dispositifs de soutien. Le nucléaire perd la compétition avec les EnRv car il ne peut pas recouvrir aussi aisément ses coûts fixes beaucoup plus élevés sur la base des revenus du marché, que les EnRv qui bénéficient du rehaussement des prix horaires sur l'année grâce à ces sources de flexibilité, alors qu'en parallèle celles-ci conduisent à faire baisser les prix pendant les périodes horaires de rareté des productions des EnRv. 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 le potentiel de stockage (Villavicencio [2018]), celui de l'hydraulique (Cometto et Keppler [2019]) ou l'ampleur de la capacité d'interconnexion avec le système voisin (de Sisternes et al. [2016], Cometto et Keppler [2019], Hirth [2016a] [2016b]).

Le surcoût des mix électriques à forte part d'EnR

Ces trois exercices 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 se préoccuper puisque les EnRv y sont compétitives avec les technologies bas carbone pilotables (nucléaire, CSC) en termes de valeur, et peuvent atteindre des parts optimales de 85 à 95% en 2050-2060 de façon efficiente en effaçant le nucléaire. Dans les autres exercices qui analysent le coût d'opportunité des politiques EnR, c'est parce qu'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 de 80 % de la production totale du système.

Le coût d'opportunité de ces politiques est évalué en comparaison d'un scénario sans "forçage" du développement des EnR. Ce coût 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'EnR; puis il monte à 75 % environ pour une part de 75 à 80 % d'EnR pour une contrainte carbone de 50 g/kWh (voir figure 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 50g/kWh.

Figure 3. Croissance du coût d'opportunité de la politique de transition électrique en fonction de la part d'EnRv



Source : Cometto et Kepler, 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 pour arriver à des niveaux de parts de production des EnRv très élevés, quel que soit la baisse des prix de revient du MWh des différents EnRv. Le coût de ces dispositifs est généralement payés par les consommateurs, via le paiement d'une surtaxe par MWh vendu (dénommée en Allemagne EEG en Allemagne, et en France la CSPE dont elle en est 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€/MWh¹². Certes on peut discuter ce point devant les baisses de coût des techniques éoliennes 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 effet¹³.

5. Les conditions institutionnelles du passage à un système électrique bas carbone

Les auteurs des exercices de modélisation des systèmes électriques à forte part d'EnR, comme ceux des exercices de prospective du secteur énergétique à base de modèles normatifs tels que le modèle PRIMES, tendent à ignorer le socle d'institutions qu'il faut établir pour permettre que le futur se réalise en conformité avec les résultats de ces modèles, notamment quand ils arrivent à des systèmes électriques dont la production serait assurée en grande partie par des EnRv. Ces institutions doivent permettre de coordonner les décisions de long terme des agents au sein du système électrique en pour que se développent les équipements EnR d'un côté et de l'autre les équipements conventionnels flexibles, les nouvelles sources de flexibilité et les réseaux qui rehaussent la valeur. En formulant en termes théoriques les obstacles à la réalisation par le "Marché" des projections normatives des modèles d'optimisation, les coûts de gestion de risque et les coûts de

¹² 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 part d'ENR de 9 % en 2017. Maintenant elle est reversée au budget de l'Etat. Le coût des dispositifs de soutien est alors financé en s'appuyant sur cette ressource et sur la partie 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.

¹³ 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] [2018] montrent clairement que la subventionnement des EnRv ne devrait jamais cesser, car la valeur de l'énergie produite diminue plus rapidement et de façon non linéaire que leur coût à mesure que la capacité de production d'énergie renouvelable augmente.

transaction et de coordination associés au développement à très grande échelle de EnR et des sources de flexibilité allant avec sont trop importants pour que l'on puisse qualifier cette option de compétitive pour la réalisation efficiente de système électrique bas carbone par le marché.

Comme le recommandent Cometto et Keppler ([2019], chapitre 4) dans leur analyse de la réalisation d'un système électrique bas carbone soutenable sur la base de cinq piliers, on peut supposer qu'on puisse mettre en place une tarification du carbone crédible qui pénalise bien les équipements émetteurs. On peut supposer aussi que l'architecture du marché a été suffisamment approfondie pour que, les marchés court terme et du temps réel (day ahead, infra journalier, ajustement, services systèmes) assurent un *dispatching* entre moyens de production et de flexibilité qui soit efficace pour l'offre d'énergie et des différents services lorsque le système intègre une part importante de productions à apports variables. De même on peut supposer que, grâce à cet approfondissement des marchés et à la responsabilisation des producteurs à apport variables, une grande partie des coûts de système de court terme dont ces derniers sont responsables, seront internalisés, notamment pour les coûts d'équilibrage et de *redispatching*. Mais ça ne résout pas le problème du long terme et de la coordination des décisions des agents décentralisés pour assurer le développement d'un mix qui soit optimal au regard de la sécurité de fourniture et de l'objectif climatique; ça ne le résout d'autant moins que l'on parierait de façon idéologique sur la compétitivité des EnR¹⁴.

Les besoins de coordination étroite dans le secteur électrique

En situation de prévision parfaite, les signaux doivent conduire aux choix optimaux d'investissement. Ceci suppose une coordination parfaite des agents économiques par le marché sur la base des signaux de prix de chaque étage du marché électrique (énergie, équilibrage, service système, crédit de capacité) avec une articulation idéale des choix de court et de long terme. Mais on règle un peu vite deux problèmes : celui des 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.

Du fait de la complexité du secteur électrique et de la rapidité des transitions aux effets inattendus, les investissements dans toutes les techniques sont intrinsèquement risqués sans de tels dispositifs destinés à réduire les risques. Ceci concerne non seulement les questions de volatilité des prix horaires, mais aussi les incertitudes de l'évolution du prix moyen du marché sous l'effet des entrées des EnR à grande échelle, ce qui accroît le défi d'investir dans ces techniques qui, la plupart, sont à fort coût fixe (CAPEX). Cela concerne autant les unités de production que les sources de flexibilité dont le rôle serait crucial pour rehausser la valeur des nouvelles unités d'EnRv. En prenant le cas des unités de stockage, un opérateur peut-il vraiment anticiper pouvoir se rentabiliser sur la base de ses revenus sur les marchés de services de flexibilité, et de ceux qui seront tirés de ses arbitrages entre prix horaires des périodes avec vent fort, et celles avec vent faible? Outre la volatilité de prix sur les différents étages des marchés électriques, il fera aussi face à une incertitude fondamentale pour ses revenus, qui vient à la fois des effets non anticipables du développement des ENRv et des investissements non coordonnés des autres opérateurs en stockage.

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

¹⁴ A côté des 3 piliers cités, à savoir 1) la tarification du carbone; 2) des marchés à court terme efficace pour établir un *dispatching* économique sur la base des coûts variables; 3) l'internalisation des coûts du système lorsque cela est possible et nécessaire, Cometto et Keppler ajoutent : 4) des cadres appropriés pour assurer l'adéquation de capacité, le développement de la flexibilité et des infrastructures de T&D, et 5) des dispositifs pour encourager les investissements à long terme dans les technologies à faible émission de carbone.

de tels marchés avec des agents dont les décisions sont bien coordonnées par les signaux de prix , entre tous les niveaux et pour toutes les techniques de production, de stockage, de réseaux, et avec la complétude de ces marchés pour la gestion du risque, sont-ils une hypothèse réaliste?

La réalisation du système électrique 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, les prix changeants des énergies fossiles. Une gouvernance basée sur un planificateur autoritaire serait l'idéal pour harmoniser les décisions avec ces anticipations, et aussi pour les adapter aux effets inattendus par la révision régulière des programmes.

Si une telle structure de gouvernance est inenvisageable, s'y référer suggère à tout le moins que le régime de marchés des industries électriques évolue vers un régime hybride combinant planification pour le long terme et marché pour l'exploitation du système. La nécessité d'une telle évolution est encore loin d'être admise au niveau de l'Union européenne, malgré la priorité des objectifs climatiques et de sécurité des approvisionnements. Pourtant il faudrait que puissent être garanties des conditions favorables aux investissements pour toutes les techniques, EnR comme techniques conventionnelles (turbines à gaz flexibles, centrales nucléaires, centrales gaz avec CSC) et pour toutes les sources de flexibilité, notamment les stockages, grâce à l'instauration de cadres de cadre d'incitations appropriées permettant le "dé-risquage" des investissements. L'instauration de tels arrangements seraient d'autant plus justifiés qu'ils permettraient de diminuer les coûts d'accès au financement qui ont un impact significatif sur le coût complet de toutes les techniques bas carbone (Finon [2012]), Roques et Finon [2017], Neuhoff et al. [2018], Cometto et Keppler [2019], Joskow [2019]).

Ce peut être fait par des arrangements de long terme entre les investisseurs et une agence publique qui garantissent les revenus sur le long terme, tels que les dispositifs de compléments de rémunération attribués aux projets EnRv, ou encore les *contracts for difference* (contrats d'option symétriques) utilisés au Royaume Uni. Ce peut être aussi en les combinant avec une concurrence de long terme avec l'attribution de ces arrangements par enchères. Utilisés pour les EnR, il serait des plus justifiés d'élargir le champ d'attribution de ces dispositifs de garanties de revenus par MWh aux autres types d'équipement, en accompagnant les attributions de ces garanties de long terme à tout projet d'équipement. Le tout devrait être accompagné d'une programmation évolutive pour harmoniser le développement des capacités des différentes techniques et de limiter les développements inefficients, comme ceux des techniques EnRv au-delà de leurs parts optimales rehaussées par le développement de la flexibilité. Mais la législation européenne actuelle, notamment les règles concernant les aides d'Etat, a priori hostile à tout ce qui gêne "la concurrence pour la concurrence", constitue un obstacle de taille devant une telle évolution (Finon [2019]).

Derrière les couplages intersectoriels, le besoin d'institutions puissantes

Si on peut concevoir de s'approcher des conditions de bonne coordination entre agents au niveau du seul système électrique incluant les réseaux et les usages de l'électricité dans ce régime hybride combinant planification et marché¹⁵. En revanche l'élargissement du périmètre de l'optimisation aux secteurs voisins et aux usages intersectoriels (chaleur industrielle, chaleur urbaine, hydrogène industriel, hydrogène pour les véhicules, production de gaz vert, etc.) apparaît beaucoup plus

¹⁵ On a peu évoqué la nécessité de développer des réseaux de transport et de distribution en relation avec le développement, localisé par définition des EnRv et donc susceptible de créer des problèmes de congestion sur le réseau. Elle relève des prérogatives de planification des gestionnaires de réseau sous contrôle du régulateur, mis elles sont contraintes dans l'Union européenne par les règles de marché qui empêche les gestionnaires de réseau d'investir dans des sources de flexibilité, alors qu'elles pourraient permettre d'économiser en renforcement de leur réseau.

problématique. Les couplages intersectoriels sont encore plus "demandeurs" en institutions que les coordinations à assurer dans le seul secteur électrique pour réaliser un système bas carbone. Si les difficultés sont déjà nombreuses au sein du secteur électrique pour avoir un développement en harmonie des techniques pilotables, des EnRv et des sources de flexibilité, toutes à fort CAPEX. les couplages intersectoriels seront autrement plus complexes à réaliser car ils concernent des activités qui ne relèvent pas des mêmes structures de gouvernance, contrairement à celles régissant le système électrique

Comment imaginer que se développent spontanément à l'échelle souhaitable et au moment pertinent, les équipements de *power to heat* et de *power to gas* au fur et à mesure du développement des EnR? Ce n'est pas seulement une question d'utilisation des surplus de productions des EnRv qui est en jeu. C'est aussi une question de bonne coordination pour déclencher au bon moment des investissements qui soient rentables dans des équipements à fort CAPEX (comme les électrolyseurs, les vapo-réformeurs, les pompes à chaleur de grande dimension), et pour mobiliser les financements ad hoc. La solution pour permettre ces couplages intersectoriels de se développer à l'échelle optimale un niveau d'un pays serait en fait une renationalisation des systèmes électrique et gazier, seule à même de permettre à une planification, d'identifier le bons investissements au bon moment, de corriger les obstacles (notamment les questions de tarification) et de disposer des moyens d'action pour les réaliser et en limitant les risques. On peut toutefois considérer que, dans les pays de tradition décentralisatrice où existent déjà des entreprises locales de distribution, souvent de statut municipal, il existe une configuration plus favorable à de telles réalisations.

6. Conclusion

La complexité de l'économie du secteur électrique, accrue par le déploiement des renouvelables à apports variables, permet d'obscurcir 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. 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 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 de *second best* qui, focalisées sur un objectif de moyens, 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 CO₂ 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 claire et 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 10-15% de parts de production d'EnRv, on tourne le dos à la recherche d'efficacité 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 et social, ni des conditions institutionnelles qui permettraient les développements 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'usages 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 faire en sorte que soient évitées des erreurs coûteuses venant de décisions guidées par l'idéologie.

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'utilisations des surplus des productions EnR intermittentes méritent d'être détaillées

Les effacements: En 2050, la très grande partie des consommations sont supposées 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. Ces hypothèses 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]). De plus 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 très grande échelle.

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. On multiplie donc les dissymétries et les dé-corrélations des productions entre systèmes de façon favorable au système français, 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 à 52 GW dont le système électrique français pourrait profiter des services de

flexibilité au même titre que le locaux (tandis que la capacité française stagnerait pratiquement à 7-8 GW). Par ailleurs les recharges de leurs véhicules électriques seront soumises aux besoins de flexibilité du système français, au même titre que les besoins des systèmes locaux. En définitive leurs productions par leurs équipements EnRv seront miraculeusement là en cas de besoin et vice versa lorsque nous pouvons exporter.

Les usages intersectoriels des surplus des EnRv. Avec les hypothèses techniques et économiques retenues pour de nouveaux usages de l'électricité, on peut 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, production d'hydrogène par électrolyse pour concurrencer l'hydrogène industriel venant des procédés classiques et pour alimenter des réseaux locaux destinés à des voitures électriques avec 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. C'est sans aucun doute lié aux mesures précédentes, notamment le développement à très grande échelle des nouvelles sources de flexibilité.

A noter en revanche que c'est dans un scénario particulier qu'est testé les effets d'un développement exogène et volontariste de la production de méthane à base de l'hydrogène venant de l'électrolyse, qui absorberait 50 TWh en 2050.

Références

Ademe [2018a]: **Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060**, décembre 2018. Accès par lien <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 [2016]: **Mix électrique 100% renouvelable? Analyses et optimisation**, juin 2016. Accès par lein <https://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations>

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

S. Borenstein [2012]: *The private and public economics of renewable electricity generation*. **J. Econ. Perspect.** 26 (1), pp.67–92.

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

S. Collins, Deane J.P. 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**, n° 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, OECD.

C. Crampes et T.O. Léautier [2015]: *Demand response in adjustment markets for electricity*. **J. Regul. Econ.** 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** n° 92, pp34–44.

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

European Commission [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(2018) 773. Brussels, November.

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

D.Finon [2013]: *Institutions for Electricity Systems Transition towards Decarbonisation. The hidden change of the market regime*. **Climate Policy**, vol. 13, S01, pp. 131–146,

R. Green, T.O. Leautier [2015]: **Do costs fall faster than revenues? Dynamics of renewables entry into electricity markets.** TSE Working Papers 15-591,

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

L. Hirth [2016b]: *The benefits of flexibility: The value of wind energy with hydropower.* **Applied Energy** n°181, pp. 210-223.

L. Hirth [2013]: *The market value of variable renewables, The effect of solar wind power variability on their relative price,* **Energy Economics**, vol.38, pp.218-236

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

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 [2019]: **Challenges for Wholesale Electricity Markets with Intermittent Renewable Generation at Scale: The U.S. Experience.** CEEPR-MIT Working Papers 2019-01

P.Joskow [2011]: *Comparing the Costs of intermittent and dispatchable electricity generation technologies,* **American Economic Review Papers**, Vol.100, n°33), p.238–241.

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

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** n° 171, pp. 501-522.

O. Langet 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**. n°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**, n°61, pp. 635–641.

R.G. Lipsey et K. Lancaster [1956]:.The general theory of second best. *Rev.Econ.Stud.* 24 (1), pp.11–32.

David 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-essor-des-renouvelables-est-le-scenario-le-plus-economique-108839>

G.F. Nemet, [2013]. In: Jason Shogren (Ed.), **Technological Change and Climate Change Policy**. Elsevier, Waltham, pp.107–116.

K. Neuhoff, Nils 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**, Vol. XXX, n°4.

RTE [2018]: **Bilan électrique 2018 – Flexibilité et effacements** . Accessible à <https://bilan-electrique-2018.rte-france.com>

F.J. de Sisternes, N. Sepulveda [2016]: **Total system costs in deep decarbonisation scenarios for a large, interconnected European country: evidence from the GenX model**. Présentation à l'AEN-OCDE Workshop “Dealing with system costs in decarbonising electricity systems”, Paris: OCDE, 22 Septembre 2016.

F.J. de Sisternes, J.D. Jenkins, A. Botterud [2016]: *The value of energy storage in decarbonizing the electricity sector*, **Applied Energy**, vol. 175, pp368-379.

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

F. Ueckerdt, L. Hirth, G. Luderer & O. Edenhofer [2013]: *System LCOE: What are the costs of variable renewables?* , **Energy** n° 63, pp. 61-75.

M. Villavicencio [2018]: *La valeur économique du stockage de l'électricité*. **La Revue de l'énergie**, n° 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 (A paraître dans **The Energy Journal**[2019])

W. Zappa, M. Junginger et M. van den Broek [2019]: *Is a 100% renewable European power system feasible by 2050?* **Applied Energy**, n°233–234, pp. 1027–1050

A. Zerrahn and 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 (collection Que sais je?)

Dominique Finon est Directeur de recherche CNRS émérite, chercheur associé au Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement (CIRED- Ponts ParisTech et CNRS) et à la Chaire European Electricity Markets (CEEM) de Paris Dauphine

Adresse: CIRED, 45 bis Avenue de la BelleGabrielle, 94130 Nogent sur Marne

Email: finon@centre-cired.fr