

ÉTUDE

L'effet des politiques de décarbonation sur le régime de marché dans les industries électriques européennes

Dominique Finon

Tout le monde est familier des politiques de développement des énergies renouvelables promues hors marché, soit par des tarifs de rachat, soit par des obligations de certificats verts, qui sont des réponses aux défaillances de marché en matière d'investissements en technologies nouvelles. Parce que toutes les technologies bas carbone, dont les ENR, sont capitalistiques, nous assistons à une généralisation de tels dispositifs. Leur modus operandi est d'aligner les revenus par MWh sur les coûts de long terme de chacune et de reporter les coûts et les risques sur les consommateurs. Ces politiques hors marché commencent à avoir des effets sur le fonctionnement du marché électrique. On assiste au début du basculement vers un régime dominé par les coordinations publiques. L'impact de ces politiques commence à peine à être discuté au niveau européen. Dans cet article, nous montrons la nécessité de ces arrangements de long terme pour atteindre les objectifs des politiques climatiques et leur effet sur l'effacement progressif de la fonction de coordination de long terme du marché. Nous concluons en plaidant en faveur d'une reconnaissance claire de ce rôle accru de la coordination publique et de la contradiction fondamentale entre ces politiques bas carbone et le régime de marché instauré par les directives européennes.

Nous défendons ici l'idée que l'objectif ambitieux de décarboner les systèmes électriques est en tension croissante avec l'objectif d'approfondissement de la libéralisation des marchés de l'électricité de l'Union européenne. Le développement de nouveaux arrangements qui se superposent au jeu ordinaire du marché est nécessaire au déploiement à grande échelle de technologies bas carbone (TBC) et de sources d'énergies renouvelables en production électrique (SER)¹ qui sont toutes à forte intensité

de capital avec un long délai de recouvrement des coûts fixes. En effet, la libéralisation rend ce type d'investissement risqué par le fait même que tous les risques sont portés par les producteurs dans le régime de marché, ce qui n'était pas le cas dans le régime antérieur de monopole de service public. De plus, le risque d'investissement est particulièrement élevé en déploiement pré-commercial pour les investissements d'apprentissage des TBC. Et une incertitude de long terme pèse fondamentalement sur la politique climatique, qui vise à donner

1. Pour garder une certaine distinction entre les sources d'ENR décentralisées et les autres techniques bas carbone de grande taille, on choisit de dénommer SER les petites unités, ENR et TBC les unités de techniques bas carbone

de grande taille, dont des unités ENR comme l'éolien offshore, les unités avec CCS et le nouveau nucléaire.

un prix du carbone pour stimuler l'émergence des technologies bas carbone.

Il y a donc un besoin fort de coordination publique et de nouveaux arrangements, à la fois pour accompagner le déploiement à grande échelle de ces technologies, assurer aux investisseurs des revenus alignés sur les coûts marginaux de long terme de chacune, insérer ces productions à forte variabilité dans les marchés de court terme et limiter les risques d'investissements en RES-E et en TBC. Ces arrangements doivent reporter les coûts et une majeure partie des risques sur les consommateurs pour ne pas faire intervenir le budget public. Le défi que pose le *design* de tels dispositifs est de parvenir à combiner la coordination par l'Etat et de maintenir les incitations à la maîtrise des coûts par la concurrence, tout en réduisant suffisamment les risques inhérents au fonctionnement du marché électrique de manière à faciliter de tels investissements.

Mais le problème ne se pose pas seulement en statique pour la conception de ces dispositifs. L'empilement progressif de ces nouveaux arrangements associés à chaque nouvel équipement SER et TBC a un effet dynamique d'érosion du rôle de signal de long terme du prix du marché électrique sur le développement des autres technologies (turbines à gaz en cycle combiné (TGCC) et unités de pointe, en particulier). Elles sont pourtant nécessaires, à la fois pour la fourniture en semi-base, la sécurité à long terme en situation critique et pour l'offre de service de flexibilité permettant l'adossement (*back up*) des productions des SER intermittentes.

Mis à part le Royaume-Uni où ces questions ont été discutées de façon approfondie, dans le cadre de la préparation de l'*Electricity Market Reform* (voir par exemple [DECC, 2011a et 2011b ; Ofgem, 2010]), la Commission européenne ainsi que les experts qui lui sont proches et beaucoup de régulateurs n'ont pas encore pris toute la mesure de l'impact de ces politiques sur le gauchissement progressif des coordinations par le marché de l'électricité. Pour l'heure, ils restent absorbés par l'amélioration de l'intégration de marchés de court terme, comme on le voit dans la Communication de novembre 2012 sur le marché élec-

trique intégré [CE, 2012]. Le travail de comitologie sur le marché-cible et sur l'harmonisation des codes de réseaux, pour très utile qu'il soit afin de faire face au défi d'intégrer les ENR intermittentes dans l'espace électrique européen, ne changera rien à l'évolution inéluctable du régime de marché vers une régulation dominée par la coordination publique.

Nous présentons, dans la section 1, les défaillances du marché et de réglementation qui conduisent à décourager les investissements dans les renouvelables et les technologies bas carbone. Dans la section 2, nous présentons les trois types de dispositifs combinant coordination publique et arrangements de long terme. Dans la section 3, dans une démarche de prospective institutionnelle, nous explorons la manière dont de nouveaux moyens institutionnels devront compléter la coordination de long terme exercée par le marché, après que celle-ci aura été progressivement effacée par le déploiement à grande échelle de l'électricité venant des SER et des TBC.

1. Les défaillances du marché en matière d'investissements capitalistiques en technologie bas carbone

Sur un marché électrique, le signal des prix aboutit en principe à ce que la combinaison technologique qui résulte des décisions d'investissement des acteurs du marché soit optimale en étant (quasi-)identique à l'optimum de long terme résultant des décisions du planificateur qui minimise la somme des coûts actualisés de long terme dans l'ancien régime de monopole de service public. Mais se pose un vrai problème sur le marché pour un investisseur en technologies intensives en capital : le prix auquel il doit vendre l'électricité qu'il produit sur les marchés horaires a peu ou pas de relation avec les coûts complets de l'équipement capitaliste dans lequel il a pris le risque d'investir. Un bref détour expliquant le fonctionnement d'un marché électrique (voir A) est nécessaire pour comprendre comment vont se manifester les défaillances de marché en matière d'investissement dans ces techno-

logies alors que les équipements bas carbone devraient tirer un avantage de la mise en place d'un prix du carbone (voir B).

A) La coordination idéale de marché combinant à court et à long termes

Du fait que l'électricité ne se stocke pas, le marché de gros est un marché (semi-)horaire. Le prix d'équilibre est fixé chaque heure par l'offre marginale qui répond à la demande de puissance. Les producteurs offrent de l'énergie à un prix suffisant pour couvrir leurs coûts variables de fonctionnement (à savoir les coûts de combustible et du carbone), mais il ne comprend pas de marge bénéficiaire afin d'augmenter leurs chances d'être appelés par le marché. Il en découle que le prix horaire est celui de l'offre marginale qui apure le marché horaire et est versé à tous les producteurs appelés, dont l'offre individuelle était en dessous de ce prix marginal. Chaque générateur qui a des coûts d'exploitation plus bas que le prix horaire reçoit donc un surplus au-dessus de ses coûts de court terme, appelé « rente infra-marginale ». En théorie, la somme de ces rentes horaires sur plusieurs années est supposée couvrir les coûts fixes de chaque nouvelle unité, quelle que soit la structure de coûts de chacune des technologies. Les unités de pointe présentent cependant un cas particulier : lorsque l'équilibre physique du système est serré, tous les générateurs sont en mesure de soumettre des offres à un prix beaucoup plus élevé que le coût marginal de leurs dernières unités de pointe car la demande en temps réel est inélastique. Par exemple, les producteurs soumis-sionnent à 3 000 €/MWh lorsque les coûts de fonctionnement de la dernière unité du marché est seulement de 120 €/MWh. Or ils doivent soumissionner de cette façon pour avoir une chance de couvrir les coûts fixes de ces unités parce que le nombre annuel de leurs heures de fonctionnement est faible et aléatoire (se situant, par exemple, entre 10 et 500 heures par an). Ce surplus horaire important pendant l'extrême pointe constitue une « rente de rareté » et on verra que la présence d'éolien à grande échelle tend à l'éroder de façon significative.

Dans le cas du développement des équipements bas carbone, les prix horaires margi-

naux incluent le prix du carbone parce que, à quelques exceptions près sur l'année, c'est une centrale à combustible fossile qui est le producteur marginal, avant le développement attendu de SER et des TBC². Avec un prix du carbone, les producteurs d'électricité qui ont de faibles émissions voient s'accroître leurs rentes infra-marginales par rapport à une situation sans politique carbone. Si le prix du carbone est prévu pour atteindre un niveau élevé à moyen terme, ceci signalera aux producteurs d'électricité qu'il est préférable d'investir dans des TBC et les SER plutôt que dans des technologies émettrices de CO₂.

B) La défaillance du marché pour les investissements en équipements capitalistiques

Sur les marchés électriques, le critère de gestion de risques a remplacé *de facto* le critère de maximisation de valeur actuelle nette, au détriment des investissements dans des technologies dont le coût initial est important. Les technologies bas carbone ont des structures de coûts et des profils de risque qui sont totalement différents des technologies concurrentes à base de combustibles fossiles. En se référant au document de l'AIE et de l'AEN/OCDE de 2011 sur les coûts de production du nucléaire, la part des coûts annualisés d'investissement est de 83,5 % pour l'éolien à terre, de 75,8 % pour le nucléaire, de 66,8 % pour le thermique charbon avec CSC à comparer aux 39,8 % pour le thermique charbon simple, et surtout 17,3 % pour les TGCC en prenant un taux de rendement du capital de 10 %³.

Même si des politiques climatiques donnent un prix au carbone élevé, les centrales à gaz (TGCC) resteront systématiquement préférées par les investisseurs aux technologies à forte intensité de capital, même si les premières risquent d'avoir un coût actualisé plus élevé que les secondes du fait de leur coût variable

2. C'est beaucoup moins le cas dans les systèmes à dominante hydraulique ou nucléaire (en particulier quand ils ne sont pas interconnectés avec des systèmes à dominante thermique).

3. Ces parts de coût annualisé d'investissement sont calculées en prenant un prix du gaz de 7,8\$/Mbtu, du charbon de 50\$/t et du carbone de 30\$/tCO₂.

élevé dans un scénario de hausse durable du prix du combustible et du carbone. Les périodes de prix bas de l'électricité présentent un risque pour les technologies capitalistiques TBC et SER. En revanche, les technologies qui fixent les prix marginaux comme les TGCC (et parfois, les centrales à charbon quand il y a un prix élevé pour le charbon et les permis carbone) sont, dans une grande mesure, capables de « passer » les augmentations du prix des intrants dans les prix du marché pour les reporter sur les consommateurs, ce qui les couvre intrinsèquement contre les risques des prix du combustibles et de l'électricité⁴.

Ce mode de formation des prix a une conséquence importante pour l'investisseur en TBC ou en SER dans cet environnement de marché. L'incertitude de l'écart entre le revenu annuel moyen d'un équipement de ce type et son coût complet crée le risque que les investisseurs ne récupèrent pas leurs coûts fixes et ne puissent rembourser leur dette en période de prix bas. Les TBC auraient besoin d'un prix du carbone élevé et prévisible pour réduire la probabilité des situations dans lesquelles le niveau de revenu net qu'ils tireront des marchés horaires soit inférieur au niveau de récupération de leurs coûts fixes. Ce niveau de prix du carbone devrait d'ailleurs être d'autant plus élevé que la baisse actuelle du prix du gaz naturel apparaît durable du fait de la nouvelle abondance de gaz aux États-Unis. Ce profil de risques contraste avec celui des TGCC, qui profitent de leur caractère peu capitaliste et la possibilité de *self-hedging* que présente la corrélation entre le prix de l'électricité avec les prix du gaz et du carbone.

Un investisseur dans les technologies capitalistiques aurait besoin de partager ses risques sur le long terme, notamment par des arrangements verticaux tels que des contrats de long terme à prix ou à marge garantis. Mais, dans les structures décentralisées de marché, il existe une inaptitude fondamentale du marché à per-

mettre l'établissement de contrats permettant à la fois le partage de risque entre les producteurs et les fournisseurs (ou de gros consommateurs) et l'alignement des revenus d'un nouvel équipement sur son coût marginal à long terme de façon stable.

C) L'amplification des défaillances du marché par les imperfections réglementaires

La défaillance du marché en matière de contractualisation à long terme entre investisseur en TBC (ou SER) et fournisseur est amplifiée par l'importance de l'incertitude sur l'évolution future du prix du carbone à partir des niveaux actuels très bas. Celle-ci résulte de l'incertitude des politiques climatiques à long terme et, en particulier, de l'évolution du mécanisme européen de quotas de permis carbone. Cette défaillance réglementaire amplifie deux autres défaillances du marché qui s'ajoutent aux obstacles à l'investissement dans les TBC et les SER.

Le premier obstacle est celui de la barrière à l'entrée que constituent les investissements d'apprentissage. Cette défaillance classique de marché provient du fait que les constructeurs d'équipement TBC ne peuvent pas tirer bénéfice des avantages découlant des effets de la diffusion vers les autres industriels des connaissances technologiques qu'ils accumulent sur les nouvelles TBC. Deuxièmement, les caractéristiques des technologies de grande taille et la complexité du système technologique spécifique qui les accompagnent (par exemple, l'énergie éolienne *offshore* et le réseau *supergrid* sous-marin associé, les nouvelles centrales nucléaires et leur cycle du combustible, les centrales à combustible fossiles avec captage du CO₂ accompagnées de son transport et de sa séquestration en aquifères profonds) amplifient les coûts d'apprentissage et les risques associés, parce que la chaîne de l'innovation est trop longue, trop complexe et trop diverse en termes de savoirs [Finon, 2012 ; Jaffe *et al.*, 2005]. De plus, ces risques sont amplifiés par l'existence d'importants risques politiques et réglementaires (en matière d'autorisation d'implantation, d'acceptation locale, de changement de règles de sécurité) avec des impli-

4. En utilisant l'approche de la théorie des portefeuilles pour décider de l'investissement en différents types d'équipement de production, Roques *et al.* (2008) ont montré que même des investisseurs sans aversion au risque ont tendance à choisir une stratégie « tout TGCC » à peu de choses près.

cations importantes pour les coûts, les conditions de financement et les bénéfices [Grubb et Newbery, 2008 ; Finon et Roques, 2008].

2. Le remplacement de la fonction de coordination de long terme du marché par des politiques de déploiement technologique

Le déploiement des SER et des TBC ne peut être efficacement traité par des politiques spécifiques qui combinent un nouveau type de gouvernance publique et de nouveaux arrangements de long terme. Ces dispositifs ont pour fonction de contourner la défaillance du marché par l'établissement des contrats à long terme en vue d'un partage des risques et des coûts avec les consommateurs pour investir dans des TBC. Ils doivent également permettre de couvrir le coût d'apprentissage des nouvelles technologies.

Afin d'atteindre cet objectif, différentes politiques peuvent être suivies pour stimuler les décisions des agents décentralisés. Les gouvernements peuvent choisir entre agir par les prix ou agir par les quantités. Ils peuvent aussi choisir de respecter ou non le principe de neutralité technologique pour ne pas seulement favoriser les techniques les plus proches de la maturité commerciale (*picking the low hanging fruits*).

A) La coordination par une obligation d'achat et des prix de long terme réglementés

Ce mécanisme repose sur un double engagement public de long terme : garantir le prix de rachat de MWh pour chaque type de technologie SER en phase de prématûrité et garantir l'obligation de rachat, contre compensation, par une agence neutre (l'entreprise de réseau ou le fournisseur historique dans une région donnée contre compensation exacte du surcoût). Les producteurs d'énergie par SER ou TBC sont payés pour l'électricité bas carbone qu'ils génèrent à un prix garanti sur une période de 10 à 20 ans. Les tarifs de rachat sous diverses formes (tarifs d'achat par MWh, primes fixes ajoutées au prix du marché, crédit

d'impôts à la production, etc.) ont été adoptés dans 21 des 27 pays européens et certains pays de l'OCDE (Canada, Australie) pour la promotion des SER. La politique de décarbonation très ambitieuse de l'Allemagne qui, elle, vise à accroître la part des SER centralisées et décentralisées dans la production d'électricité de 20 % en 2012 à 40 % en 2020 et 66 % en 2030 est pour l'instant uniquement basée sur des arrangements de ce type⁵.

Comme ce dispositif vise à lancer et à entretenir les dynamiques d'apprentissage pour des technologies de niveau de maturité différent, on ne cherche pas la neutralité tarifaire pour laisser les agents choisir la technologie la moins chère pendant cette phase : chaque tarif d'achat est spécifique d'une technologie et aligné sur son coût complet estimé. Après une première expérience de dispositifs qui ne prévoyaient pas de baisse des tarifs d'une année sur l'autre, les États ont décidé de faire évoluer chaque tarif à la baisse pour les nouveaux contrats d'une année future afin de tenir compte des effets d'apprentissage sur les coûts des projets successifs pour éviter de créer des rentes technologiques. Dernière caractéristique de ce dispositif : les coûts des acheteurs mandatés sont alors couverts par les revenus d'une taxe sur chaque MWh transporté par le réseau comme en France (ou sur les MWh vendus sur le seul segment de marché à demande inélastique au prix, comme en Allemagne celui des ménages).

Dans ces systèmes, la gouvernance publique consiste à contrôler l'évolution quantitative de chaque type de SER et à ajuster régulièrement les tarifs d'achat pour les nouveaux contrats, dans le but de maîtrise du coût de cette politique, selon que les anticipations de prix de revient aient été sur- ou sous-estimées en respectant les règles de révision prévues par la loi. Le régulateur peut ainsi décider de réduire le tarif d'achat sur les nouvelles installations afin de ralentir son développement lorsque le tarif est trop haut par rapport au coût et les rentes des

5. Cet exemple montre que les tarifs d'achat, généralement appliqués aux SER de petite taille, peuvent être étendus aux LCT de grande taille, au moins temporairement (par exemple, à l'énergie éolienne en mer, comme on le fait en Allemagne).

investisseurs excessivement élevées, comme cela a été récemment le cas dans beaucoup de pays pour le photovoltaïque dans la production industrielle mondiale a basculé massivement vers la Chine alors que l'enjeu industriel est aussi une motivation de telles politiques.

B) Une coordination publique souple par imposition d'une obligation d'énergie propre aux fournisseurs

Le dispositif « obligation d'énergie propre » exige des vendeurs d'électricité qu'une partie spécifique de l'énergie électrique qu'ils fournissent à leurs clients provienne de sources propres, sous l'incitation d'une pénalité à payer pour la quantité qui ne serait pas respectée par rapport au montant qui leur est imposé. L'obligation est définie pour chaque fournisseur en proportion de ses ventes, afin d'éviter les effets de distorsion sur la concurrence sur le marché de détail. L'obligation est augmentée progressivement chaque année, sur une trajectoire à 15-20 ans, pour créer une demande de long terme de certificats et une certaine prévisibilité sur la valeur du certificat. Un marché complémentaire pour les certificats d'énergie propre doit permettre les échanges de certificats entre les producteurs indépendants en SER ou TBC et les fournisseurs obligés (quand ceux-ci ne recherchent pas l'intégration verticale avec des filiales spécialisées) ou entre les fournisseurs détenteurs de certificats qui sont courts en « capacité verte » et ceux qui sont longs. La mise en œuvre de l'obligation est complétée par une pénalité qui agit aussi comme un plafond des prix. En effet, dans les pays où l'État veut limiter les coûts de l'obligation pour les fournisseurs et les consommateurs, comme c'était le cas au Royaume-Uni dans les années 2000, celle-ci est définie à un niveau modeste et fonctionne comme un prix de sortie de l'obligation (*buy-out price*) pour une partie de celle-ci.

Les investisseurs en SER ont intérêt à rechercher des contrats de long terme de vente conjointe d'électricité et de certificats d'énergie verte, ne serait-ce que pour rendre « bankables » leurs projets. En cela, leurs intérêts sont clairement alignés sur ceux des fournisseurs obligés, incités à se couvrir pour l'acquisition de leurs certificats d'énergie verte sur

une base de long terme, soit par la signature de contrats de long terme à prix fixe avec les nouveaux producteurs SER (comme c'est le cas au Texas et au Royaume-Uni), soit par transaction interne entre leur division commerce et leur filiale ENR ou leur division production qui détient ou investit dans des unités bas carbone quand ils sont verticalement intégrés. Mais ils ont aussi deux options de repli : ils peuvent acheter sur le marché au comptant s'ils n'ont pas assez ou bien payer le *buy-out price*. La première option est considérée comme une option d'ajustement tandis que la seconde peut ouvrir largement la voie à l'opportunisme des fournisseurs « obligés » qui peuvent préférer payer le prix de sortie pour 20 %, voire 30 % de leur obligation si ce prix est bas [Finon et Perez, 2007 ; Mitchell *et al.*, 2006]. Ceci étant dit, le mécanisme encourage surtout les accords verticaux de long terme entre les producteurs SER et les fournisseurs qui portent les obligations d'énergies renouvelables.

Ce système a été mis en œuvre pour le développement des SER dans cinq pays européens (Royaume-Uni, Italie, Suède, Belgique, Pologne) dans lesquels les certificats d'énergie renouvelable associés sont échangeables. En Australie et dans les États américains le pratiquant, ce système est connu sous le nom de *Renewable Portfolio Standard* (RPS). Certains sont en cours d'élargissement en une obligation plus générale d'énergie propre (*Clean Energy Obligation*) avec l'inclusion d'électricité venant de TBC de grande taille⁶.

C) Coordination centralisée par planification et contrats de long terme

Si le déploiement des équipements TBC de grande taille reste considéré comme l'option majeure pour décarboner le système électrique après les programmes d'efficacité énergétique, l'approche centralisée qui combine enchères et contrats à long terme apparaît être préférée en raison de son efficacité pour ces technologies. Rien n'empêche qu'à côté, les unités décentralisées de petite taille bénéficient plutôt d'ar-

6. Il est à noter que, dans le RPS californien, la cible de SER qui va augmenter de 20 % en 2010 à 33 % en 2020 pourrait être portée à 50-55 % en 2030.

rangements de type tarifs d'achat, qui ont des coûts de transaction beaucoup plus bas que les soumissions de contrats complexes à des appels d'offre. L'État britannique suit cette voie dans son *Electricity Market Reform*, devenue la référence de ce type de politiques [DECC, 2011a et 2011b]. Son objectif est d'atteindre une part de 30 % de la production d'électricité par SER en 2020 et une part de 75 % par toutes les productions bas carbone (SER et TBC) en 2030⁷.

Dans ce type de politiques centralisées, on est obligé de déroger au départ au principe de neutralité technologique (qui, rappelons-le encore une fois, consiste à laisser le marché choisir la meilleure technologie), car les technologies n'en sont pas au même stade de développement. Les appels d'offres pour des contrats de long terme pour des TBC devraient être séparés (par exemple, entre éolien *offshore*, nouvelles centrales nucléaires, centrales au charbon avec CCS, grandes centrales à biomasse)⁸. Par la suite, ils devront être organisés suffisamment à l'avance pour laisser le temps de construire ces équipements de grande taille pour une mise en service au moment où l'on en aurait besoin pour satisfaire les besoins croissants. Mais, afin d'être crédible et économiquement efficient dans la durée, ce type de politique doit devenir technologiquement neutre, avec des enchères couvrant toutes les technologies bas carbone et ce, afin d'inciter à sélectionner les projets de TBC les plus économiques.

De façon annexe, les contrats doivent aussi être conçus de manière à fournir des incitations pour les faire fonctionner efficacement en les exposant aux prix du marché de court terme, ce qui n'est pas le cas de contrat à prix

7. L'*Electricity Market Reform* comprend des mesures complémentaires qui se chevauchent avec les incitations que fourniront déjà les contrats à long terme à prix fixe. Ces mesures comprennent un prix plancher du carbone, qui s'élèvera rapidement de 20\$/tCO₂ en 2015 à 70\$/tCO₂ en 2030, ainsi qu'un plafond d'émission de carbone pour les nouvelles centrales au charbon afin d'encourager l'adoption rapide de la technologie CSC.

8. Si l'on est obligé de faire des appels d'offres spécifiques et s'il y a très peu de concurrents, les contrats pourraient être négociés directement avec l'État et non pas avec l'agence neutre. Cela ne peut manquer de poser un problème d'asymétrie d'information.

d'énergie fixe comme l'est le tarif d'achat par rapport au dispatching économique qui ressort d'un marché horaire. Ce serait avec des contrats financiers d'option (les contrats pour différences)⁹ dont le prix d'exercice de l'option est aligné sur le coût complet de l'équipement, puisqu'avec un tel contrat le producteur est obligé de faire une offre sur le marché horaire et est incité à être disponible le plus longtemps possible.

Dans ce type de politique, la coordination publique comporte deux aspects : d'une part, le ministère compétent définit la capacité qui est mise en appel d'offres et le calendrier ; d'autre part, une agence neutre est désignée pour mener l'appel d'offres et passer les contrats qui ont été sélectionnés. C'est cet organisme qui joue le rôle « d'acheteur central » (ou de « contrepartie centrale », dans le cas des contrats financiers). Au Royaume-Uni, dans son *Electricity Market Reform*, l'État a choisi une agence publique neutre pour ces fonctions. On notera que ce dispositif d'enchères a déjà été mis en œuvre aux Pays-Bas, au Royaume-Uni et en France (en choisissant, dans ce dernier cas, le fournisseur historique comme acheteur) sur les grands projets éoliens *offshore*.

Pour conclure, on doit souligner que, quel que soit le dispositif choisi, une part croissante et bientôt majoritaire des investissements en production électrique se fera dans le cadre de l'une de ces trois formes de coordination publique en échappant à la coordination de long terme du marché. Pour les unités SER et TBC, la fonction de coordination de court terme du marché pourrait s'effacer complètement si le dispositif garantit à la fois l'accès au système et ne lie pas la rémunération par MWh au niveau de prix du marché horaire, comme dans le cas du tarif d'achat ou d'un tarif fixé *ex post* sur la base des coûts effectifs du projet (*regulated asset based*). Dans ce cas, il n'y a pas d'incitations à la performance opérationnelle pendant les

9. Un contrat pour différence (passé entre un acheteur A et un vendeur B) est un contrat avec deux options symétriques. Il stipule que l'acheteur encaissera la différence entre la valeur de l'actif ou du produit au moment de sa vente et sa valeur de référence décidée lors du contrat (prix d'exercice de l'option) et que, si la différence est négative, c'est alors le vendeur qui encaisse cette différence.

moments de tension sur le système, c'est-à-dire à fonctionner au bon moment pour récupérer des revenus sur le marché de l'énergie quand les prix sont les plus élevés. Pour trouver un minimum d'efficience économique de court terme, il faut donc que la conception (*design*) de l'arrangement de long terme expose le producteur à certains risques de marché, comme dans le cas à la fois des dispositifs de FIT premiums (tarifs d'achat sous forme de primes qui s'additionnent aux prix du marché sur lequel le producteur est obligé d'écouler sa production) et des *contracts for differences* qui sont des options financières.

3. Vers le remplacement complet de la fonction de coordination de long terme du marché ?

Il est aussi important d'anticiper l'effet de long terme de l'empilement progressif de tels arrangements en faisant un peu de prospective institutionnelle.

A) Vers de nouvelles réductions de la fonction de coordination de long terme du marché

Le déploiement à grande échelle des SER et des TBC, favorisé par les arrangements de partage des risques et de subventions à la production, va affecter la rentabilité des nouvelles centrales à combustibles fossiles de semi-base et de pointe qui pourraient être construites, car celles-ci seront déplacées dans l'ordre du mérite du marché horaire de plus en plus souvent dans l'année, par rapport à un scénario sans SER. Le développement forcé de ces technologies aura trois effets économiques et institutionnels à long terme.

Premier effet : même si, en termes de coûts actualisés, de nouvelles CCGTs restent les moins coûteuses pour la production de semi-base et si, en termes de revenus, elles peuvent offrir conjointement un service de *back-up* et le valoriser sur les marchés *intra-day* ou des réserves pour compenser la variabilité de la production SER, le déploiement des SER et des TBC à bas coût variable réduit les incitations à investir dans cette technologie. En effet, le

nombre annuel d'heures de fonctionnement de nouvelles CCGT va diminuer et sera aléatoire. Par conséquent, les investisseurs dans ces équipements vont prendre des primes de risque beaucoup plus importantes s'ils décident d'investir. Il s'en suit que les prix sur les marchés *day-ahead* et *infra-day* de l'énergie devraient être plus élevés pendant les périodes de baisse de production éolienne ou photovoltaïque où ces équipements seront supposés assurer le remplacement de leurs productions. En d'autres termes, les marchés devraient tendre à dégager des rentes de rareté pour ces équipements comme ils seraient censés le faire actuellement pour les unités de pointe, ce qui n'est pas du tout assuré pour ces unités qui ont besoin du renfort de mécanismes de capacité pour être développées (voir l'encadré). Un second facteur amplifie ce phénomène et en fait une vraie défaillance de marché : à moyen terme, leur facteur de charge annuel des TGCC sera fondamentalement incertain en raison de l'incertitude de l'effet des politiques de promotion des SER et des TBC sur les installations et leurs effets sur le marché.

Deuxième effet : le déploiement à grande échelle de la production intermittente augmentera le besoin de marges de réserve, alors qu'en même temps il va contribuer à éroder les rentes de rareté pendant les périodes de pointe, du fait de la corrélation entre apport éolien et pointe de puissance demandée en hiver, tout en accroissant la volatilité des prix au cours de la période de pointe. Ces deux effets ne feront qu'exacerber le problème du *missing money* pour l'investissement dans des unités de pointe (encadré). Ainsi, dans les pays où un mécanisme de capacité n'a pas encore été mis en œuvre pour corriger ce problème afin de donner un complément de revenus pour les équipements de capacité programmable en pointe (comme c'est le cas d'un certain nombre de pays européens), ces deux effets – c'est-à-dire la défaillance du marché à investir dans des centrales flexibles de semi-base et la nécessité d'une plus grande marge de réserve en ressources de pointe – créent le besoin d'instaurer un mécanisme de capacité couvrant les technologies non aidées afin de leur fournir

Face aux « revenus manquants », les mécanismes de capacité

Les unités de pointe, nécessaires pour assurer la fiabilité de la fourniture à long terme, sont très intensives en capital par kWh produits (bien que leur coût par kW soit seulement le tiers de celui d'un équipement de base), car elles ne fonctionnent que sur des durées courtes et aléatoires de 50 à 500 heures par an. Le coût fixe ne peut être récupéré que par les rentes de rareté, en nécessitant des hausses de prix extrêmes pendant de très courtes périodes, ce qui dissuade l'investissement. Les revenus générés par les pics de prix sont trop aléatoires et ne suffisent pas à couvrir ces coûts fixes, d'autant qu'une prime de risque importante est ajoutée au coût du capital. À ceci, s'ajoutent deux autres raisons. Tout d'abord, les interventions hors marché de l'opérateur du système dans des situations de rareté (par exemple, en appelant préventivement les réserves avec qui il a contracté dès qu'il anticipe que la fréquence du système pourrait baisser, plutôt que d'attendre cette baisse) va déprimer le prix du marché. Deuxièmement, le plafond de prix décidé par les autorités de réglementation pour maintenir l'acceptation des réformes érode les pics de prix et donc les rentes de rareté quand ces prix sont bas (par exemple 180€ en Espagne, 500€ en Italie, 1000€/MWh en Irlande). Ces deux facteurs limitent les rentes de rareté, ce qui décourage les investissements dans les unités de pointe et a un impact négatif sur l'adéquation de capacité (définie comme la garantie qu'il y ait suffisamment de capacité dans toutes les situations quelques années plus tard). Ceci est connu comme le problème du *missing money*. Ce problème va être exacerbé par le développement des équipements SER. Leur arrivée en masse conduit au déplacement de la courbe du mérite horaire des technologies vers la droite, notamment du fait de la corrélation apport éolien-demande de puissance en hiver. Cela provoque un effacement des rentes de rareté pour les unités de pointe sur les marchés horaires qui sont cruciales pour le recouvrement de leurs coûts fixes. Pour résoudre ce problème, les régulateurs décident d'adapter l'architecture de marchés par l'ajout d'un mécanisme de rémunération des capacités en fonction de leur disponibilité pendant les périodes de pointe, qui assure un complément de revenus stables aux équipements nouveaux.

Il existe différents types de mécanismes de capacité : les paiements de capacité (adoptés en Espagne, en Irlande, en Italie et en Argentine où il y a un *design* de marché obligatoire qui facilite sa mise en œuvre), l'obligation de capacité mise sur les détaillants (adoptée en France en 2012), les enchères de contrats *forward* de capacité (adopté en Nouvelle-Angleterre, dans l'État de New York, dans le marché du PJM aux États-Unis et sous la forme de contrats financiers d'options de fiabilité en Colombie, et prochainement au Royaume-Uni et en Italie). Enfin, le mécanisme ciblé sur un certain nombre d'unités de pointe ou de réserves stratégiques (adopté en Suède et en Finlande) est un mécanisme simplifié bien adapté à des systèmes à dominante hydraulique. Pour les avantages et les inconvénients de ces mécanismes, on renvoie à Cramton et Stoft [2006] et De Vries [2006]. L'enchère centralisée pour les contrats de capacité formulés en termes d'options financières, qui est une combinaison de planification centrale et d'incitations fondées sur une concurrence de long terme, est actuellement le type le plus prisé dans la communauté des experts en Europe. C'est sans doute vers ce mécanisme que plusieurs se dirigeront après que le déploiement des SER et des LCT ait augmenté le problème du *missing money* pour les unités de pointe et son élargissement aux unités de semi-base.

une source de revenu supplémentaire et stable pour stimuler l'investissement.

Troisième effet : l'adoption de politiques de promotion des SER et des TBC basées sur des arrangements de partage des risques et d'alignement sur les coûts marginaux de long terme va probablement conduire à un auto-entretien de ces politiques d'appui, de par la nature même du problème qu'elles sont censées résoudre. En effet, si ces politiques sont supprimées parce que ces technologies sont considérées comme matures commercialement (c'est-à-dire qu'elles seraient concurrentielles en termes de coûts complets), l'investissement dans ces technologies n'en serait pas moins risqué et non viable financièrement pour la simple raison que le déploiement antérieur hors marché des SER et TBC à faible coût variable induira de faible prix sur les marchés horaires au cours de périodes de plus en plus longues, pendant lesquelles elles deviennent «marginales» sur les marchés horaires, dans les années à venir. En conséquence, même compétitives en termes de coûts complets du fait du prix du carbone élevé, ces technologies peu émettrices ne se développeraient pas d'elles-mêmes par le choix des acteurs du marché, du fait de l'effet sur les prix de marché de la présence d'importantes capacités dont le développement a été tiré par les tarifs d'achat ou les contrats de long terme dans le système. Ceci est un fait structurel qui est encore peu reconnu en 2013.

B) Vers la confluence des politiques bas carbone et des politiques d'adéquation de capacité ?

Un certain nombre d'études récentes ont proposé un dispositif globalisant, basé sur une gouvernance publique forte, qui combine à la fois la recherche de la décarbonation du système et celle de « l'adéquation de capacité » pour la sécurité à long terme de l'approvisionnement en les associant au sein d'un même instrument. Cette convergence est intuitivement logique puisque, dans les deux cas, il s'agit d'assurer un cadre stable d'investissement qui permette un recouvrement des coûts fixes des différents types de technologies concernées. De ce point de vue, le dispositif d'enchères centralisées pour l'attribution de

contrats de long terme semble être le meilleur instrument [Boot et Van Bree, 2010 ; Gottstein et Schwarz, 2010]. Dans le processus de mise en œuvre des enchères, on commence par fixer la nouvelle capacité requise, puis on procède à l'appel d'offres pour passer des contrats de long terme pour une production garantie et programmable par des nouvelles capacités pour un montant donné de capacité supplémentaire et par les capacités existantes. Chaque fournisseur de capacité pour une technologie recevrait un paiement de capacité par le biais de ces contrats de capacité, alors qu'il reçoit en même temps le prix de vente de l'électricité sur le marché de l'électricité pour couvrir ses frais de fonctionnement (combustible, etc.) et une partie de leurs coûts fixes. En parallèle, les marchés horaires pourraient maintenir leur rôle de coordination pour l'appel aux équipements de différents acteurs de marché.

Ce type de dispositif (qui repose donc sur des engagements de long terme des producteurs pour chaque équipement nouveau et ancien) a été mis en œuvre avec succès au Brésil depuis 2004. Il y a été adopté pour pallier la défaillance du marché à investir dans les grands équipements hydroélectriques fortement capitalistiques et dans les équipements fossiles dont l'appel annuel est aléatoire dans un système à dominante hydraulique ou ENR [Moreno *et al.*, 2010]. En effet, dans de tels systèmes où le prix de marché est soumis à une forte variabilité avec de très longues périodes de faibles prix de l'énergie, les investisseurs ne sont pas enclins à procéder spontanément à de tels investissements, alors que le gouvernement est exposé au coût politique d'un rationnement général en période de rareté hydraulique. Le dispositif d'enchères de contrats *forward* de capacité et d'énergie mis en place a prouvé son efficacité dans le développement de centrales hydrauliques et des centrales à gaz TGCC.

On soulignera les différences entre ce système d'enchères de contrats *forward* de capacité et les solutions exposées précédemment. Contrairement à l'attribution de contrats à long terme pour garantir un prix d'énergie aux équipements bas carbone (par exemple sur le mode des tarifs d'achat, voir plus haut), ces contrats rémunèrent la capacité et l'énergie.

Mais, contrairement aux mécanismes de capacité qui n'assurent des revenus que pendant un an, ce dispositif offre une garantie de revenus de capacité pour une durée longue. Cette dernière caractéristique permettrait d'assurer le recouvrement des coûts fixes des équipements bas carbone (SER et TBC) à forte intensité capitaliste. Certains ont aussi examiné comment discriminer les technologies bas carbone et les techniques émettrices, notamment lorsque l'on intègre la production décentralisée par cogénération et des programmes de gestion de la demande (par exemple [Gottstein et Schwarz, 2010]). C'est ce que montre l'expérience récente de mécanismes de marché de capacité aux États-Unis (dans le système du PJM et celui de la Nouvelle-Angleterre) où ces options ont été introduites dans l'ensemble des moyens admis à soumissionner à l'appel d'offres pour le mécanisme de capacité.

Ceci dit, il est difficile de prédire avec précision quand et comment se produira le glissement du régime actuel vers un régime fort de coordination de long terme sous l'égide de la puissance publique pour tous les types de technologies, lorsque le système électrique sera envahi par les technologies à bas coût variable qui, de plus, pour beaucoup d'entre elles, seront à production intermittente. Toutefois, comme la situation de l'industrie électrique espagnole tend à le montrer [Eurelectric, 2010], il est probable que la tension entre les deux régimes devienne aigüe plus rapidement que prévu, lorsque les SER intermittentes et les TBC de grande taille « tirées » dans les systèmes électriques par ces politiques volontaristes couvriront une partie importante de la demande horaire une partie de l'année, mais sans que l'on puisse anticiper à l'avance avec quelle capacité. On voit que cela rend les risques associés de plus en plus difficiles à gérer par les méthodes traditionnelles de couverture de risque pour investir dans les technologies bas carbone comme dans les technologies fossiles.

4. Conclusion

Quelles que soient les dispositions que devront adopter les États-membres de l'UE pour la poursuite des objectifs de décarbonation

de leurs systèmes électriques à long terme, la « coordination publique » devrait se substituer progressivement au « marché » pour les choix de long terme. Les États devront choisir de mener des politiques axées sur les SER et TBC en remplacement du signal prix du carbone émanant de l'*European Trading System*, car celui-ci apparaît irrémédiablement défaillant. Seule une taxation du carbone élevée pourrait offrir une visibilité de (très) long terme aux producteurs-investisseurs pour changer de technologies sur des bases de marché, mais elle est inenvisageable politiquement. Ce fait va être amplifié par les problèmes d'adéquation de capacité que créera le développement à grande échelle des SER intermittentes, à côté du renforcement du besoin de services de flexibilité que ce développement crée et sur lequel se focalise la réalisation du modèle-cible électrique dans l'UE.

Le rôle élargi de l'État consistera à déterminer la capacité des différents types d'équipements de production, à garantir les contrats de diverses formes entre les producteurs SER et TBC et des agences neutres (GRT, opérateurs historiques) et, pour certaines options réglementaires de long terme, à définir le prix de vente de l'électricité produite (comme dans le cas des tarifs d'achat pour les SER décentralisées). Les risques d'investissements en équipement bas carbone pourront être ainsi reportés sur les consommateurs. Les investissements d'apprentissage peuvent aussi être subventionnés de cette façon, en déplaçant les surcoûts d'apprentissage sur les consommateurs par le biais d'un prélèvement ou d'une taxe sur tous les kWh vendus, défini de façon neutre par le régulateur sans l'interférence du politique, ce qui crédibilise ces engagements publics.

Une telle évolution constitue un changement important par rapport au paradigme du marché : dans la logique, les investissements sont décidés par les agents décentralisés qui portent tous les risques. Ces arrangements centrés sur les SER et les TBC placent la plus grande part des nouveaux investissements en production d'électricité en dehors du signal de long terme du prix du marché. De plus, les technologies à base de combustibles fossiles sont rapidement concernées, car le déploiement hors marché des TBC et SER à bas coût variable étendent le

problème du *missing money* à ces technologies de semi-base. Au bout du compte, il va falloir que la coordination publique couvre progressivement toute la gamme des technologies. Sans doute cette solution n'est pas unique, mais elle représente un idéal par rapport au rapiéçage permanent dans lequel s'engagent les États-membres avec différentes mesures (ajonction d'un prix plancher sur le carbone, standards d'émissions rapidement décroissants imposés aux techniques fossiles, adjonction d'un mécanisme de capacité, etc.).

Mis à part le Royaume-Uni où ces enjeux ont pu être largement discutés lors de la définition de la réforme du marché de l'électricité de 2011-2012, on peut souhaiter qu'ailleurs la nécessité de tels changements soit progressivement reconnue par la Commission européenne et les autres États-membres qui ont des politiques climatiques ambitieuses et un secteur libéralisé de l'électricité¹⁰. Un tel changement de « convention économique » pourrait contribuer à atténuer la priorité accordée au seul bon fonctionnement de la concurrence et à la liquidité des marchés qui, *de facto*, aboutissent à gêner l'adoption de mesures cohérentes pour faciliter l'orientation des investissements à long terme pour la décarbonation. Si de tels changements de culture et de législation pouvaient advenir rapidement, cela faciliterait grandement la décarbonation des industries électriques. Mais ceci est une toute autre histoire. ■

Bibliographie

- Baritaud M. (2012), *Securing Power during the transition, Generation investment and operation issues in electricity markets with low carbon policies*. Issue Paper Insight Series 2012, Paris: IEA.
- Boot,P.A., van Bree,B. (2010), *A Zero-Carbon European Power System in 2050: Proposals for a Policy Package*,

10. Si l'on n'observe pas, du côté de la Commission européenne, de réelle prise de conscience de ces questions, on observe par contre une évolution du côté de l'AIE. Christina Hood (2011) de la *Climate Change Unit* de l'AIE a soulevé cette question dans un article incisif dans le *survey annuel Electricity and Climate Change* (2011) de l'Unité. De même, Manuel Baritaud (2012) de la *Gas, Coal and Power Markets Division* de l'IEA a soulevé un certain nombre de questions traitées ici dans un document de travail intitulé « Securing Power during the Transition ».

Energy Research Centre of the Netherlands, Petten, The Netherlands.

- CE (Commission Européenne) (2012), *Making the internal energy market work*, Communication from the Commission, COM (2012) 663 final, Brussels, 15.11.2012.
- CE (Commission européenne) (2011), *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*, Com (2011) 112/4, Brussels, 12.2011.
- Cramton P., Stoft S. (2006), *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity*, White Paper for the Electricity Oversight Board, Center for Energy and Environmental Policy Research, MIT, Cambridge, MA.
- De Vries, L.J. (2006), 'Generation adequacy: Helping the market do its job', *Utilities Policy*, Vol. 15, pp. 20-35.
- DECC (2011a), *Electricity Market Reform: Consultation Document*, Department of Energy and Climate Change, UK Government, London.
- DECC (2011b), *Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity*, CM 8099, Department of Energy and Climate Change, UK Government, London.
- Finon, D., Roques, F. (2008), 'Contractual and financing arrangements for nuclear investment in liberalized markets: which efficient combination?', *Journal of Competition and Regulation in Network Industries*, Vol. 9, n° 3, pp. 147-181.
- Finon, D., Perez, Y. (2007), 'The social efficiency of instruments of Promotion of Renewables in the Electricity Industry: A transaction cost perspective', *Ecological Economics*, Vol. 62, n° 1, pp. 77-92.
- Finon, D. (2012), 'Efficiency of policy choices for the deployment of large scale low carbon technologies: the case of Carbon Capture and Sequestration (CCS)', *Climate Policy*, Vol. 10, n° 1, pp. 237-254.
- Gottstein, M., Schwartz, L. (2010), *The Role of Forward Capacity Markets in Increasing Demand-Side and Other Low-Carbon Resources*, Regulatory Assistance Project, Montpellier, VT.
- Grubb, M., Newbery, D., (2007), 'Pricing Carbon for Electricity Generation: National and International Dimensions', In: M. Grubb, T. Jamasb, M.G. Politt (eds.), *Delivering a Low Carbon Electricity System: Technologies, Economics and Policy*, Cambridge University Press, Cambridge, UK, pp. 278-313.
- Hood,C. (2011), 'Electricity market design for decarbonisation', In: *Climate and Electricity Annual 2011*, OECD/IEA, Paris, pp. 15-20.
- Mitchell, C., Bauknecht, E., Connor, P.M. (2006), 'Effectiveness through risk reduction: A comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany', *Energy Policy*, Vol. 34, n° 3, pp. 297-305.
- Moreno, M., Barroso, L.A., Rudnick, H., Mocarquer, S., Bezerra, B., (2010), 'Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: Lessons from the Brazilian and Chilean Experiences', *Energy Policy*, Vol. 38, n° 10, pp. 5758-5769.
- Ofgem (2010), *Project Discovery: Options for Delivering Secure and Sustainable Energy Supplies*, Office of Gas and Electricity Markets, London.
- Roques, F., Newbery, D., Nuttall, W (2008), 'Fuel mix diversification incentives in liberalised electricity markets: a Mean-Variance Portfolio Theory Approach', *Energy Economics*, Vol. 30, n° 4, pp. 1831-1849.