

Les secteurs électriques en marche vers un régime hybride combinant marché et planification

Par Dominique FINON

Directeur de recherche émérite au CNRS, chercheur associé à la chaire « European Electricity Markets » (Paris Dauphine)

La résurgence de l'intervention publique dans le secteur électrique soulève la question de savoir comment adapter au mieux le *market design* pour relever le défi de l'investissement associé aux objectifs de sécurité de la fourniture et de décarbonation. L'évolution vers un régime de marché hybride semble inévitable, que ce soit en Europe ou aux États-Unis, dès lors que sont introduites hors marché des énergies renouvelables intermittentes et qui, du fait d'un coût marginal nul, faussent toutes les coordinations en place. Ce régime repose sur deux formes de régulation : d'une part, une planification s'articulant avec une concurrence « pour les marchés » destinée au développement de nouvelles capacités s'appuyant sur différentes techniques et, d'autre part, une concurrence « sur le marché » limitée à la réalisation du *dispatching* économique. La crise actuelle liée à l'augmentation des prix de l'électricité devrait accélérer cette mutation, en donnant un poids nouveau à la recherche d'un alignement des prix de vente sur les coûts de développement du système.

Introduction

Les réformes de libéralisation du secteur électrique ont instauré dans les années 1990 un régime institutionnel, dans lequel les décisions d'équipement et les modes de gestion des risques d'investissement sont privatisées et décentralisées au niveau d'agents en concurrence. Les décisions sont censées aboutir à une capacité adéquate pour satisfaire les besoins en toute situation et à un *mix optimal* pour satisfaire les besoins structurels de puissance sur l'année. Mais la situation a changé dans les pays qui ont tenu à assurer coûte que coûte la sécurité de la fourniture, avant de s'engager à atteindre des objectifs prioritaires de décarbonation, principalement en recourant aux énergies renouvelables intermittentes.

La philosophie du laisser-faire avec une libre entrée et une libre sortie guidées par les forces du marché a été rapidement remplacée par une intervention gouvernementale étendue qui affecte les différents types de techniques qui doivent entrer ou sortir du système et la manière dont elles seront rémunérées après réalisation de l'investissement. La puissance publique est en train de redevenir le principal pilote et le principal décideur en matière de choix de technologies et de niveau de capacités à atteindre pour suivre la croissance des besoins, assurer la sécurité de la fourniture et piloter la transition bas-carbone, tout en assumant les risques-prix des investisseurs au travers des arrangements de long terme. Récemment, dans son diagnostic de l'évolution des marchés électriques sous l'effet de l'entrée à grande échelle des EnR sur ces marchés aux États-Unis, Paul Joskow, le théoricien de l'ouverture à la

concurrence des secteurs électriques, a identifié un changement de régime, lequel s'oriente vers un mix de planification et de marché, d'où l'intitulé de son article : "From Hierarchies to Market and Partially Back again to Hierarchies"¹ (Joskow, 2021). Antérieurement, soit avant la dérégulation, l'action de la « hiérarchie », que le « marché » avait remplacée, reposait sur deux piliers : la planification des monopoles de service public et le report des risques d'investissement sur les consommateurs à travers l'intégration verticale et la réglementation des tarifs.

Cette évolution vers la « hiérarchie » pourrait s'accélérer à la suite de la crise actuelle, laquelle a mis en lumière deux éléments : d'une part, un fonctionnement des marchés spot qui sera de plus en plus erratique, lorsque beaucoup de capacités d'EnR auront été mises en place ; ce qui fait douter que ces marchés puissent guider à eux seuls le système sur la trajectoire de transition bas-carbone ; et, d'autre part, le besoin de protection des consommateurs contre les épisodes de prix extrêmes, un enjeu qui conduit à rechercher une nouvelle voie qui amène à aligner les prix de vente finals sur les coûts de long terme des producteurs, car ils seraient plus stables que ceux déduits peu ou prou des prix spot, comme actuellement.

Dans la suite de cet article, nous ferons un rappel de l'organisation du marché à pas horaire que l'on ne connaît pas assez, pour souligner ses effets en termes d'imperfections de marché (incomplétude) et de défaillances

¹ Selon les concepts de l'économie des coûts de transaction.

de marché (incitations à investir). Dans un second temps, nous présenterons les ajustements apportés au *market design* pour compléter ce que l'on a nommé les *missing markets* par des dispositifs de garantie de revenus (contrats de capacité, contrats financiers pour différence, etc.). Leur essor nécessite le développement d'une coordination publique de long terme et de plus en plus stricte, et donc laissant de moins en moins d'autonomie à des agents privés supposés être en concurrence. Nous concluons en nous interrogeant sur l'effet possible de la crise actuelle sur la consolidation du régime hybride planification-marché.

Des imperfections du marché aux défaillances de celui-ci

Le marché de l'électricité exerce une double fonction de coordination. Sur le court terme, il assure un appel efficace aux équipements de producteurs en concurrence, qui sont sollicités par ordre de mérite. Sur le long terme, il met en évidence les raretés de capacité pour chacune des technologies contribuant différemment aux besoins de puissance horaire ; il le fait par le biais du prix spot qui est censé orienter les décisions de long terme des investisseurs. Mais le *market design* qui est basé sur un marché de gros à pas horaire, dont les prix se répercutent dans les prix de détail proposés par les fournisseurs en concurrence, présente un quadruple inconvénient :

- il ne permet d'instaurer aucun lien entre les prix horaires, ce qui rend difficile l'appréhension des risques-prix ;
- il génère des prix de court terme qui ne reflètent aucunement les prix de revient de chacune des techniques de production. En effet, par le jeu de la concurrence entre producteurs, ils sont fixés chaque heure, sur la base du coût marginal (coût du combustible) de la dernière centrale appelée par le marché ;
- il ne donne pas de signal de long terme ; en effet, pour investir dans un nouvel équipement bas-carbone, doit exister un décalage entre le prix aligné sur le coût du combustible utilisé par le dernier producteur appelé (le producteur marginal) et les coûts d'exploitation bas ou nuls de la technique bas-carbone considérée (renouvelables ou nucléaire), ce que l'on appelle la rente infra-marginale horaire : pour un équipement, les sommes précitées actualisées dans la durée doivent couvrir le coût des investissements. La volatilité des prix rend impossibles les anticipations de long terme au regard de cette rente horaire pour un investisseur potentiel dans une technologie bas-carbone ;
- il expose les consommateurs à des épisodes prolongés de prix très élevés dus à la volatilité des prix des combustibles fossiles (en particulier le gaz, comme actuellement).

Cette structuration provoque, pour reprendre le langage de la théorie de l'équilibre Arrow-Debreu, une « incomplétude de marché » en empêchant le développement sur les marchés à terme de produits de long terme qui

permettraient de couvrir le risque-prix pendant toute la durée d'amortissement de l'investissement réalisé. Les marchés financiers ne sont pas efficaces pour évaluer certains types de risques, comme ceux très particuliers liés aux marchés électriques. Ces marchés n'offrent que des produits de maturité courte (un ou deux ans maximum), les plus utilisés étant les produits à trois mois².

De la même façon, des contreparties apparaissent difficilement possibles du côté des gros acheteurs (les fournisseurs, les industriels) pour qu'ils puissent passer à des contrats de long terme à prix fixe, lesquels permettent de couvrir le risque-prix que supporte un nouveau producteur du fait d'un désalignement systématique de ce prix par rapport à leurs intérêts. En effet, les fournisseurs ne cherchent pas à bénéficier de tels contrats à prix fixe, car, en cas d'inversion de la tendance des prix du marché de gros, leurs clients pourraient se tourner vers un autre fournisseur qui leur proposerait des prix plus bas. De leur côté, les industriels électro-intensifs craignent, s'ils s'engagent dans un tel *power purchase agreement* (PPA)³ de long terme avec un nouveau producteur, de ne pas pouvoir bénéficier des périodes où les prix spot sont bas. De plus, ils ont peu d'intérêt à se prémunir contre des prix spot élevés, car leurs profits sont corrélés positivement avec le prix de leur intrant principal (Longva, 2011).

Quant au problème redistributif, cette organisation du marché rend difficile la protection des consommateurs à travers la fonction d'intermédiation des fournisseurs, lesquels gèrent le risque de marché pour leur clientèle. Pour les ménages et les consommateurs moyens, les prix proposés sont, pour la plupart, fixés sur des périodes de un à deux ans. Il s'en suit qu'en cas de hausse prolongée des prix spot comme c'est le cas actuellement, soit ils font faillite s'ils ne se sont pas assez « *hedgés* » (couverts) au regard de ces deux segments de clientèle, soit ils doivent, s'ils veulent s'en sortir au mieux, répercuter intégralement les hausses des prix spot sur les prix de vente qu'ils réservent à leurs autres types de clients, ce qui ne fait que transférer le problème du *hedging*. Enfin, le producteur qui investit et qui, pour se couvrir, contracterait avec un ou plusieurs gros consommateurs industriels s'exposerait au risque de défaillance de sa contrepartie, qui pourrait faire faillite ou qui, par opportunisme, pourrait décider de se délocaliser dans un pays où l'électricité est moins chère. Néanmoins, il existe des exceptions comme les coopératives d'achat qui sont composées de fournisseurs régionaux et de gros industriels (papeteries, etc.) s'appuyant sur des ressources locales. Ces structures coopératives ont ainsi été en mesure de conclure des contrats crédibles à prix fixe sur trente ans avec un producteur ayant investi dans un grand équipement nucléaire : c'est, par exemple, le cas des montages

² Voir : https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Documents_Public/ECA%20Report%20on%20European%20Electricity%20Forward%20Markets.pdf

³ Nom donné à ces contrats et auquel la profession est familière.

Mankala en Finlande⁴, notamment celui qui a encadré la réalisation du projet de l'EPR d'Olkiluoto III, construit et exploité par TVO pour le compte de ses actionnaires. Mais ces schémas sont-ils généralisables au regard des nombreuses conditions à remplir pour que de tels montages soient réalisables et solides dans la durée ?

Corriger les défaillances de marché

Les marchés de l'électricité sont donc incomplets. Ils peinent à fournir des incitations à l'investissement qui soient pertinentes pour aboutir à un mix de production socialement optimal en termes d'équipements pour la pointe, de centrales de base et de technologies bas-carbone (EnRi), des dimensions toutes trois intensives en capital par MWh produit. Même les équipements les moins capitalistiques, les cycles combinés à gaz (CCG), et qui sont en outre exposés à un faible risque-prix sur leur intrant en raison de la forte corrélation entre le prix du gaz et les prix du marché horaire, ont eux aussi connu de grandes difficultés dans leur développement par de *pure players*, lesquels ont connu la faillite dès le premier retournement du marché. Depuis bientôt quinze ans, il n'y a plus d'investissement fait par le marché en matière de CCG, pas plus que dans le cadre de PPA conclus avec de gros acheteurs. Pour y remédier, il faut donc corriger le *market design*⁵.

La sécurité de la fourniture, un bien collectif

Les marchés *energy only* ne peuvent garantir l'installation d'une capacité adéquate pour assurer la sécurité de la fourniture dans toutes les situations, et ce pour une raison principale : la difficulté de couvrir les coûts d'investissement dans des équipements de pointe par des revenus qui sont soumis aux aléas fondamentaux des pics de prix et des rentes de rareté qui peuvent en être retirées. Depuis peu, cette défaillance du marché est amplifiée par le développement des EnR intermittentes et l'émergence de coûts marginaux nuls, qui, tous deux, accroissent la volatilité des prix. De plus, sur le long terme, ils ont des effets non anticipables se traduisant par une baisse des prix moyens et des rentes horaires. Pour assurer une offre suffisante de ce bien collectif, la solution réside dans l'introduction d'un mécanisme de rémunération de la capacité (MRC).

Sans entrer dans le détail, étant donné le large éventail de *designs* possibles du MRC, les mécanismes les plus performants pour atteindre en temps voulu et à moindre coût l'objectif souhaité en termes de marges de réserve sont ceux qui combinent la programmation (fixer un objectif de marges de réserve en fonction de l'anticipation du développement de la demande de puissance en pointe) avec la mise aux enchères de contrats à terme pour assurer une rémunération de la

puissance garantie en distinguant les équipements à créer de ceux existants⁶. Le coût du MRC, c'est-à-dire le coût des contrats correspondants, est ensuite reporté sur les consommateurs au travers d'une taxe s'ajoutant aux tarifs de transport.

Pour piloter ce mécanisme, une entité dédiée se voit attribuer la responsabilité de la programmation du système et de la gestion des contrats de capacité en tant que contrepartie, ce que fait généralement le gestionnaire du système (l'ISO aux États-Unis et le GRT en Europe). La fonction de programmation est renforcée lorsqu'il faut faire face au développement à grande échelle des énergies renouvelables intermittentes. Au-delà d'un certain seuil de production des EnRi, ce développement nécessite de prendre des précautions accrues pour s'assurer d'avoir les marges de réserve nécessaires en cas de « trou noir » des productions considérées et de disposer de suffisamment de sources de flexibilité (moyens de stockage, turbines à gaz) pour s'assurer de la stabilité et de l'équilibre du système en temps réel. Ce besoin de programmation s'accroît pour pouvoir harmoniser le développement des différentes sources d'EnRi avec celui des sources de flexibilité, en attribuant aux producteurs des contrats rémunérant la capacité fournie, les revenus qu'ils peuvent espérer sur les marchés de l'énergie et des services étant très aléatoires.

Le contournement des barrières à l'investissement dans les énergies bas-carbone

Les contrats de couverture de risque-prix signés avec l'État ou ceux passés entre particuliers (comme les PPAs) vont jouer un rôle crucial dans le déclenchement des investissements dans des techniques bas-carbone qui sont toutes très capitalistiques, les EnR comme le nucléaire et le CSC (captage et stockage du carbone). Certes, instaurer un prix significatif du carbone serait en théorie suffisant pour déclencher des décisions d'investissement dans des techniques bas-carbone (EnR, nucléaire) en jouant sur le signal-prix des marchés de l'électricité (en effet, il augmente les coûts marginaux des équipements fossiles sur les marchés horaires, et par là même les rentes horaires). Mais, dans les faits, ce n'est pas suffisant pour qu'il ait ce pouvoir incitatif, car il ne fait qu'accroître les risques de marché pour un investisseur. En effet, le prix du carbone qui s'impose dans le secteur électrique émane d'un marché de permis d'émission de CO₂ ; à ce titre, il manquera toujours de crédibilité, car il ne peut envoyer un signal stable et générer un niveau élevé de prix, deux conditions essentielles pour qu'il puisse contribuer au déclenchement d'investissements dans des techniques dont les coûts fixes sont élevés.

La possibilité de passer des contrats de long terme à des dispositifs de couverture du risque-prix est d'une importance cruciale pour ces investissements, car les

⁴ <https://www.borenium.com/insights/2022/10/17/what-is-the-mankala-model-found-in-finnish-power-production/>

⁵ FINON D., MARTY F. & DEFEUILLEY C. (2014), « Signaux-prix et équilibre de long terme : reconsidérer les formes d'organisation sur les marchés électriques », *Économie et Prévisions*, n°197-198, numéro spécial « Organisation, innovations and firms », avril.

⁶ On pense aux enchères centralisées de contrats *forward* : un dispositif adopté dans plusieurs États aux États-Unis, ainsi qu'au Royaume-Uni, en Italie et en France (pour les nouveaux équipements).

dispositifs de ce type permettent de faire baisser significativement le coût du capital. Avec de tels contrats qui couvrent l'essentiel des revenus tirés de l'équipement, le producteur n'est dès lors plus exposé au risque-prix. Le financement par la dette peut couvrir la majeure partie de l'investissement et, dans le même temps, le recours aux capitaux propres peut être limité à 10-20 %, ce qui réduit drastiquement le coût moyen pondéré du capital (WACC), et au-delà le prix de revient du MWh. Dans le cas d'un nouveau nucléaire affichant un coût de 5 000 €/kW, le coût du MWh baisserait de 110 €/MWh à 60 €/MWh environ, si le WACC était de 3-4 % au lieu de 8-9 %.

Certes, le développement des installations bas-carbone pourrait se faire dans le cadre de PPAs conclus entre des parties privées, un dispositif où l'acheteur assume les risques de marché. Mais cette voie ne peut pas être centrale pour encadrer le développement des EnRs et, plus largement, celui des technologies bas-carbone, comme l'a montré Paul Joskow dans un article assez récent (Joskow, 2019). Aux États-Unis, les gros acheteurs ne s'engagent dans le cadre de tels contrats que parce qu'ils sont soumis à des obligations de réduction de leurs émissions qu'ils peuvent satisfaire à travers la fourniture d'une électricité verte non carbonée, et ce même si une Clean Energy Obligation porte sur les producteurs d'électricité. En Europe, la signature de PPAs avec des développeurs de sources d'EnR est encouragée par l'obligation faite à certains acheteurs à prix de gros de s'approvisionner auprès de pays producteurs d'EnR (comme l'Espagne), ou bien encore par le fait qu'ils vont bénéficier de subventions implicites, par exemple l'attribution de certificats d'origine. Par ailleurs, on peut se demander quel est l'intérêt pour ces gros acheteurs d'électricité de contracter avec un producteur d'EnR, alors qu'ils ont besoin concrètement d'une fourniture garantie, devant pour ce faire compléter cette fourniture par des achats sur le marché spot à des prix sur lesquels ils n'ont aucun contrôle.

Quoi qu'il en soit, la voie que représentent les contrats de couverture de risque-prix conclus avec l'État, s'avère être la plus solide et la plus efficace pour porter le développement des technologies bas-carbone. Le Royaume-Uni a montré le chemin avec la mise en place de contrats financiers de couverture des risques attribués par enchères. Ces contrats for difference (CfD) sont des contrats fondés sur deux options symétriques. Engagé dans un tel contrat, un producteur encaisse ou décaisse la différence entre le prix du marché horaire et un prix de référence défini dans le contrat, selon que le premier est supérieur ou inférieur au second. C'est aussi le principe des contrats de complément de rémunération (CCR) qui ont succédé au sein de l'UE aux tarifs d'achat accordés aux grandes installations d'EnR.

La montée de la coordination publique

Deux voies de pilotage de l'action publique sont possibles pour assurer la sécurité de la fourniture et la transition bas-carbone (Finon et Roques, 2014). L'une est basée sur des obligations pesant sur différents agents (producteurs, fournisseurs, etc.) en termes de certificats de capacités garanties, de réduction des

émissions, de part d'électricité verte, de montant des certificats d'efficacité énergétique, etc. Cette approche réserve une grande autonomie aux acteurs décentralisés dans leurs décisions d'investir, avec des possibilités d'échanges des obligations auxquelles ils sont soumis sur un marché de certificats pour faire baisser le coût lié au respect desdites obligations, et de recourir à des arrangements privés portant sur la couverture des risques, comme les PPAs. L'État se contente alors de tracer la trajectoire à respecter en matière d'obligations, de vérifier leur respect et de surveiller le fonctionnement du marché des certificats. L'autre approche, celle centralisée, repose sur une gouvernance forte combinant planification, programmation d'enchères successives et rôle de contrepartie des contrats de garantie de revenus (CfD, contrats de capacité). Pour ne pas désigner cette centralisation par son nom, celui de « dirigisme », on parle volontiers de concurrence hybride, où l'on allie la « concurrence dans le marché », à travers les coordinations de court terme, et la « concurrence pour les marchés », par le biais de l'accès aux contrats de long terme encadrant les investissements s'adressant à chaque technique de production bas-carbone.

Si l'on compare ces deux approches à la lumière de l'expérience de différents pays (voir Finon et Roques, 2014), l'on observe aisément que la première pêche par ses difficultés à atteindre les objectifs fixés, par l'addition de risques-prix (marchés de MWh, de certificats, etc.) avec les incertitudes politiques et réglementaires (changements du *design* du dispositif) qui pèsent sur les investisseurs et, au bout du compte, par des coûts élevés du capital mobilisé, ce qui rehausse le coût de la politique mise en œuvre. La seconde approche, qui tend à devenir dominante du fait d'un abandon de la première, présente certains mérites, elle permet notamment d'atteindre avec efficacité les objectifs fixés, d'assurer une stabilité du cadre de l'investissement grâce à une contractualisation efficace et, au-delà, de limiter les coûts d'ensemble de la fourniture électrique sur le long terme, en limitant les coûts du capital. De plus, cette approche présente la possibilité de rationaliser et d'optimiser les choix d'ensemble faits dans le cadre d'une planification rationnelle et évolutive, ce qui, comme nous venons de le rappeler, permet de minimiser l'ensemble des coûts de long terme et les prix proposés aux consommateurs.

Ce n'est pas pour l'heure l'approche retenue par les États membres de l'UE qui ont pris l'habitude de suivre les prescriptions des politiques Climat-Énergie définies en termes d'objectifs de parts d'EnR par la Commission européenne sur la base de critères purement politiques, et donc sans prise en considération des autres technologies bas-carbone, ni rationalisation de la décision en termes de coûts marginaux de réduction des émissions de chaque mesure mise en œuvre. L'idéal pour assurer une coordination de long terme efficace dans un pays serait d'installer une instance dotée de compétences de modélisation complexe pour assurer le pilotage de l'évolution du mix électrique et conseiller le pouvoir politique de façon impartiale, comme c'est le cas du Brésil ou de la province canadienne de l'Ontario, qui ont tous deux mis en place un régime hybride en 2005-2006.

On peut parler de planification pour caractériser ce pilotage de long terme, car c'est bien de cela dont il s'agit, quand on s'emploie à définir les niveaux de capacité à atteindre pour chaque technologie et que l'on organise ensuite des enchères pour attribuer des contrats à différents producteurs et les amener en conséquence à développer des actifs.

L'idée serait que chaque État membre puisse développer une planification rationnelle, comme l'ont déjà fait les Britanniques à travers l'Electricity Market Reform de 2011. Cette réforme a permis d'organiser de façon cohérente le nouveau régime basé sur l'attribution de CfD et de forward capacity contracts, des contrats gérés ensuite par une entité publique de statut commercial, la Low Carbon Contracts Company (LCCC). Une gouvernance cohérente a été mise en place, basée sur une fonction de planification assumée conjointement par le gestionnaire du système britannique (le National Grid), le régulateur, le Climate Change Committee et le gouvernement.

Vers une main visible renforcée ?

On devine que ces évolutions ne se font pas sans frictions dans l'Union européenne tant elles sont orthogonales par rapport au formalisme des règles s'appliquant en matière de concurrence, lesquelles sont *a priori* défavorables au passage à des contrats de long terme, et en matière de limitation des aides d'État. Celles-ci ont évolué avec peine lorsqu'il a fallu arriver à un accord sur l'installation de mécanismes de capacité, lesquels sont considérés comme des aides d'État. Ce fut plus facile dans le cas des EnRi, lesquelles sont devenues compétitives à la suite du passage des tarifs d'achat (justifiés par le soutien à l'innovation) aux CCRs attribués aux enchères, dont le dispositif est formalisé dans les lignes directrices sur les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie de 2016. Mais soyons certains qu'il faudra encore de longues discussions pour que soit reconnue aux États membres l'entière faculté de décider par eux-mêmes et de planifier pour pouvoir coordonner étroitement les choix de long terme faits par les agents privés ; et ce même si l'article 194, alinéa 2, leur donne, en matière de souveraineté des choix de mix énergétique, toute légitimité pour le faire. C'est tout autre chose que la programmation des infrastructures électriques que réalisent les GRT dans chaque pays et qui est reconnue dans des textes (comme le règlement 2019/943 relatif aux plans décennaux à communiquer à la Commission). Mais la crise actuelle liée à l'augmentation des prix de l'électricité pourrait donner une nouvelle impulsion à ce mouvement tendant à plus de cohérence grâce à la coordination publique, notamment en complétant le *market design* actuel.

Les mouvements de prix qui atteignent des niveaux élevés et traduisent une grande volatilité ont attiré l'attention sur la capacité de ce marché à permettre une évolution efficace des mix électriques vers l'objectif de neutralité carbone. Certains anticipent des baisses de prix moyens et une réduction des rentes infra-marginales des EnRi pour déclencher des inves-

tissements par le marché. D'autres pointent le besoin accru d'équipements à gaz pour assurer le *back-up* des EnRi et compenser leurs effets sur les prix horaires une majorité des heures de l'année. Ce souci conduit à plaider en faveur du recours permanent aux contrats de long terme, comme on commence à le reconnaître à Bruxelles. Mais, fort de la croyance dans le marché, on se focalise sur la promotion des PPAs entre acteurs privés pour repousser l'idée de voir l'État prendre en main ces développements par le biais de la planification et la conclusion de CfD qu'ils passeraient avec des investisseurs bas-carbone. Mais, comme nous l'avons déjà dit, emprunter la voie des PPAs conduit à s'appuyer sur des béquilles permanentes, sans aucune cohérence économique. La voie des CfD systématisés apparaît être la plus efficace pour autant que l'on soit un peu pragmatique.

Le modèle de l' « acheteur central de long terme », dont nous avons défini les grands traits dans un article récent de la *Revue de l'énergie* (Finon et Beeker, 2022), répond à cet objectif d'accélérer la transition bas-carbone, tout en apportant une solution élégante et pérenne pour atteindre l'objectif de protection des consommateurs contre les épisodes de prix élevés. Cet enjeu, révélé par la crise actuelle des prix, n'a jusqu'ici rencontré que des réponses externes (mesures compensatoires, plafond de revenus infra-marginaux des équipements, etc.), car la conviction dominante est que le *market design* n'est pas défaillant. Notre solution consiste à adjoindre à celui-ci un tiers qui organise les marchés de long terme dans le but d'attribuer et de gérer des contrats assurant un revenu garanti aux producteurs bas-carbone non seulement pour leurs nouveaux équipements, mais aussi pour ceux existant. Il aurait aussi vocation à passer des contrats de capacité avec les centrales fossiles flexibles et les centres de stockage qui assurent la stabilité du système et le *back up* des EnRi.

Ce rôle central lui permet d'avoir la main sur les coûts de long terme se rattachant à chaque équipement. Fort de cette position, il peut proposer aux fournisseurs de vendre à des prix de gros alignés sur les coûts de long terme des producteurs bas-carbone et des sources génératrices de flexibilité (selon des règles transparentes qui seraient définies et contrôlées par le régulateur). À leur tour, les fournisseurs en situation de concurrence pourront proposer des prix de vente plus ou moins stables à leurs différents types de clientèles, selon leur profil de charge (plat, horo-saisonnier, effaçable, etc.). Les prix de vente finals comportent toutefois une part variable qui suit les hausses du marché spot. Cette part correspond aux coûts que les fournisseurs doivent assumer pour compléter leur *sourcing* par des achats sur le marché spot lors des pointes de demande et des périodes de faible production des EnRi. Cette variabilité des prix de détail en période de rareté de la production EnR ou de prix du gaz élevé inciterait les consommateurs à la flexibilité. L'entité publique à installer couvrirait donc une grande partie des risques-prix de fournisseurs qui n'ont pas l'habitude de se « hedger » suffisamment, en même temps qu'elle assumerait en

amont les risques-prix des investisseurs bas-carbone et de ceux ayant investi dans des actifs flexibles.

L'intérêt de ce nouveau modèle de marché est qu'il ne nécessite pas de bouleversement de l'architecture du marché actuel, pas plus qu'une remise en cause des institutions mises en place depuis vingt ans. Il s'agit de consolider la brique « Marchés de long terme » qui a déjà été ajoutée à ce marché pour assurer la rémunération des capacités garanties et la couverture du risque-prix des investissements EnR. Il suffit d'élargir le champ d'application de cette brique aux équipements existants, ainsi qu'à toutes les technologies bas-carbone (dont le nucléaire et le CSC) et aux sources de flexibilité (stockage, etc.). Le besoin de cohérence implique aussi de renforcer la gouvernance du long terme par un pilotage formalisé et structuré. Dans sa première analyse, en 2019, de l'évolution des *market designs* aux États-Unis, Paul Joskow regrettait le fait que le rôle de la planification au niveau des systèmes électriques, alors en pleine évolution, reste occulte, une non-reconnaissance qui ne facilitait pas la cohérence des transitions institutionnelles à opérer. Il serait peut-être temps qu'une conversion au modèle précité se concrétise à l'échelle de l'Union européenne.

Références bibliographiques

- FINON D. & ROQUES (2014), "European Electricity Market Reforms: The Visible Hand of Public Coordination", *Economics of Energy & Environmental Policy*, vol. 3, n°4.
- FINON D. & BEEKER E. (2022), « Le modèle d'acheteur central, une réponse aux défauts du marché actuel de l'électricité », *Revue de l'énergie*, n°662, mai-juin, pp. 47-59.
- JOSKOW P. (2019), *Challenges for Wholesale Electricity Markets with Intermittent Renewables, Generation at Scale: The U.S. Experience*, MIT-CEEPR, Working Paper, n°2019-001.
- JOSKOW P. (2021), *From Hierarchies to Markets and Partially Back Again in Electricity: Responding to Deep Decarbonization Commitments and Security of Supply Criteria*, MIT-CEEPR, Working Paper, CEEPR WP n°2021-008.
- LONGVA P. (2011), "Long term contracting and risk management, the point of view of a large electricity consumer", in GLACHANT J. M. & FINON D. (éd), *Competition, Contracts and Electricity Markets: A New Perspective*, Edward Elgar Publisher, pp. 177-182 (Chapter 7).