

Le modèle d'acheteur central, une réponse aux défauts du marché électrique actuel

Dominique Finon*, Etienne Beeker**

@ 18328

Mots-clés : marché, électricité, Europe, régulation, gouvernance

Le modèle d'acheteur central, défini dans ce papier, présente le double intérêt de faciliter le développement des équipements capitalistiques pour garantir la sécurité de fourniture et la réussite de la transition bas carbone, et d'œuvrer dans le sens des intérêts des consommateurs gros et petits. Il conduit en effet à des prix de vente stables, assez peu influencés par la volatilité des prix des combustibles. Il repose sur l'adjonction d'une brique « marchés de long terme » au market design actuel, en maintenant l'optimisation de court terme des systèmes intégrés par le marché spot et les couplages de marchés.

La crise des prix de l'électricité résultant de l'épisode prolongé de prix élevés sur le marché du gaz invite à débattre des effets réels de la concurrence dans le secteur électrique de l'Union européenne. Le *market design* est basé sur un marché de gros à pas horaire, dont les prix se répercutent dans les prix de détail offerts par les fournisseurs en concurrence. Il présente le triple inconvénient :

- de donner des prix de court terme ne reflétant aucunement les prix de revient des techniques de production. En effet de par le jeu de la concurrence entre producteurs, ils se fixent chaque heure sur le coût de combustible de la dernière centrale appelée par le marché ;
- de provoquer une volatilité des prix qui rend impossibles les anticipations de long terme pour un investisseur potentiel et empêche le développement de produits de long terme sur les marchés à terme qui permettraient de couvrir le risque d'investissement ;
- d'exposer les consommateurs à des épisodes prolongés de prix très élevés dus à la

volatilité des prix des combustibles fossiles, en particulier le gaz.

Ce mode de fonctionnement réduit fortement le rôle des prix de marché comme signaux de long terme pour inciter à investir dans des moyens de production, comme le prouve l'expérience des quinze dernières années en Europe où aucun investissement ne s'est effectué par le marché, mais uniquement par les incitations créées par des politiques publiques de subventions de long terme.

Il s'ensuit que ce modèle de marché est défaillant pour faire face aux défis du long terme en matière de sécurité de fourniture et de décarbonation, l'une et l'autre nécessitant le développement des équipements de production capitalistiques, la plupart à longs cycles de vie et longs délais de réalisation en ce qui concerne les grandes unités bas carbone. Dit autrement, le signal-prix envoyé par le marché à pas horaire est inefficace pour investir dans des équipements qui durent 30, 60 ou 100 ans, comme le sont les grands équipements bas carbone (EnR, nucléaire, gaz avec captage du

* CNRS, CEEM Paris-Dauphine.

** France Stratégie.

carbone, hydraulique). Le signal prix est aussi inefficace pour investir dans les équipements de pointe (turbines à gaz) qui doivent se rentabiliser sur quelques heures de fonctionnement par an en tablant sur les surplus glanés lors de pics de prix très incertains.

L'architecture de marché a déjà été modifiée, mais avec des réponses partielles car elles télescopent le formalisme rigide de la Commission en matière de concurrence et de limitation des aides d'État. Des mécanismes de rémunération de capacité, considérés comme tels, ont pu être mis en place mais après une longue résistance de la Commission, sous condition qu'ils soient temporaires et sans harmonisation entre les États membres. Cela a été plus facile pour les dispositifs garantissant les revenus de long terme des équipements EnR variables, notamment les contrats de complément de rémunération (CCR) qui sont attribués par enchères qui, depuis 2017, ont succédé aux tarifs d'achat pour les grandes installations. Mais les autres technologies bas carbone pilotables (nucléaire, centrales à gaz avec captage et stockage du carbone [CSC]) ne bénéficient pas d'une systématisation de ce type d'appui dans les «Lignes directrices sur les aides d'états en matière de climat, de protection de l'environnement et d'énergie» [EC, 2016]; elles doivent se soumettre à un contrôle au cas par cas qui est source de fortes incertitudes et de longs délais, comme ce fut le cas pour la centrale nucléaire d'Hinkley Point C au Royaume-Uni.

Le problème demeure entier pour le reste du mix électrique : renouvellement des équipements pilotables, développement de ces autres équipements bas carbone, moyens de flexibilité et de stockage, etc., autant de domaines dont l'importance croît avec la pénétration des EnR variables. Dit autrement, les aménagements précédents sont insuffisants pour aller vers des systèmes décarbonés avec de larges parts d'EnR variables au côté de centrales gaz avec CSC et de nucléaire. Les propositions faites le 29 avril dernier pour le long terme par l'ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) pour conseiller la Commission européenne sur les possibilités d'amélioration du *market design*

dans le cadre de l'action conjointe RePowerEU n'apportent rien de convaincant¹ car elles sont très fragmentaires (les recommandations pour le long terme sont exclusivement centrées sur les investissements dans les EnR et leurs compléments), peu réalistes pour certaines (comme celles sur l'extension des marchés à terme à 15 ans) et sans concrétisation dans les textes [ACER, 2022; European Commission, 2022].

La littérature sur les défauts du *market design* actuel, qui s'est développée depuis 2010 [voir notamment de Hautecloque, Finon, Glachant, 2011; IEA, 2012; France Stratégie, 2014; CEPS, 2016; Roques et Finon, 2018; Joskow, 2021; Roques, 2021], recommande de pousser jusqu'au bout le passage à un marché hybride alliant concurrence de court terme sur le marché spot et concurrence de long terme pour les marchés de la garantie de fourniture et de la production bas carbone. De façon concrète et sans craindre de nommer ce qui est en jeu, il s'agit de reconnaître la nécessité de passer du régime de marché à un régime hybride alliant planification et marché, car il faut bien organiser et conduire ces marchés de long terme dès lors que l'on veut poursuivre ces objectifs avec efficacité économique.

Quand la présidente de la Commission européenne a affirmé devant les eurodéputés le 8 juin que «le marché de l'électricité ne fonctionne plus et nécessite une réforme énorme [...] pour répondre à tous les défis posés par la transformation structurelle associée à la transition bas carbone»², elle tourne le dos aux recommandations très prudentes de l'ACER et annonce une réflexion de fond sur le sujet. Le 28 juin dernier, le président Emmanuel Macron s'est par ailleurs prononcé en faveur d'une refonte du marché européen de l'électricité, évoquant une fixation «absurde» des prix de l'électricité. On propose ici une nouvelle architecture de marché qui respecte en grande partie les règles européennes et mériterait d'être prise en compte dans le débat européen qui s'annonce et qui risque d'être focalisé sur l'adaptation du *market design* au développement à très grande échelle des énergies renouvelables intermittentes (EnRi).

Dans un premier temps, on précise les sources d'inspiration de ce nouveau modèle de marché. Dans un second temps, on trace les grands traits de ce nouveau modèle de marché qui repose sur l'ancien complété par la brique manquante du long terme, combinant planification et «concurrence pour les marchés» d'électricité bas carbone. Puis on précise sa compatibilité avec les règles européennes, avant de voir ce qu'impliquerait son adoption par la France.

1. Les expériences de régime hybride marché-planification

Après l'échec des premières réformes qui s'est manifesté par une crise de prix aigüe et un déficit d'investissement tant en Ontario en 2005 qu'au Brésil en 2007, des corrections radicales ont été apportées avec l'implantation de schémas basés sur un acteur central.

- Celui-ci planifie, définit les objectifs de développement des capacités et procède à des appels d'offres ou des enchères pour que soient attribués des contrats de long terme de garanties de revenus avec les nouveaux équipements des producteurs, comme avec leurs équipements existants. Cet acteur en Ontario (l'Ontario Power Authority) est lui-même la contrepartie de ces contrats. Au Brésil, l'acteur central (l'ANEEL) est une sorte de courtier (*broker*) qui organise à la fois la sélection des contrats avec les producteurs (existants et nouveaux) par enchères et leur attribution aux distributeurs (en monopole de fourniture en dehors des gros consommateurs) qui sont leurs contreparties.

- À côté, le marché spot continue d'organiser le dispatching économique entre les équipements des différents producteurs.

- En aval, les prix auxquels les fournisseurs revendent l'électricité sont établis de façon régulée de telle sorte que soit assuré l'équilibre budgétaire de l'agent central en Ontario, ou celui de l'ensemble du système de production au Brésil.

Une autre source d'inspiration plus proche de l'Union européenne est l'Electricity Market

Reform britannique mise en place en 2013 pour assurer la décarbonation du système et la sécurité de fourniture. Elle ne crée pas d'agent central, mais deux dispositifs basés sur une concurrence de long terme :

- le Capacity Remuneration Mechanism qui attribue aux enchères des contrats de capacité garantie pour les équipements nouveaux et existants et dont le National Grid est l'organisateur, tout en assurant la contrepartie des contrats,

- l'attribution de contrats financiers de garanties de revenus, les *contracts for difference* ou CfD (voir Encadré 1) pour les nouveaux équipements bas carbone, attribution qui se fait par enchères pour les EnR et par négociation de gré à gré pour le nucléaire; une entité publique, la Low Carbon Contracts Company (LCCC) en est la contrepartie.

C'est le ministère en charge de l'énergie qui procède à la planification du développement du mix et décide de l'ouverture des enchères en concertation avec différents comités (Climate Change Committee [CCC], commissions parlementaires), le National Grid et le régulateur Ofgem (Office of gas and electricity markets). Notons que le modèle britannique ne cherche pas à articuler la gouvernance d'ensemble des contrats de long terme et les échanges spot contrairement à l'Ontario et au Brésil, ce qui ne conduit pas les prix de vente à s'aligner sur les coûts de long terme des différents équipements et les rend sensibles à la volatilité des prix du marché spot, comme on peut l'observer dans l'épisode actuel du prix du gaz élevé.

Le modèle d'acheteur central défini par la suite recherche précisément ce regroupement pour permettre la définition de prix stables alignés sur les coûts de long terme, tout en assurant le développement équilibré et efficace des différents types d'équipement par la planification et par le report des risques des investisseurs sur l'acheteur central.

Encadré 1. Le fonctionnement des contrats pour différence

Dans ce type de contrat, la contrepartie engagée dans un contrat avec un producteur encaisse ou décaisse la différence entre le prix du marché horaire et le prix de référence du CfD, selon que le premier est en dessous ou au-dessus du second. Ce prix de référence couvre en principe l'amortissement du capital de l'actif et les coûts d'exploitation, c'est-à-dire le coût complet de production de l'équipement. Le mode de rémunération du producteur comprend les revenus horaires, et par addition ou soustraction des différences avec le prix de référence du CfD, ce qui conduit à un flux moyen de revenus proche du coût complet de l'équipement (voir Figure 1).

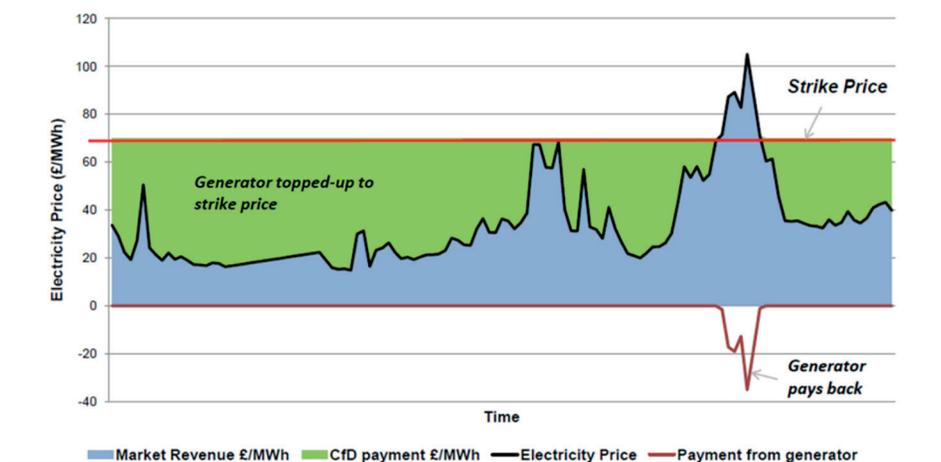


Figure 1. Structure d'un contrat pour différences

Source : Ofgem

2. Les caractéristiques du modèle de l'acheteur central

Le modèle de marché proposé ici est construit autour d'une entité nationale indépendante des acteurs du système électrique tant de l'amont que de l'aval. Cette entité est aussi à part du gestionnaire du système électrique dont la fonction de planification est circonscrite à la programmation des réseaux et des réserves dans les textes. Cette entité, qu'on dénommera ici Agence, a plusieurs missions et fonctions conduisant à l'optimisation court terme/long terme de l'ensemble du système de production (voir Encadré 2 sur le regroupement de ces fonctions) :

- assurer la planification long terme du système de production électrique, et la programmation du moyen terme (fonction que l'on présente ici intégrée à l'agence par souci de cohérence, mais qui pourrait être assurée par un autre organisme public détaché du politique [ministères et autres]);
- assurer le partage des risques de marché avec les nouveaux producteurs et les producteurs existants, en passant des contrats financiers de garanties de revenus à plus ou moins long terme avec eux;
- attribuer, autant que faire se peut, ces contrats par appels d'offres concurrentiels ou par enchères organisées à date régulière pour limiter les rentes et inciter aux baisses de coût;

Le modèle d'acheteur central, une réponse aux défauts du marché électrique actuel

- acheter toute l'électricité de gros sur le spot à hauteur de (presque) tous les besoins à fournir sur la plaque nationale;
- offrir à tout consommateur (directement ou indirectement) des prix reflétant les coûts de long terme du système, ce qui garantit une plus grande stabilité que le mode actuel de fixation des prix de détail.

Une agence en charge de la planification de moyen-long terme

L'Agence sera en charge de la planification du système national articulée à l'attribution concurrentielle de contrats de long terme par enchères. Pour ce faire, elle aura la mission de veiller au développement des capacités nécessaires aux besoins prévisionnels du système électrique pour la sécurité de fourniture et l'atteinte des objectifs de décarbonation en cherchant à suivre une trajectoire assurant la minimisation du coût de production et de fourniture de long terme aux consommateurs.

L'Agence sera le maître d'œuvre d'un plan de long terme (30 ans) sur lequel elle se basera pour développer ensuite une programmation glissante à moyen terme pour le développement (ou la fermeture) de capacités de production. Le plan de long terme sera défini en fonction des objectifs de politique énergétique que fixe le gouvernement à la lumière des conseils supposés impartiaux de l'Agence³. Les choix du mix électrique seront faits de façon autonome par rapport aux objectifs indicatifs et non contraignants définis par la Commission européenne en matière de développement des EnR, comme tout État membre est censé pouvoir le faire selon l'article 194-2 du traité de fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), chacun étant seulement obligé de respecter son engagement de réduction des émissions pris au niveau européen.

La planification doit reposer sur une approche d'optimisation des décisions d'investissement dans les différentes techniques et le développement des réseaux de transport et de distribution, pour prendre en compte les interdépendances entre chacune dans une

perspective d'optimisation du système dans la durée. Les décisions d'investissements dans les EnR intermittentes à tous les niveaux du système ne peuvent ignorer les coûts d'intégration qu'elles entraînent pour le système à court terme («redispatching») et à long terme (dépréciation des équipements existants, développement des sources de flexibilité et back up, de réseaux), ni la baisse de la valeur des productions de chaque nouveau mégawattheure d'EnRi sous leurs effets d'ordre de mérite. En effet, à chaque fois qu'il va produire, quel que soit le rapport offre/demande horaire, il pousse un peu plus les équipements à coût marginal non nul en dehors de l'ordre de mérite avec une baisse des prix horaires en conséquence.

Il convient d'avoir à l'esprit qu'au-delà un certain seuil de part de production des EnRi dans le mix, leurs revenus sur le marché spot, diminués du paiement d'une partie de leurs coûts d'intégration au réseau du fait de leur responsabilisation, ne peuvent plus permettre de recouvrer leur coût d'investissement, même en développant les sources de flexibilité (stockage, pilotage de la demande, hydrogène, etc.) Au-delà de ces parts optimales d'éolien ou de solaire photovoltaïque, tout mégawatt supplémentaire installé sous l'incitation des subventions entraîne des coûts d'intégration de plus en plus élevés qu'il est naturel de faire supporter aux développeurs. Ce seuil est particulièrement bas dans les pays qui maintiennent l'option nucléaire ou peuvent développer le CSC (de l'ordre de 10 à 15 %) [Hirth, 2016; Finon, 2020a; RTE, 2021].

La fonction de planification couvrira aussi les actions d'efficacité énergétique, de gestion de la demande et de couplage avec le secteur gazier (production d'hydrogène). Elle consistera à tracer la trajectoire de mix optimal en traitant chacune des technologies de production de façon neutre sous la seule contrainte de réduction des émissions de carbone. Cette démarche de politique énergétique est radicalement différente de la pratique européenne actuelle d'empiler les objectifs de moyens définis sur des critères politiques, car elle exclut les technologies bas carbone pilotables et ne

Encadré 2. Pourquoi le regroupement de ces fonctions?

Le regroupement de ces missions dans une Agence part du constat que court terme et long terme sont fortement imbriqués dans l'optimisation économique d'un système électrique. C'était ce que réalisait autrefois le monopole de service public qui établissait ses tarifs par alignement sur les coûts marginaux en développement après optimisation des choix d'investissement, selon la théorie établie en France en son temps par Marcel Boiteux [1956a et b]. C'est ce que le gouvernement français avait tenté de préserver en 1995 lors de la négociation de la première directive «marchés électriques» de 1996 en mettant en avant le modèle d'acheteur unique proposé par le rapport Mandil (1994).

Le service public était conservé en instituant un sujet nommé «acheteur unique» parce qu'il achetait toute l'électricité destinée au marché national (y compris celle importée par les industriels éligibles) et restait le seul vendeur national chargé de garantir la planification, le service universel et le tarif uniforme. Ce rôle devait naturellement être joué par Électricité de France (EDF). L'ouverture du marché était assurée aux gros consommateurs industriels éligibles pour lesquels l'électricité représentait un élément de coût très important, mais pour n'acheter l'électricité qu'aux fournisseurs étrangers. Cette proposition a été rejetée car trop limitative de la concurrence pour les éligibles. Ceci dit, le modèle d'acheteur central proposé ici a peu de choses à voir avec l'acheteur unique. L'acheteur central serait totalement indépendant d'EDF. Il s'appuierait sur le marché spot pour le court terme (on n'envisageait aucunement en 1995 de sortir le dispatching économique d'EDF) et sur des transactions de type financier pour les contrats long terme. L'acheteur unique ne concernait que des transactions sur le physique à l'époque.

Concernant la fonction de planification, on a choisi ici de présenter la version la plus intégrée du modèle pour aller jusqu'au bout de sa cohérence. Mais il pourrait en être autrement avec une agence dédiée à la planification : il faut une instance dégagée des influences politiques pour conseiller le pouvoir politique et assurer le pilotage de l'évolution du mix électrique. Ce pilotage doit se faire en fonction des prévisions de développement des besoins (enjeu important pour accompagner l'électrification des usages), des changements de coûts des différentes filières électriques ainsi que pour adapter cette évolution aux effets inattendus de tel ou tel développement (notamment les coûts de système des EnRi). On peut parler de planification pour caractériser ce pilotage de long terme, car c'est bien de ceci qu'il s'agit quand on organise des enchères après avoir défini les niveaux de capacité à atteindre pour chaque technologie par la programmation.

Il faudra définir clairement les responsabilités respectives de l'agence publique en charge de la planification, de l'opérateur de système qui assure la programmation des réseaux, du régulateur, des instances ministérielles et des commissions diverses en charge du développement durable et de la politique climatique. L'indépendance vis-à-vis des décideurs politiques et la capacité de ces entités de résister à la capture des groupes d'intérêt sont essentielles pour proposer des scénarios de politiques qui soient dégagés des influences idéologiques et privées pour affirmer une démarche nationale pragmatique face au pouvoir (supposé) prescriptif de la Commission européenne qui aime à définir des objectifs de plus en plus ambitieux à horizon 2030 sans véritable justification économique.

s'inscrit dans aucune rationalisation véritable [Finon, 2020b].

Ceci dit, même pour les pays comme l'Allemagne qui visent un système constitué de 100 % d'EnR, il existe un besoin accru de planification qui n'est jamais vraiment reconnu en tant que tel au niveau européen, car il impliquerait de légitimer beaucoup d'instruments considérés comme des aides d'État, voire de modifier radicalement les règles juridiques sur ce sujet. Cette planification est nécessaire pour développer en cohérence avec les EnR intermittentes (EnRi) les diverses sources de flexibilité aux différentes mailles du système : locales, régionales et nationale. Ce peut être le pilotage de la demande par les agrégateurs, les divers types de stockage (batteries, air comprimé, STEP, etc.), les turbines à gaz à rampe rapide, etc. Cette planification permet de même de programmer en cohérence la fermeture des équipements fossiles pilotables.

En tout état de cause, l'Agence sera dotée d'importantes compétences dans la modélisation de l'économie du système électrique en transition pour tracer la trajectoire de référence du mix électrique et définir les objectifs de développement des différentes technologies de production et des compléments de celles non pilotables (sources de flexibilité et de back up). De même pour définir la place des productions décentralisées et individuelles à l'échelle des territoires⁴.

L'organisation des marchés du long terme par l'Agence

L'efficacité de cette planification repose sur celle de sa mise en œuvre. Celle-ci sera assurée par la double responsabilité d'attribution des contrats de long terme pour les nouveaux équipements et les équipements en place, et d'être la contrepartie de ces contrats passés avec chaque producteur, en s'inspirant de l'exemple de la LCCC britannique (l'entité publique créée au Royaume-Uni à cet effet). L'Agence sera aussi en charge de passer des contrats avec les équipements existants. Cette attribution se fera par des appels d'offres concurrentiels ou

des enchères qui seront ouvertes régulièrement pour suivre la programmation établie par l'Agence. La sélection s'opèrerait sur la base du prix demandé par les vendeurs.

Les enchères seront spécialisées par type de technologies, comme cela se fait au Brésil, en Ontario et au Royaume-Uni. Elles pourront être séparées entre les équipements conventionnels, les EnR et les sources de flexibilité (stockages divers, pilotage de la demande, etc.). Elles se différencieront aussi entre les équipements existants dont les contrats sont courts (de 1 à 8 ans pour ceux avec rénovation, comme au Brésil) et les équipements neufs dont les contrats sont à maturité longue de 15 à 30 ans.

Toutefois, pour les technologies très capitalistiques et à long délai de mise en œuvre (centrale nucléaire, centrale fossile avec CSC), l'attribution pourra se faire par négociation de gré à gré avec le gouvernement, par l'intermédiaire de l'Agence. Des contrats de type base d'actifs régulés (BAR), qui impliquent un paiement dès la construction de l'équipement et assurent un bien moindre coût d'accès aux capitaux pour leur financement, pourront être choisis par le gouvernement. Autre exception à l'attribution concurrentielle : dans un pays où un opérateur possède des séries de grands équipements (notamment nucléaires), les contrats passés avec chacun par l'Agence pourraient être établis de façon régulée pour la définition du prix de référence du CfD sur la base d'une rémunération du capital non amorti (auquel s'ajoutent les coûts d'exploitation et de combustible avec formule d'incitation).

Une dernière distinction est aussi à faire entre les contrats pour les équipements dont le fonctionnement est conditionné par la variabilité en temps réel du système tant du côté de la demande (pointe d'hiver ou d'été) que de celle des productions non pilotables. Les équipements ne peuvent pas être rentabilisés sur la base de leur production, mais par rapport aux services rendus en matière de flexibilité (ou de garanties de disponibilité en période critique) qui se mesurent en puissance. Les contrats

pourraient donc être conçus avec rémunération de cette puissance (annuité couvrant les coûts fixes de capital et d'exploitation) à laquelle s'ajoutent les frais variables d'exploitation (frais de combustible, frais d'énergie de recharge du stockage) lors de leur fonctionnement. Si enchère il y a, la sélection se ferait sur la base des offres de prix de la puissance demandés par les candidats⁵.

L'Agence prend donc sur elle les risques des investisseurs (à l'exception des risques de construction). Elle prend aussi sur elle les risques de marché des producteurs existants, dont ceux qui procèdent à des investissements de rénovation. C'est un moyen très efficace de baisser les coûts du capital et de pouvoir proposer des prix de cession de gros aux fournisseurs alignés sur des coûts de long terme maîtrisés (voir plus loin).

Le cas spécial des équipements EnR

Les équipements EnR de petite taille échapperont au dispositif de l'acheteur central en bénéficiant d'un régime spécial basé sur un tarif d'achat et un mode de responsabilisation de leurs coûts de système (l'obligation d'achat est à définir).

Pour rester en conformité avec les règles européennes, les développeurs d'équipements EnR de grande taille pourront choisir entre passer des contrats physiques (*power purchase agreement* ou PPA) avec de gros acheteurs et rechercher des contrats de complément de rémunération (CCR) qui sont des CfD avec l'Agence, qui sont attribués aux enchères. On sait que la directive sur les énergies renouvelables (RED II) de 2018 et celle sur les marchés électriques de 2019 encouragent fortement le développement des projets EnR en dehors des dispositifs d'aide publique (notamment ces contrats CCR attribués par enchères), par la signature de PPA avec de gros acheteurs privés. L'Espagne a même établi une obligation de *sourcing* des gros industriels par des PPA passés avec des producteurs EnR.

Pour ce faire, les développeurs d'EnR qui choisissent cette option se placent en dehors du dispositif de l'acheteur central, en préférant rechercher un gros acheteur intéressé par l'achat d'électricité verte. À noter que celui-ci devra assurer son propre back up et prendre sur lui le risque de volatilité du prix de gros pour la fourniture complémentaire dont il a besoin.

Ceci dit, on pourrait s'inquiéter que les développements en dehors du parapluie de l'acheteur central conduisent à une séparation entre une partie des productions purement EnR et les autres productions mêlant productions fossiles, hydraulique, nucléaire et le reste des EnR. Mais le développement de capacités EnR par PPA ne devrait pas tenir la concurrence avec celui encadré par des CCR attribués par enchères. En effet, les développeurs trouveront difficilement des contreparties privées. Quel serait l'intérêt d'un gros acheteur de s'engager dans un PPA qui certes lui garantit un prix pour une partie de sa fourniture dans la durée, mais en aucun cas un prix pour toute sa fourniture? Le PPA ne permet d'approvisionner qu'une partie des besoins en électricité du gros acheteur, le reste de l'approvisionnement étant assuré par des contrats de fourniture classiques par un fournisseur qui s'est sourcé sur le marché horaire à des prix volatils. Quel est aussi l'intérêt du producteur EnR de se placer en dehors du parapluie de l'acheteur central et de renoncer à l'opportunité d'un contrat CCR avec l'Agence qui lui garantira un revenu couvrant tous ses coûts?

L'articulation des achats de court terme et de long terme

L'Agence acquiert toute l'électricité de gros nécessaire à la fourniture du système sur la plateforme de marché en place (ici Epex Spot qui couvre la plaque centre ouest-européenne). Pour ce faire, on rend obligatoire le passage par le marché spot de tout ce qui est produit chaque heure dans le système national, à l'exception des productions EnR décentralisées qui pourront continuer à relever d'un régime spécial⁶. En appelant les producteurs

à partir de leurs offres horaires par ordre de mérite, elle détermine le prix horaire par les coûts d'exploitation du dernier équipement appelé jusqu'à ce que la demande horaire soit satisfaite. Le couplage des marchés sur la plateforme détermine les échanges aux frontières pour amener les prix horaires à s'aligner sur le coût marginal du dernier producteur appelé, extérieur ou national, sur la plaque continentale quand il n'y a pas de congestion sur les interconnexions⁷.

Pour articuler les achats de la totalité de l'énergie offerte sur le marché spot et les engagements de long terme de l'Agence par les contrats passés avec les différents équipements producteurs, les contrats sont nécessairement de type financier comme le sont les contrats pour différence (CfD). Comme on l'a vu précédemment (Encadré 1), le mode de rémunération ajoute aux revenus horaires sur le spot (ou les en soustrait) les différences avec le prix de référence du CfD. Ceci conduit à un flux de revenus proche de celui d'un contrat de long terme sur le physique de type PPA, avec une formule d'indexation du prix sur celui des combustibles. Dit autrement, l'Agence dépense, pour l'acquisition des mégawattheures de chaque équipement, un montant aligné sur le coût complet du mégawattheure de celui-ci.

Des prix de cession de gros alignés sur les coûts de long terme

L'Agence assure tout l'approvisionnement des fournisseurs, ainsi que celui des très gros consommateurs. Acquérant la très grande majorité de l'électricité nécessaire à la fourniture nationale, via ses achats spot corrigés par le paiement des différences selon les contrats CfD qu'elle passe avec les producteurs, elle peut revendre ensuite l'électricité aux fournisseurs à des prix qui reflètent le coût de ses acquisitions contractuelles de long terme. Comme déjà dit, chacune d'entre elles se fait *de facto* à un prix proche du coût complet de production de l'équipement concerné. En tant qu'entité publique de statut commercial et à ce titre soumise à une contrainte d'équilibre budgétaire, les principes de fixation de ces prix devront

permettre cet alignement en assurant l'alignement des prix de cession (on ne parle pas ici de tarifs) sur les coûts de développement du système. En regroupant tous les achats de gros et en les couvrant par les CfD de long terme, l'Agence est en position de couvrir le risque-prix que les fournisseurs sont normalement censés assumer de par leur fonction première d'intermédiaire en achat-revente avec les consommateurs. Notons que le régulateur contrôlera les principes de définition de ces prix de cession et leur application, notamment pour limiter les possibilités d'exercice du pouvoir de monopole de l'Agence.

Les prix de cession à chaque fournisseur seront différenciés selon les profils de charge de chaque type de clientèle en prenant en compte les contributions des différentes technologies à la satisfaction des besoins de puissance de celles-ci par poste horaire⁸. On distinguera par exemple les consommations de base, les consommations corrélées à une période de l'année (hiver ou autre) ou encore celles dont le niveau de puissance appelée serait susceptible d'être modulé. Ces prix de cession reflèteront donc les coûts de développement du système pour chaque type de fourniture. Alignés sur les coûts de long terme de chaque type d'équipement, ils seront peu sensibles aux variations des prix des combustibles, comparés aux prix actuels sur le marché spot, sauf pour les périodes où le marché recourt en partie aux équipements fossiles qui, par ailleurs, sont couverts par des contrats avec l'Agence rémunérant d'abord la puissance (voir plus haut).

Les fournisseurs, et au-delà les consommateurs, ont ainsi une solide couverture de risque qu'ils n'ont pas avec le *market design* actuel, qui conduit de près ou de loin à des prix alignés sur les prix spot, ce qui remplit un des objectifs poursuivis par le modèle d'acheteur central.

La concurrence en aval

L'approvisionnement des fournisseurs se ferait de façon transparente, prévisible et à des conditions égales pour tous, selon des

principes avalisés par le régulateur pour définir des offres standardisées selon les profils de charge à satisfaire. Chaque heure, la production de l'ensemble est vendue par l'Agence à chacun des fournisseurs à des prix différenciés pour la part de livraisons destinées à chaque type de clientèle. Comme on vient de le préciser, les prix de cession aux fournisseurs seront différenciés selon les profils de charge de chaque type de clientèle et donc en fonction des contributions des différents types d'équipement à la satisfaction des besoins de puissance selon chacun de ces profils.

Les fournisseurs sont libres de faire des offres de prix de détail comme bon leur semble. Mais le mode de fixation des prix de gros par l'Agence est conçu pour amener chaque fournisseur à inciter ses clients à rationaliser leur consommation selon leur profil de charge. Les fournisseurs se concurrenceraient sur la base de leurs offres tarifaires et de services qu'ils proposeraient en incluant la possibilité de modulation de la puissance livrée par pilotage de la demande.

On exploiterait ainsi une des vertus de la concurrence de détail entre fournisseurs dans le secteur électrique qui est la possibilité de mise en regard des profils de consommation de leurs clients et celui de leur *sourcing* (approvisionnement).

3. La compatibilité du modèle d'acheteur central avec les règles communautaires

Ce nouveau modèle d'organisation sera une option de choix ouverte aux États membres, car il est en grande partie compatible avec les règles européennes. En effet, il permet d'assurer la concurrence en amont sur les marchés de court terme et de long terme, et en aval sur les marchés de détail, tandis qu'est préservée l'intégration économique des systèmes par les couplages de marchés pour assurer la solidarité entre eux. La cohabitation de plusieurs modèles d'organisation de marchés électriques dans le système européen est possible dès lors

que les échanges entre systèmes peuvent se faire de façon concurrentielle et transparente, comme on le voit aux États-Unis et au Canada où il y a de grandes différences de *market design* entre systèmes. Sur le marché spot, le couplage de marchés qu'assure la plateforme Epex Spot ouvre toute possibilité d'achat venant du marché des systèmes voisins, comme celles de ventes d'énergie venant du système national vers eux, tant que les interconnexions ne saturent pas.

Une autre raison pour rendre ce modèle légitime est sa plus grande efficacité pour poursuivre l'objectif de neutralité carbone d'ici 2050, pour autant que soient mieux reconnus dans les textes européens deux principes : celui de la neutralité technologique en matière de protection du climat (notamment par la même reconnaissance et le même statut des dispositifs de partage de risque d'une technologie à l'autre, ce qui n'est pas le cas entre les EnR et le nucléaire) et le principe de planification comme mode de coordination de long terme au niveau national en cohérence avec l'article 154-2 du TFUE mentionné précédemment.

Deux problèmes de compatibilité avec les règles européennes se posent par ailleurs. Le premier concerne la déconnexion des prix de vente de détail avec les prix du marché spot de gros, ceux-là étant alignés sur les coûts de long terme en production et non sur les prix du marché. L'article 5-2 de la directive «Marchés électriques» sur la concurrence de détail n'autorise une telle déconnexion que pour les consommateurs vulnérables et l'article 5-6 ne l'autorise que de façon temporaire pour les autres consommateurs. Ce problème devrait pouvoir être résolu dès lors que la Commission prendrait en considération la qualité du modèle d'acheteur central pour la protection des consommateurs vis-à-vis du risque d'épisodes de prix extrêmes.

Le deuxième problème est celui posé par la difficulté d'échanger des produits long terme avec les systèmes voisins. Le modèle d'acheteur central repose sur la signature par tous les producteurs de contrats de couverture de

risque avec l'acheteur central, à côté des achats sur la plateforme de marché de (presque) toute l'électricité à fournir sur la plaque nationale. Celle-ci assure bien les échanges sur le physique dans les deux sens avec les systèmes extérieurs sur un mode concurrentiel⁹. En revanche, ce modèle de marché n'est pas propice aux échanges de long terme entre producteurs et gros acheteurs (internes ou externes) par contrats de couverture de risque de type CfD ou par contrats physiques en dehors du dispositif de l'acheteur central, sans qu'il y ait de règles juridiques l'en empêchant (voir Encadré 3).

Plus problématique est la barrière qui serait mise à la fourniture par l'Agence de gros acheteurs extérieurs aux prix de cession de gros. Rendre possibles ces achats serait intrinsèquement contradictoire avec le fondement national du modèle d'acheteur central. Il se fonde en effet sur ce principe qui veut que la planification ne porte que sur le périmètre national pour optimiser les choix d'investissement sans se voir prescrire des objectifs de développement de telle ou telle technique particulière ou dissuader de développer telle autre. C'est ainsi que les consommateurs du pays peuvent bénéficier

de choix rationnels effectués sans prescription européenne en poursuivant le même objectif de neutralité carbone que chaque État membre.

La planification du système se fait par rapport aux besoins prévisionnels qui s'expriment sur la plaque nationale, et ne prend pas en compte des demandes hypothétiques externes qui chercheraient à profiter des prix alignés sur les coûts de long terme alors que les échanges spot entre marchés couplés permettent déjà des bénéfices mutuels. La planification détermine les besoins du système en énergie (incluant l'extension des usages électriques), en puissance, flexibilité, performance de sécurité et le mix de technologies selon l'objectif de décarbonation sur lequel le pays s'est engagé. Les CfD sont attribués aux équipements bas carbone neufs par les enchères successives pour répondre à la croissance des besoins prévus sur la plaque nationale et à la nécessité d'accroître les réserves et les sources de flexibilité due au développement contrôlé de l'intermittence. Il s'ensuit que, vu les différences de choix entre États membres, que ce soit avec ce modèle ou dans le modèle actuel, celles-ci ne manqueront pas de se traduire par des différences de prix de vente de gros, avec un avantage pour les

Encadré 3. Quid des possibilités de concurrence sur le segment des gros consommateurs industriels?

En mettant à part les contrats PPA avec les producteurs d'EnR intermittentes, on pourrait imaginer que les gros consommateurs du pays aient le choix de se fournir aussi bien auprès de l'Agence que sur le marché spot en cherchant dans ce cas un contrat de couverture de risque auprès d'un producteur du système national ou d'un producteur extérieur. Cette hypothèse supposerait qu'un producteur du pays (sans parler de la seconde possibilité) choisisse de placer quelques-uns de ses équipements en dehors du parapluie de l'acheteur central pour une durée précise selon la réglementation destinée à éviter les allers et retours opportunistes.

Mais ce type de concurrence n'est pas opératoire. En effet, en prenant le cas d'une transaction interne au système, le producteur concerné qui choisit de ne pas se situer sous le parapluie de couverture de risque de l'acheteur central prendrait sur lui le risque de marché et renoncerait à un contrat avec l'Agence lui garantissant un revenu couvrant tous ses coûts. De même, le gros consommateur dont le producteur aurait rencontré l'intérêt aurait choisi de se fournir sur le marché horaire plutôt que de bénéficier d'un accès à une électricité à prix garanti et peu volatile auprès de l'Agence. Quel est l'intérêt de l'un et l'autre de se mettre en dehors du dispositif?

consommateurs de pays ayant fait les choix les plus cohérents économiquement.

Le nonaccès des industriels extérieurs aux offres d'énergie de l'Agence pourrait être un obstacle à l'acceptation de ce nouveau modèle de marché par la Commission : l'absence d'ouverture à ces consommateurs pourrait être interprétée comme une aide d'État aux entreprises internes. Le fait qu'il y ait bien des échanges spot entre systèmes aux bénéfices mutuels des consommateurs industriels de chacun des pays serait un bon argument pour que le modèle soit accepté. Mais c'est probablement insuffisant au regard d'une application littérale des critères européens sur l'exercice de la concurrence, car la différenciation des prix de vente aux consommateurs industriels entre pays constituerait une rupture avec l'esprit du marché intégré de l'électricité.

Cet écart au paradigme européen de la concurrence doit être discuté frontalement, car derrière se profile l'enjeu de l'exercice de la souveraineté nationale en matière de choix énergétiques par chaque pays. Tenir ce débat de fond n'exclut pas de rechercher rapidement des compromis pragmatiques pour définir une règle communautaire destinée à égaliser le champ de la concurrence intraeuropéenne entre industriels gros consommateurs d'électricité¹⁰.

4. L'adoption du modèle d'acheteur central par la France

Si la France choisit d'adopter le modèle d'acheteur central, une agence publique indépendante de statut commercial serait créée à côté de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) qui n'aurait qu'une fonction de contrôle des contrats à revenus garantis en l'Agence et les producteurs, ainsi que des principes de définition des prix de cession aux fournisseurs dans le dispositif.

Concernant la fonction de planification qui n'est pas intrinsèquement liée à l'Agence, comme on l'a précisé, elle pourrait relever de

RTE qui a les compétences en matière de modélisation et de planification développées ces dernières années à la demande de l'État pour être la cheville ouvrière de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), à côté de la programmation du développement du réseau et des interconnexions que lui attribuent les textes. En distinguant la définition du plan à long terme de la programmation à moyen terme à 5-10 ans dans la PPE, RTE pourrait être le maître d'œuvre principal de l'un et l'autre en accord avec les orientations souhaitées par le pouvoir politique, ces orientations devant s'inscrire dans la volonté d'affirmation de la souveraineté en matière de choix énergétiques.

La fonction d'organisation des marchés de long terme serait inspirée de celle de la LCCC britannique (voir plus haut). L'Agence gèrerait les procédures d'attribution des contrats de long terme avec les équipements nouveaux et existants, et elle serait la contrepartie de tous ces contrats. La généralisation des CfD vers les équipements nucléaires existants rénovés à 40 ans et avec les futurs EPR2 facilitera à l'évidence leurs conditions de financement sans que soient recherchées des solutions compliquées de mise hors marché du nucléaire.

L'Agence devra acheter sur le marché d'Epex Spot toute l'électricité de gros nécessaire à la fourniture de la charge demandée sur la plaque nationale. Comme on l'a vu, cette centralisation est nécessaire pour assurer la cohérence du dispositif qui vise à ce l'on puisse définir des prix de vente aux consommateurs industriels et résidentiels qui soient alignés sur les coûts complets de chaque technique du mix électrique et qui participent à l'offre pour satisfaire chaque profil de charge.

En imaginant qu'un tel modèle de marché soit en place demain en France, le calcul du coût moyen annuel de production par le mix électrique, qui guiderait la définition du prix de cession de gros de l'Agence, donnerait à titre indicatif un prix de 50 €/MWh environ¹¹. On atteindrait ainsi l'objectif de protection des consommateurs avec des prix stables à un niveau bas par rapport aux prix de gros

actuels (200 €/MWh et plus sur le marché à trois mois). Il ne serait plus nécessaire de recourir au dispositif de l'ARENH de vente du quart ou du tiers de la production à prix administré aux fournisseurs alternatifs pour qu'ils puissent concurrencer EDF, notamment sur le segment résidentiel et tertiaire, pour faire profiter les consommateurs de la rente nucléaire. De même pour le maintien du tarif réglementé de vente (TRV) sur ce segment, qui a été maintenu à coup de contorsions par rapport aux directives. L'organisation du marché électrique en France trouverait enfin une vraie cohérence et assurerait une véritable équité entre concurrents en ne ponctionnant plus EDF de ses ressources financières.

Conclusion

Pour les États membres qui le choisiraient, le nouveau modèle de marché dépeint ici présente le double intérêt de faciliter la réussite de la transition énergétique sur une base de neutralité technologique et d'œuvrer dans le sens des intérêts des consommateurs en conduisant à des prix de vente stables, peu influencés par la volatilité des prix des combustibles, tout en préservant l'optimisation de court terme du système par le marché spot.

La recherche de cohérence institutionnelle et technologique justifie d'étendre les marchés de long terme à l'ensemble du système de production d'électricité alors qu'ils n'ont été développés jusqu'ici que pour les technologies EnR et les équipements de pointe. L'intérêt de cette proposition est qu'elle ne nécessite pas de bouleversement de l'architecture de marché mise en place progressivement depuis vingt ans dans l'Union européenne. Il s'agit d'ajouter une brique « planification-marchés de long terme » à l'architecture actuelle. Le besoin de cohérence qui est mise à mal par la démarche par objectifs de moyens contraire à la neutralité technologique justifie de renforcer la gouvernance du long terme par un pilotage structuré autour d'une véritable planification au niveau national. Ceci n'empêche pas de considérer des variantes moins centralisées de ce modèle

pour l'adapter aux contextes institutionnels et culturels des États membres qui voudraient l'adopter, notamment en dissociant la fonction de planification de celles de l'acheteur central et en donnant plus de marges de manœuvre aux décisions des producteurs, notamment dans la recherche de PPA.

Comme la Commission fait preuve de pragmatisme dans plusieurs domaines en sortant des grands principes européens depuis la crise de la Covid suivie de la crise ukrainienne aux effets dramatiques en termes de prix et de sécurité énergétique, on peut imaginer que soit reconnu l'intérêt du modèle d'acheteur central, comme nouvelle option d'amélioration d'architecture de marché et comme nouveau mode de gouvernance de long terme. Ce serait autrement plus ambitieux que les solutions actuellement envisagées qui ne visent qu'à l'amélioration de l'intégration des EnR à tous les niveaux du système, solutions mises en avant dans les États membres qui ont choisi l'option du 100 % EnR en 2050¹², qui a les faveurs de la Commission européenne et de la nébuleuse des experts qui la conseillent. La possibilité qui serait ouverte à un État membre de choisir le modèle d'acheteur central permettrait de sortir de cet impérium politique, tout en assurant aux consommateurs électriques des prix stables et rationalisés, ce qui n'est pas le cas des propositions qui se préparent par exemple en Allemagne.

RÉFÉRENCES

- ACER, 2022. *Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*. Ljubljana, 29 April 2022.
- Boiteux M., 1956a. «La vente au coût marginal», *La Revue de l'Énergie*, n° 81, p. 113-117.
- Boiteux M., 1956b. «Sur la gestion des monopoles publics astreints à l'équilibre budgétaire», *Econometrica*, vol. 24, n° 11, 1956.
- CEPS (Center for European Policy Studies), 2016. *The EU power sector needs long-term price signals*. CEPS Special Report n° 135 (April).

E-CUBE, 2022. *Analyse des dynamiques et des mécanismes publics de soutien aux énergies renouvelables favorables aux PPA en Europe*. Rapport à la CRE. 10 février 2022.

European Commission, 2022. *Short term energy markets intervention and long term electricity market design*. EC communication. Brussels. Com 2022.

European Commission, 2016. *Guidelines on State aid for Climate, Environmental Protection and Energy*. Brussels.

Finon D., 2020a. «Le coût des politiques climat-énergie à base de renouvelables. Du bon usage des modèles d'optimisation sectorielle», *Revue française d'économie*. 2020/2 Vol. XXXV, p. 81 à 127.

Finon D., 2020b. «La diversification du mix électrique français : une pseudo-rationalisation», *La Revue de l'Énergie*, n° 651. Juillet-août 2020.

De Hautecloque A., Finon D. et Glachant J.-M., dir., 2011. *Long term contracts and competition in electricity markets*, London: Edward Elgar publisher.

France Stratégie, 2014. *La crise du système électrique européen*, janvier 2014, <https://www.strategie.gouv.fr/publications/crise-systeme-electrique-europeen>.

Hirth L., 2016. "The Optimal Share of Variable Renewables". *The Energy Journal*, 36 (1), p. 127-162.

IEA, 2012. *Securing power during the transition*. Paris, IEA-OECD Library.

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 2021-008.

Mandil C., 1994. *La réforme de l'organisation électrique et gazière française* (Rapport de la commission dirigée par Claude Mandil). Paris : Ministère de l'Industrie.

Roques F. et Finon D., 2017. "Adapting electricity markets to decarbonisation and security of supply objectives: Toward a hybrid regime?". *Energy Policy*. Vol. 105. 584-596.

Roques F., 2021. "The European Target Model for electricity markets – achievements to date and key enablers for the emergence of a new model". In Glachant J.-M., Joskow P., Pollitt M., ed. *Handbook on Electricity Markets*, Londres, Edward Elgar publishers (chapter 11).

RTE, 2021. Garantir la sécurité d'approvisionnement dans des scénarios reposant en grande partie sur les renouvelables. Chapitre 7 du rapport *Futurs énergétiques 2050*.

NOTES

1. C'est d'ailleurs le cas pour les recommandations pour le court terme où l'ACER considère que le *market design*

fonctionne bien et qu'il n'y a pas à intervenir sur le marché, notamment par la mise en place de plafond de prix temporaire. Les remèdes mis en œuvre — bouclier tarifaire pour les consommateurs résidentiels et tertiaires, chèque énergie pour les plus vulnérables, taxation des surprofits pour financer ces mesures — sont suffisants pour passer ces périodes de prix élevés.

2. <https://www.euractiv.fr/section/energie/news/la-presidente-de-la-commission-europeenne-annonce-une-refonte-du-marche-de-lelectricite-face-a-la-flambee-des-prix/> et *Enerpresse*, n° 13095.

3. Comme on le voit en Ontario dans la définition des rôles de l'Ontario Power Authority vis-à-vis du gouvernement de la province, l'Agence pourrait avoir la mission de conseiller le pouvoir politique de façon impartiale en s'appuyant sur des modèles sectoriels complexes de choix d'investissement optimaux en situation d'incertitude, l'usage de ces modèles garantissant la rigueur du raisonnement économique et réhabilitant la culture d'optimisation du système en cours d'oubli.

4. Les petites unités EnR du niveau décentralisé qui relèveront du régime spécial des EnR bénéficieront de règles conçues en conformité avec celles, nombreuses, définies dans les directives autour du développement de l'autoproduction et des unités décentralisées, notamment la directive RED II (Renewable Energy Directive) 2018/2001/EU et celle sur les marchés électriques 2019/944/EU.

5. Le cadre de ce papier ne permet pas de développer plus avant des considérations sur la sécurité de fourniture et les contrats rémunérant la garantie de capacité disponible en pointe qui concernent autant les équipements existants que les équipements de pointe qui seraient à créer, fonction remplie actuellement par les mécanismes de capacité. Les contrats précédents ne couvrent pas tous les équipements aptes à garantir la disponibilité de leur équipement en période critique.

6. Signalons au passage que l'obligation de tout vendre sur le spot pourrait nécessiter la séparation des activités de production et de fourniture des entreprises intégrées verticalement, afin de rendre transparentes toutes les transactions.

7. À côté de ses achats spot, l'Agence fait également appel aux offres d'ajustement qui seront utilisables pour l'équilibre du système en temps réel par le GRT. Une partie de la flexibilité du système sera rémunérée de cette façon. Une autre partie le sera par les arbitrages infrajournaliers ou infrahebdomadaires que réaliseront les propriétaires de stockage et les agrégateurs d'effacement sur les marchés *intraday* (infrajournalier) et *day ahead* (le jour d'avant).

Le modèle d'acheteur central, une réponse aux défauts du marché électrique actuel

8. De façon concrète, chaque fournisseur serait obligé de déclarer le jour d'avant à l'Agence et au GRT à la fois le montant d'énergie qu'il doit fournir heure par heure et les parts de chaque type de clientèle dans sa fourniture. Ils lui paieraient ensuite leurs fournitures de gros à des prix spécifiques pour chacun de ces types.

9. L'Agence achète toute l'électricité de gros dont le système a besoin en se fournissant sur Epex Spot où les producteurs extérieurs font des offres comme ils le souhaitent. De la même façon, les acheteurs extérieurs peuvent bénéficier des productions à coût marginal plus faible que chez eux, via le couplage de marchés tant que les interconnexions ne saturent pas avec les flux dans ce sens, en profitant des prix plus bas que permet cette intégration des marchés hors épisodes de congestion des interconnexions dus à l'importance des flux résultant des différences de prix entre marchés.

10. Ce pourrait être par exemple par un ajustement du prix de cession de l'Agence pour le rapprocher du prix moyen annuel du marché spot couplé avec celui du pays voisin sur lequel se fournissent les industriels étrangers.

11. Pour donner une indication sur ce que pourrait être le prix moyen de cession de gros, on prend à titre indicatif les parts de production suivantes de quatre types d'équipements : 70 % pour le nucléaire existant, 10 % pour l'hydraulique (tout types confondus), 7 % pour les EnR et 3 % pour les équipements gaz. Puis on calcule la moyenne pondérée entre le coût de revient des mégawattheures de nucléaire existant rénové (55 €/MWh), celui de l'hydraulique en partie amorti (30 €/MWh), celui d'EnR récentes (60 €/MWh) et enfin le coût du mégawattheure de turbine à gaz fonctionnant 1000 h par an avec un prix du gaz pré-Covid (120 €/MWh). On aboutit ainsi à un prix de cession de gros par l'Agence de 50 €/MWh environ.

12. Voir par exemple Agora, juin 2022. "Fundament der Klimaneutralität: So gelingt ein erneuerbares Stromsystem bis 2035". Download to www.agora-energiende.de.

BIOGRAPHIES

Directeur de Recherche émérite au CNRS, médaillé de bronze du CNRS, **DOMINIQUE FINON** a été directeur de l'Institut d'Économie et de Politique de l'Énergie (CNRS et Grenoble II) de 1991 à 2002. Il a été président de l'Association des Économistes de l'Énergie. Il a été consultant de la Banque mondiale sur la combinaison des politiques climatiques et énergétiques dans les pays en voie de développement (2016-2018). Il a publié de nombreux articles académiques et des ouvrages codirigés sur la régulation des industries énergétiques libéralisées. Il est actuellement chercheur associé à la chaire European Electricity Markets (Paris Dauphine) dont il a été le coordinateur scientifique entre 2012 et 2018.

Après une dizaine d'années passées dans la R&D dans les systèmes d'information, **ETIENNE BEEKER** a rejoint EDF R&D en 1990 pour s'occuper de modélisation et d'optimisation des systèmes électriques. Il collabore ensuite avec l'ADEME de 2007 à 2009 et depuis cette date avec France Stratégie (ex Commissariat général au Plan). Ses domaines d'expertise recouvrent les aspects liés à la prospective énergétique, à l'économie et à la politique des systèmes électriques. Il est ancien élève de l'École polytechnique (X72) et titulaire d'un DEA en Systèmes d'information de Paris 6.

À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Marché de l'électricité : comment faire face aux épisodes de prix extrêmes?, *Jacques Percebois, Stanislas Pommeret (n° 662, mai-juin 2022)*
- Protéger d'abord les consommateurs du risque de prix électriques élevés, *Dominique Finon (n° 660, janvier-février 2022)*
- Le système électrique européen : un modèle caduc, *Claude Desama (n° 651, juillet-août 2020)*

À retrouver sur www.larevuedelenergie.com.