

Réponse à la consultation européenne

Projet de réforme du marché de l'électricité

Date d'émission : février 2023

Résumé

Le marché de gros constitue un bon outil d'optimisation à court terme du système électrique, à préserver. Cependant, le marché de gros ne donne pas la visibilité de long terme nécessaire pour susciter des investissements dans des actifs de production électrique bas carbone, et il n'est pas représentatif du coût moyen de production de l'électricité, exposant les consommateurs à des envolées de prix dangereuses. Ce sont ces deux dernières insuffisances que le projet de réforme doit s'appliquer à combler.

Pour cela plusieurs outils peuvent et devront être utilisés en parallèle, mais pas avec la même priorité : PPA, compléments de rémunération (CfD), marchés à terme. Ces outils diffèrent principalement par l'entité portant le risque entre coût de production et prix de marché.

Même s'ils connaissent actuellement un fort développement, nous nous interrogeons sur la capacité des PPA s'appuyant sur des énergies renouvelables intermittentes à présenter un intérêt pérenne pour les consommateurs. En effet, avec le fort développement attendu de ces énergies, les acheteurs de PPA se retrouveront peu protégés (et de moins en moins) des fluctuations du marché, et pourront être pénalisés en période de prix faible. Un moyen d'atténuer cette contrainte serait d'ouvrir les PPA aux capacités de production bas carbone pilotables (nucléaire, thermique décarboné...). À cette condition, les PPA constituent un outil intéressant, mais difficilement généralisable du fait de la complexité de signature de tels contrats et de leur dépendance à la notation financière des parties contractantes. Celle-ci pose par ailleurs une question d'équité entre les différents consommateurs dans l'accès à l'électricité qui sera produite par des actifs couverts par des PPA.

Les contrats à terme présentent probablement un potentiel limité, du fait du risque de marché pour l'acheteur, de la faible liquidité de tels contrats et du manque de profondeur du marché.

Les compléments de rémunération bidirectionnels – à appliquer à tous les actifs de production bas carbone – font porter le risque de marché aux États. Ils offrent de la visibilité aux porteurs de projets et protègent indifféremment tous les consommateurs, particuliers et professionnels, indépendamment de la notation financière et du pouvoir de négociation de ces derniers. Les revenus pour l'État en période de prix de marché élevé peuvent alors être partiellement redistribués aux consommateurs, d'une manière préservant l'incitation à flexibiliser la demande. En impliquant une contrepartie publique, les CfD voient leurs risques associés pris en charge par un acteur plus à même de les supporter sur le long terme et ils permettent des investissements à contre-cycle. En cela, le système de CfD nous semble être l'outil le plus pertinent pour un développement à grande échelle en soutien aux capacités de production bas carbone.

La réforme du marché de l'électricité devrait être accompagnée de la mise en place de règles prudentielles pour les fournisseurs, assorties de sanctions en cas de non-respect ou de pratiques

abusives, ainsi que de *stress tests*. Cette réforme pourrait instaurer un fournisseur de dernier recours, financé par les autres fournisseurs, pour la clientèle desquels il constituerait une assurance.

Réduire le prix de gros moyen de l'électricité impose de réduire la dépendance européenne aux combustibles fossiles. Les énergies renouvelables ont un rôle important à jouer à ce titre mais d'autres outils seront nécessaires, notamment les énergies bas carbone pilotables (nucléaire, thermique décarboné), les outils de flexibilité (stockage, flexibilisation de la demande) et les interconnexions. La réforme du marché devrait être complétée par un ré-équilibre des soutiens publics de l'UE – très concentrés sur la partie renouvelable – en faveur de ces autres outils.

Enfin, le marché de l'électricité étant de plus en plus intégré à l'échelle européenne, une meilleure coordination des États membres – respectant le droit des États à disposer de leur bouquet énergétique, apparaît essentielle.

Réflexions générales concernant la réforme du marché de l'électricité

Enjeux

Le marché européen de l'électricité a apporté des bénéfices à l'Union européenne. On retiendra principalement sa capacité à aller chercher les capacités marginales dont les coûts variables de production sont les plus faibles, permettant ainsi d'optimiser le coût de production de l'électricité, à l'échelle européenne. Associé au développement d'interconnexions, la construction du marché européen de l'électricité a conduit à une mutualisation des marges de production, permettant de fermer de nombreuses centrales de pointe – fioul, turbines à gaz – dont la production est à la fois coûteuse et fortement carbonée. Cette « solidarité électrique » entre les États membres a enfin permis d'améliorer la sécurité d'approvisionnement en électricité, ce dont la France a pu en particulier bénéficier à l'hiver 2022-23.

Sur le marché de gros, les prix de l'électricité sont fixés heure par heure par la dernière centrale appelée. En théorie, ces prix doivent permettre de rémunérer suffisamment les actifs « infra-marginaux » et déclencher les investissements nécessaires. Cependant, le retour d'expérience montre l'incapacité des producteurs à porter seuls le risque d'investissements dans de nouveaux actifs de production électrique. Si des mécanismes de rémunération de capacité ont émergé en Europe pour favoriser les investissements dans de nouvelles capacités de production, leur introduction est encore récente – ce qui rend difficile une évaluation définitive de leur efficacité – et leurs formes peu homogènes au niveau européen. Par ailleurs, ces mécanismes peuvent contribuer au maintien voire au développement de capacités de production utilisant des énergies fossiles. Enfin, ces récents mécanismes ne traitent pas de la problématique de l'écart entre coût moyen de production et prix payé par le consommateur.

Dans son fonctionnement actuel, le marché montre ainsi deux limites principales :

- **l'absence de visibilité à long terme** qui, combinée à l'aversion au risque des investisseurs et à d'autres défaillances de marché (comme les barrières à l'entrée), ne permet pas d'assurer un investissement pérenne dans de nouveaux moyens de production,
- **la décorrélation entre les coûts moyens de production de l'électricité et le prix du marché de gros**, entraînant – en particulier dans le cas d'un envol du prix du gaz et du charbon comme ça

a été le cas pendant les deux derniers hivers – une rente pouvant être très significative pour les exploitants de capacités de production inframarginales (non fossiles), au détriment des consommateurs européens, particuliers comme industriels. La conséquence de cette situation est une progression de la précarité énergétique pour les premiers, et un risque de faillite pour les seconds.

Le fonctionnement actuel du marché de l'électricité souffre d'un autre problème qui se matérialisera de façon croissante avec l'avancée de nos politiques de décarbonation. Les investissements dans les capacités de production sont motivés par les profits anticipés des producteurs, censés être principalement dirigés par leurs revenus sur les marchés de gros. Ainsi, les producteurs bénéficient d'un prix élevé lorsque les capacités de production à coûts variables élevés (centrales à combustibles fossiles) sont marginales et forment le prix de marché. Dans le contexte de la décarbonation de l'électricité, la part des capacités de production bas carbone et à faibles coûts variables (nucléaire, éolien, solaire PV, hydraulique...) augmentera, les rendant de plus en plus souvent marginales. Durant ces périodes, les prix de marchés devraient être faibles, voire nuls ou négatifs, diminuant la rente captée par ces moyens de production. Inversement, durant certaines heures, les prix de marché devraient être extrêmement élevés afin d'activer les leviers de flexibilité (offre pilotable, stockage, demande...). On peut ainsi anticiper **une forte augmentation de la volatilité des prix de marché et de l'amplitude des fluctuations de prix. Cette incertitude croissante sur les prix et le nombre d'heures de fonctionnement des différentes technologies augmentent le risque d'investir dans des capacités de production bas carbone, pourtant indispensables pour atteindre la neutralité carbone.**

Afin de donner de la visibilité aux investisseurs et de rapprocher les coûts moyens de production des prix payés par les consommateurs, la consultation européenne propose plusieurs options, notamment : contrats de couverture à plus long terme qu'actuellement, PPA (*Power Purchase Agreement*) et compléments de rémunération (*Contracts for Difference, CfD*).

Derrière le choix entre ces différents mécanismes, se pose fondamentalement la question du portage du risque entre le coût de production de l'électricité et le prix de marché (« risque prix »). En effet, les différents mécanismes envisagés transfèrent le risque prix du producteur à la contrepartie du contrat : consommateurs, fournisseurs (détaillants) ou États. Le choix entre ces différentes alternatives doit donc s'opérer en considérant la capacité des contreparties à supporter ce risque tant en volume que dans la durée, et leurs impacts socio-économiques sur les différents types de consommateurs et les contribuables.

Enfin, la coordination entre les États membres concernant la planification de leur système électrique (production, demande, flexibilités, échanges...) reste encore très limitée. Pourtant, le marché de l'électricité est européen et les interconnexions lient de façon croissante les États membres entre eux, en les rendant de plus en plus interdépendants. Ce manque de coordination menace donc la stabilité d'un système de plus en plus intégré et, ce faisant, la sécurité d'approvisionnement électrique européenne.

[Les Power Purchase Agreements \(PPAs\)](#)

Les PPAs sont des contrats commerciaux de gré à gré liant un producteur d'électricité à une contrepartie privée (fournisseur, consommateur ou groupe de consommateurs), où la contrepartie acquiert tout ou une partie de la production d'un actif à un prix négocié. Ces contrats présentent de multiples avantages. Ils permettent d'offrir de la visibilité sur les prix au producteur (qui sait à combien

il vendra sa production) et au consommateur (qui sait à combien il achètera cette production). Ces contrats offrent ainsi un cadre favorable au financement de la transition électrique/énergétique sans recourir au soutien public. Dans ce type de contrat, le risque d'écart entre le prix de marché et le coût de production est supporté par l'acheteur du PPA.

Ces contrats ont également plusieurs limites, qui peuvent freiner leur déploiement et réduire leur pertinence en tant qu'outil majeur pour répondre aux défis du *design* de marché.

Une première limite consiste dans le fait que les PPA soient aujourd'hui uniquement réservés aux énergies renouvelables, limitant leur intérêt pour le consommateur. En effet, les consommateurs/fournisseurs équilibrent leur consommation et leurs achats d'électricité à chaque moment, et doivent corriger leurs potentiels excédents/déficits d'électricité sur le marché ou en ajustant leur consommation. Lorsque la production éolienne ou solaire PV concernée par un PPA est élevée, il est probable que la production éolienne ou solaire nationale et européenne soit également élevée, résultant en des prix du marché de gros faibles (potentiellement nuls voire négatifs). Dans cette situation, l'acheteur du PPA achète son électricité à un prix plus élevé que s'il se fournissait sur le marché de gros. Inversement, lorsque la production solaire ou éolienne est faible au niveau national ou européen, les prix ont tendance à être plus élevés, augmentant le prix de rachat d'électricité pour les acheteurs souhaitant combler la faible production de l'installation soumise au PPA. Ainsi, le PPA renouvelable ne protège que partiellement le consommateur des fluctuations des prix de marché. L'impact économique/financier de ce type de situation sera d'autant plus significatif à l'avenir, du fait de l'augmentation de la part des énergies renouvelables intermittentes dans le bouquet électrique en Europe, et présente de ce fait un risque majeur pour l'acheteur du PPA.

Si les PPA basés sur des énergies renouvelables intermittentes apparaissent aujourd'hui pour leurs acheteurs comme un moyen de baisser leur facture d'électricité, il convient ainsi de s'interroger sur leur viabilité économique à long-terme, sur la capacité des acteurs à s'engager dans ces contrats, ainsi que sur l'augmentation des risques de dénonciation de ces contrats. **Ouvrir les PPA aux actifs bas carbone pilotables – et non seulement aux énergies renouvelables – permettrait de fortement réduire le risque prix-volume porté par le consommateur, ce qui renforcerait la pérennité de ce dispositif.**

Un autre frein au développement des PPA concerne les coûts de transaction associés à la mise en place de tels contrats bilatéraux. Contrairement aux contrats de complément de rémunération qui sont relativement « standardisés » au niveau d'un État ou à des contrats à terme échangés en bourse, les PPA résultent d'une négociation entre les parties. L'évaluation du risque est donc plus complexe pour les financeurs des projets, ce qui requiert des évaluations complémentaires coûteuses et peut les conduire à davantage hésiter à soutenir un projet développé par PPA plutôt que par complément de rémunération.

Outre les risques découlant de la variabilité des clauses contractuelles, la notation financière de l'acheteur constitue également un facteur de risque pouvant faire hésiter les banques à soutenir certains projets, le risque de contrepartie étant alors plus élevé que dans des contrats publics. Surtout, elle exclura *de facto* un certain nombre de secteurs industriels perçus à risque par les prêteurs, à défaut d'apport de garanties ou de soutien public explicite.

Cela signifie que les acheteurs les mieux notés et les plus puissants économiquement disposeraient de facilités accrues pour signer des PPA (et donc se protéger des fluctuations du marché). Ils pourraient ainsi acheter leur électricité à un prix moindre, du fait de primes de risque plus faibles, ce

qui fait des PPA un instrument potentiellement inéquitable. Dans certains cas, des acteurs privés pourraient d'ailleurs acheter leur électricité à un prix inférieur à certains États.

En conclusion, si les PPA ont un rôle à jouer dans l'architecture du marché, leur ouverture à toutes les énergies bas carbone ainsi qu'une plus forte standardisation permettraient d'accroître leur attractivité. Ces évolutions ne règlent cependant pas l'inconvénient de la concentration du risque sur la contrepartie acheteuse du PPA qui doit s'engager à verser un prix fixe au producteur durant une période prolongée, même en cas de prix de marché plus faibles. L'impact de ce risque est de nature à limiter le nombre d'acteurs en capacité de conclure de tels contrats, ainsi que la pérennité de ces derniers. Par ailleurs, les PPA seront en priorité accessibles aux consommateurs présentant les meilleures garanties financières. Il convient ainsi de s'interroger quant à l'opportunité de miser principalement sur cet instrument pour conduire les investissements nécessaires dans des capacités bas-carbone.

Les contrats à terme sur les marchés

Pour que des contrats à terme puissent susciter des investissements en donnant une visibilité suffisante aux porteurs de projets, ils devraient être conclus à des échéances longues, de 10 à 15 ans. Or peu d'acteurs peuvent en pratique se permettre de s'engager sur de telles échéances. De manière similaire aux PPA, les acheteurs décidant de conclure de tels contrats s'exposeraient au risque de voir un jour le prix spot passer sous les contrats à terme qu'ils ont signés. Ce risque engendre un manque de liquidité et de profondeur sur les marchés pour les échéances lointaines (au-delà de 3 à 5 ans), conduisant *de facto* à une quasi absence de transactions. Cette incapacité à former des contrats à terme de longue maturité sur les places de marché n'a pas de raison de changer à l'avenir.

Les compléments de rémunération (CfD)

Les contrats de complément de rémunération à double sens sont des contrats entre un producteur et une contrepartie publique (État ou organisme étatique) garantissant au producteur un prix pour chaque unité produite. Le principe sous-jacent est le paiement par la contrepartie publique de la différence entre le prix garanti dans le contrat (le plus souvent à partir d'enchères) et le prix de vente de l'électricité sur le marché de gros. Ce paiement est alors positif durant les périodes de prix de marché faible – prémunissant le producteur d'une baisse de revenus – et négatif durant les périodes de prix de marchés élevés – protégeant la contrepartie acheteuse de fortes hausses de prix. Cet instrument a démontré son efficacité pour le développement des énergies renouvelables en Europe, en permettant le financement de nombreux projets dont les coûts étaient supérieurs au prix du marché au moment de la décision d'investissement. Il a également montré sa pertinence face à l'envol des prix de marché en 2022, en permettant aux États européens de capter l'écart entre prix garanti et prix de marché, ce qui leur a permis de financer en partie leurs « boucliers tarifaires ».

Ainsi, les CfD ont l'intérêt d'offrir aux porteurs de projet une visibilité suffisante à long terme pour qu'ils puissent faire émerger leurs projets, en transférant le risque prix vers la contrepartie publique. La contrepartie publique offre plusieurs avantages :

- elle réduit le risque de contrepartie pour les financeurs de projets, faisant baisser le coût d'accès aux capitaux et *in fine* de production ;

- elle permet un pilotage du bouquet par la puissance publique en cohérence avec les engagements de développement d'énergie bas-carbone ;
- elle permet de prendre des engagements à plus long terme et à contre-cycle (quand les prix de marché sont faibles) ;
- elle capte les potentielles rentes infra-marginales « excessives » des actifs bas-carbone lors de périodes de pics de prix.

Ces caractéristiques constituent des atouts des types de contrats CfD face à ceux à contrepartie privée (« PPA »). En outre, les compléments de rémunération préservent le signal-prix, donc l'incitation pour le consommateur à flexibiliser sa demande.

L'implication d'une contrepartie publique présente par ailleurs un certain nombre de limites. L'une d'entre elles réside dans la question de la pertinence de ses choix politiques de planification et de sa capacité à faire baisser les coûts.

Une autre limite concerne la capacité par l'État à supporter le risque prix. En effet, lors de périodes prolongées de prix de marché de gros faibles, les compensations payées aux producteurs peuvent atteindre des montants conséquents. Dans le contexte de la décarbonation du système électrique et de fort développement des énergies bas-carbone, les volumes concernés et le niveau de la compensation lié à chaque CfD sont amenés à augmenter, pouvant peser significativement sur les finances publiques.

Les CfD sont un outil à l'efficacité prouvée permettant d'assurer des investissements dans des actifs de production bas-carbone. Leur généralisation pourrait néanmoins se heurter aux potentielles difficultés des États à porter l'entièreté du risque prix au vu des investissements massifs à réaliser.

La question de la prise en charge financière du mécanisme de complément est alors centrale, ce complément pouvant représenter un coût ou une recette pour l'État selon le niveau de prix du marché. L'État serait alors libre de déterminer la forme et destination du transfert du risque (e.g., finances publiques, contribuables, consommateurs finaux).

Dans le cas spécifique d'un transfert des compléments de rémunération (positifs ou négatifs) aux consommateurs d'électricité, ce type de contrat peut être une façon de rapprocher les prix de détail des coûts de production moyens pour l'ensemble des consommateurs. En effet, le prix payé pour l'électricité se rapprocherait du prix garanti par le CfD, quel que soit le prix sur le marché de gros. Le mécanisme de transfert doit alors être justement calibré afin de conserver le signal prix tout en intégrant des considérations socio-économiques et de compétitivité.

En définitive, les compléments de rémunération nous semblent être un outil à développer de façon prioritaire. Ils donnent la visibilité nécessaire à la réalisation des investissements dans des capacités de production bas carbone, tout en conservant l'incitation à flexibiliser la demande côté consommateur, le consommateur restant exposé aux fluctuations du prix de marché. Les mesures compensatoires intervenant *a posteriori* doivent alors être justement calibrées pour ne pas nuire à ce signal-prix. Comparativement aux autres mécanismes considérés dans ce document, les CfD ont pour avantage notable d'avoir une contrepartie publique. En terme de profondeur financière et d'horizon d'engagement, les États nous paraissent les plus à même de porter les mécanismes de soutien indispensables aux investissements du système électrique et à l'atteinte des objectifs de décarbonation.

Pour finir, nous nous interrogeons sur les modalités concrètes à mettre en place dans le cas de politiques publiques visant à supporter à la fois le développement des PPA et des CfD, dès lors que les CfD s'accompagneraient de mécanismes de transfert des compléments de rémunération vers les consommateurs finaux. Ces deux mécanismes sont-ils exclusifs l'un de l'autre ou peut-on trouver des façons pertinentes de les faire coexister ?

Mise en place de règles prudentielles pour les fournisseurs

La mise en place d'une réglementation plus stricte comprenant des règles prudentielles contraignant la couverture des fournisseurs, interdisant certaines pratiques abusives (abandon de clients...) et organisant des « stress tests » comme cela existe pour les banques permettrait de renforcer la résilience du marché de détail¹. Au plus fort de la crise, certains clients ont été abandonnés par leur fournisseur, soit car ce dernier s'était insuffisamment couvert et se trouvait dans l'impossibilité de poursuivre la fourniture, soit parce que certains fournisseurs peu scrupuleux s'étant couverts ont préféré profiter d'effets d'aubaine en abandonnant leurs clients pour revendre leurs couvertures à prix élevé. La réglementation devrait donc s'assurer que tous les fournisseurs disposent d'un taux de couverture suffisant pour être en mesure de répondre aux besoins de leur clientèle, même en cas de crise. Ce taux de couverture pourrait passer par des contrats de long terme auprès de producteurs (type PPA), des actifs de production en propre, une trésorerie dédiée, etc. La fourniture d'électricité constituant un service indispensable au consommateur, des *stress tests* visant à évaluer la solidité des couvertures des fournisseurs devraient être réalisés à intervalles réguliers. L'interdiction des pratiques abusives et la mise en place de sanctions pouvant aller jusqu'à un retrait de licence de fourniture pour les fournisseurs insuffisamment couverts ou abandonnant leur clientèle renforcerait la résilience du marché de détail.

Enfin, face au risque de défaut des fournisseurs, un fournisseur de dernier recours devrait être identifié, et financé par les autres fournisseurs étant donné qu'il agirait pour ces derniers comme une assurance vis-à-vis de leur clientèle.

¹ Voir N. Goldberg et A. Guillou, Décorrélérer les prix de l'électricité de ceux du gaz : mission impossible ?, Terra Nova, 16 janvier 2023 – Proposition 2 : pour les marchés de détail, page 23