

part of eex group



EPEX SPOT

Contribution à la
consultation publique sur
la Stratégie française
énergie-climat

21 décembre 2023
Paris

EPEX SPOT organise les marchés spot de l'électricité pour l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, le Danemark, la Finlande, la France, le Luxembourg, la Norvège, les Pays-Bas, la Pologne, le Royaume-Uni, la Suède et la Suisse. Le volume d'électricité négocié sur nos marchés s'est élevé à 611 TWh en 2022. EPEX SPOT compte aujourd'hui plus de 370 membres.

Depuis 2016, EPEX SPOT organise également le marché secondaire des garanties de capacité en France. En outre, nous proposons depuis peu des marchés locaux de flexibilité et des enchères de garanties d'origine afin de promouvoir l'intégration des énergies renouvelables et d'encourager la participation active des consommateurs et des producteurs sur le marché de l'électricité.

Notre réponse à la consultation publique sur la future Stratégie française énergie-climat (SFEC) s'attache à mettre en lumière l'importance des marchés et des signaux prix dans le processus de la décarbonation.

A. Valorisation de la flexibilité pour transformer les systèmes électriques

Nous nous félicitons de la volonté du Gouvernement français de développer dans le cadre de la future SFEC et de la future PPE3 un bouquet de solutions de flexibilité dans notre système énergétique. La future SFEC reconnaît que *« les flexibilités interviennent à toutes les échelles de temps, du temps long des flexibilités structurelles et régulières jusqu'à l'équilibrage proche du temps réel »*. Le document mis en consultation met également en avant que *« la flexibilité de la demande doit devenir d'ici 2030 un outil crucial pour le fonctionnement du système électrique, avec la nécessité d'un « passage à l'échelle » et d'un pilotage renforcé »*.

La gestion des congestions est l'une des préoccupations majeures du fonctionnement du système électrique de demain. Il est dès à présent indispensable de s'assurer que le réseau électrique est adéquatement dimensionné pour garantir le transport et la distribution de l'énergie électrique décarbonée à tout moment. Avec le développement massif des énergies renouvelables intermittentes et la décentralisation du système électrique, les situations de congestion ne vont que se multiplier. Si aujourd'hui les problèmes de congestion concernent avant tout les réseaux de transport de l'électricité, les réseaux de distribution seront inévitablement confrontés à court et moyen terme à ce défi et doivent désormais dégager des pistes d'action concrètes.

En effet, le développement accéléré des énergies renouvelables en France et l'électrification renforcée des secteurs du bâtiment et des transports mettent en lumière l'importance de développer des flexibilités locales pour gérer les congestions sur le réseau. Comme l'indique la Commission de Régulation de l'Énergie dans son récent rapport sur le développement d'un réseau électrique intelligent¹, *« les flexibilités peuvent aussi servir à résoudre des congestions locales sur le réseau. Ces congestions peuvent survenir du fait d'un décalage trop important entre la production et la consommation dans une zone (...) ou pour répondre à un besoin immédiat et temporaire d'exploitation (...) ou de placement de travaux. La flexibilité vient alors en complément ou remplacement d'un investissement réseau. »* A cet égard, le projet de la SFEC propose que la PPE3 reflète mieux, dans le tarif de raccordement, les coûts de chaque projet pour le système, en tenant compte des moyens locaux de flexibilité ou de stockage.

¹ Commission de Régulation de l'Énergie, « Rapport d'évaluation de la performance des gestionnaires de réseaux sur le développement d'un réseau électrique intelligent », décembre 2023.

EPEX SPOT s'intéresse aux flexibilités locales depuis une dizaine d'années et souhaite mettre à profit le potentiel que présentent ces solutions de flexibilité pour contribuer à l'indépendance électrique de la France ainsi qu'à la décarbonation et la compétitivité de notre électricité. L'expansion du réseau implique des travaux de longue durée et, dans certains cas, des solutions de flexibilité peuvent constituer une alternative plus rentable, permettant de différer les investissements dans le réseau.

La flexibilité peut être valorisée à travers différentes étapes du marché de l'électricité : marchés spot et d'équilibrage, l'achat de services systèmes ainsi que de service de gestion de la congestion. Ainsi, le marché intrajournalier et la flexibilité locale sont des marchés distincts pour des usages différents, avec des produits qui leur sont propres, et donc à des prix différents. Ces marchés ne devraient donc pas être confondus car cela créerait des distorsions des signaux de prix et porterait atteinte à la transparence globale du marché. Cette approche permettant de distinguer les différentes finalités du marché s'inscrit également dans les discussions en cours au niveau européen concernant l'instauration du code de réseau relatif à la participation active de la demande. Par ailleurs, de nouveaux projets, qui mettent à disposition des services de gestion de la congestion, émergent dans plusieurs pays européens, tels que les Pays-Bas, l'Allemagne ou le Royaume-Uni.

En France, les flexibilités locales reflètent également des attentes émanant de nombreux acteurs des territoires, des acteurs de marché et des gestionnaires de réseaux. Ainsi, nous considérons qu'il existe un potentiel suffisant afin de lancer un véritable marché local de flexibilité. Les marchés locaux de flexibilité représentant une solution économiquement viable et facile à mettre en œuvre, devraient naturellement compléter les principaux chantiers de développement du réseau pour relever le défi de la congestion. Les marchés locaux permettent également d'utiliser au mieux les flexibilités du système, y compris la flexibilité de la demande.

Les marchés locaux de flexibilité instaurent un lieu d'échange qui centralise efficacement les offres de flexibilité pour la gestion de la congestion. D'une part, les opérateurs de réseau sont en mesure de résoudre les congestions physiques de manière fiable et économique. D'autre part, les fournisseurs de flexibilité bénéficient d'une opportunité de revenus supplémentaires provenant de la rémunération de la flexibilité qu'ils peuvent fournir. Grâce à une plateforme d'échange, la rencontre de l'offre et la demande est déterminée de manière anonyme et sûre, permettant l'émergence d'un signal de prix transparent. Ce signal de prix est également important pour les investissements futurs.

Si nous reconnaissons que les capacités additionnelles en matière de flexibilité seraient de nature à assurer l'équilibre offre-demande à tout instant, nous estimons que ces solutions devraient être rémunérées par les mécanismes de marché. Durant la phase de transition, certains mécanismes de soutien pourraient être toutefois encore nécessaires. Ces régimes de soutien doivent être justifiés par une défaillance avérée du marché qui ne peut être palliée autrement, clairement limités dans le temps, et fondés sur le marché. L'une des propositions évoquées dans le document de la SFEC consiste à évaluer l'opportunité et la faisabilité de « contract for difference » flexibilité. Nous considérons que ce dispositif, s'il est mal conçu, pourrait représenter une charge importante pour les finances publiques. Le recours généralisé à ce dispositif pourrait *in fine* conduire à une liquidité réduite des marchés valorisant la flexibilité et donc à une formation des prix moins efficace.

Pour cette raison, des solutions fondées sur le marché devraient être davantage encouragées. Les GRD et les GRT pourraient procéder à des analyses coûts-bénéfices résultant des transactions basées sur le marché. Ces évaluations pourraient prendre en compte les gains en termes de coûts de redispatching et d'investissement dans le réseau. Dans la même

optique, toute dépense liée à l'approvisionnement basé sur le marché, notamment dans le cadre de la gestion de la congestion et de réglage de la tension, devrait être soigneusement analysée et compensée par la suite aux GRD et GRT.

B. Intégration des énergies renouvelables dans le marché

Afin d'atteindre l'objectif de sortie progressive des énergies fossiles, la SFEC prévoit de mobiliser les capacités d'investissement public et privé. Pour les énergies renouvelables, le document rappelle qu'il y a deux grands modes de rémunération dans le cadre des dispositifs de soutien dans les secteurs électrique et gazier : l'obligation d'achat et le complément de rémunération. Le surcoût résultant de ces deux mécanismes de soutien est supporté par les opérateurs qui assurent les missions de service public d'achat de l'énergie ou de versement du complément de rémunération. Ce surcoût est compensé chaque année par l'État au titre des « Charges de service public de l'énergie ». En cas de hausse exceptionnelle des prix de l'énergie, ces charges peuvent cependant devenir des recettes importantes pour les finances publiques.

EPEX SPOT souhaite rappeler que l'intégration des énergies renouvelables dans le marché représente une solution efficace pour garantir une juste rémunération des producteurs d'énergies renouvelables.

Les marchés spot sont des marchés physiques qui existent afin d'équilibrer la production et la consommation d'énergie (marché journalier) et de corriger les erreurs de prévisions jusqu'à la livraison (marché intrajournalier). Pour le marché intrajournalier, les augmentations de production peuvent être gérées avec des produits de négoce plus précis, comme les produits à 15 minutes ou 30 minutes.

S'agissant de l'impact des énergies renouvelables sur les prix du marché de gros, on constate en général que l'augmentation de la capacité de production d'électricité de source renouvelable a fait baisser les prix de marché ces dernières années. Toutefois, le mécanisme de soutien aux renouvelables dégrade le signal prix en le décorrélant du coût véritable de production de l'électricité. Par exemple si l'Etat subventionnait en France des capacités éoliennes très ambitieuses en complément de rémunération, les prix day-ahead seraient souvent à 0€/MWh alors que le coût réel pourrait être plutôt de l'ordre de 80€/MWh. Les mécanismes de soutien actuels ne sont donc pas durables dans le long-terme. Même si les primes d'achat fondées sur des enchères ont amélioré l'intégration des renouvelables dans le marché comparé aux tarifs d'achat, elles ne constituent pas un mécanisme souhaitable dans un système où la part des renouvelables est beaucoup plus importante.

L'objectif final devrait être l'intégration complète des énergies renouvelables dans le marché. Ceci signifie que dans le long terme, les renouvelables devraient se comporter comme toutes les autres sources d'énergie sur le marché et répondre aux mêmes règles que les autres actifs. Les subventions créent des distorsions de prix, qui amènent à une décorrélation du prix de marché et du coût réel de la production d'électricité. En outre, pour le bon fonctionnement du marché de l'électricité et le succès de la transition énergétique, il est nécessaire que les centrales post-subsidiation restent pleinement dans le marché au lieu d'être démantelées, afin de contribuer à des marchés de l'électricité liquides et concurrentiels en Europe, avec des prix fiables.

La clé de l'intégration complète des énergies de source renouvelable est de fournir aux acteurs du marché la possibilité de faire des offres correspondant à leurs coûts marginaux sur les marchés de l'électricité dérivés et spot. Grâce à une concurrence efficace, les coûts de financement, et donc les coûts uniformisés de l'électricité, diminueront. Les énergies

renouvelables réagiront pleinement au signal prix du marché et seront pleinement exposées à ce même signal. La rémunération sera fixée selon les revenus issus du marché, à partir de la rémunération de la ressource, c'est-à-dire le prix du marché de l'électricité pour chaque MWh produit, ainsi que de la rémunération liée au type d'électricité produite (garantie d'origine) et aux autres services qui peuvent être fournis au niveau du système (équilibre, gestion de la congestion et services auxiliaires).

EPEX SPOT opère depuis septembre 2022 les enchères paneuropéennes des garanties d'origine. Le système prévoit une mise aux enchères multilatérale mensuelle pour les GO issues des installations de production d'énergies renouvelables dans des pays sélectionnés qui font partie du système européen de certification énergétique (EECS). En octobre 2023, nos enchères GO ont atteint un record de 1 116 688 MWh vendus. Si actuellement les prix des GO sont bas (avec des GO standards de 3€/MWh), ces prix augmenteront du fait de la demande croissante, ainsi que du rehaussement des objectifs politiques de développement des énergies renouvelables.

Par ailleurs, nous considérons que dans les futurs appels d'offres mixtes qui seront expérimentés en France, la partie de la production couverte par un contrat PPA sans soutien devrait également pouvoir bénéficier des garanties d'origine même si l'autre partie de la production est en complément de rémunération. Cette proposition pourrait encourager davantage le développement des contrats PPA en France.

En effet, les mécanismes de complément de rémunération et de tarif d'achat existant constituent un frein important au développement des contrats PPA. Le développement du financement des installations renouvelables par des PPA permettrait d'accélérer la transition énergétique en ouvrant de plus larges facultés de mobilisation des financements privés sur des projets d'énergies renouvelables. Nous considérons cependant que c'est le marché spot qui permet d'équilibrer la production et d'anticiper les déviations. Même dans un contexte de développement des PPA, ceci reste pertinent car les énergies renouvelables sont sujettes à des fluctuations constantes que même les PPA ne peuvent prévoir au MWh près. Seuls les marchés Day-Ahead et Intraday peuvent intégrer efficacement le caractère fluctuant des énergies renouvelables.

Ce mécanisme fonctionne de pair avec le marché à long terme. EEX voit dans les contrats à terme standards sur l'électricité l'instrument permettant de couvrir les risques à long terme des PPA, selon les tendances du marché, par exemple la couverture du risque des PPA sur le marché de l'électricité espagnol. Cela permet aux énergies renouvelables d'exister sans subvention tout en offrant l'opportunité aux opérateurs et aux investisseurs de gérer le risque de prix des PPA sur le long terme.

C. Importance du signal prix carbone

Nous considérons que le pilotage efficace de la transition devrait reposer sur un équilibre entre signal-prix, réglementation et tarification du carbone.

Le système d'échange d'émissions est l'un des principaux instruments de lutte contre le changement climatique. Le prix du carbone est librement déterminé par le marché tandis que l'offre initiale diminue selon une trajectoire linéaire, préalablement établie. Ainsi, le signal prix de CO₂ est considéré comme l'incitation principale d'investissement pour les technologies à faibles émissions de carbone. En tant que plateforme d'enchères commune et plateforme d'échange secondaire d'émission, European Energy Exchange (EEX) facilite le fonctionnement du système EU ETS depuis sa création en 2005. Fort de cette expérience, le

Groupe EEX préconise un cadre politique clair permettant d'atteindre la neutralité carbone au coût le plus bas possible et s'appuyant sur des mécanismes de marché.

La demande pour les énergies fossiles est amenée à se réduire progressivement avec l'accélération de la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Cependant, tant que les centrales électriques à combustibles fossiles déterminent le prix de l'électricité selon l'ordre du mérite, la tarification du carbone sera prise en compte dans le prix final de l'électricité. Il ne faut cependant pas la considérer comme un coût, mais comme un investissement dans les énergies propres. Par conséquent, une politique ambitieuse en matière de prix du carbone et l'intégration dans le marché des technologies décarbonées pourrait avoir des effets désinflationnistes. Dans ce scénario, le prix de marché sera davantage formé par la production décarbonée du fait de sa part accrue dans le système électrique français et européen. Les centrales électriques à combustibles fossiles vont perdre leur importance dans l'ordre de mérite et leur durée annuelle de fonctionnement diminuera progressivement.

A contrario, si l'Etat décide de maintenir le soutien public aux énergies renouvelables, ces subventions feront augmenter les coûts pour les consommateurs qui ne seraient pas intégrés dans les prix de gros de l'électricité. Ils seraient cependant inclus directement dans les prix de détail de l'électricité ou payés via des taxes spécifiques. Ce système affaiblirait le signal du prix du carbone, réduisant ainsi l'efficacité du système d'échange mis en place. Il en va de même pour d'autres types de subventions qui contredisent, plutôt que complètent, le fonctionnement des marchés du carbone, comme les Carbon Contracts for Difference (CCfDs). Ce constat vaut également pour les marchés dont certains secteurs sont entièrement ou partiellement réglementés par l'Etat.

En résumé, nous proposons que la future SFEC et la SNBC prévoient une approche multidimensionnelle de la transition écologique, combinant à la fois l'intégration des énergies renouvelables dans le marché et l'importance du prix du carbone.

Joanna Cap

Public and Regulatory Affairs Manager
France and Poland

j.cap@epexspot.com

Davide Orifici

Director Public & Regulatory Affairs and
Communications

d.orifici@epexspot.com