

Réponse d'EEX et EPEX SPOT à la consultation sur une nouvelle régulation économique du nucléaire existant

Introduction

La Bourse Européenne de l'Electricité EPEX SPOT et la Bourse Européenne de l'Energie EEX saluent la consultation publique du Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire sur une réforme de l'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire (ARENH).

EEX est la première Bourse de l'énergie en Europe. Elle développe, opère et connecte des marchés sûrs, liquides et transparents pour l'énergie et des produits connexes. EEX propose des contrats sur l'électricité, le gaz naturel et les quotas d'émission ainsi que d'autres produits. Concernant les dérivés électricité, un volume total de 3973 TWh a été échangé en 2019 sur les marchés européens d'EEX. La Bourse EEX offre depuis longtemps des produits dérivés électricité français (French power futures) et a significativement contribué au développement du marché français avec 357 TWh négociés ou compensés via EEX en 2019. Au total, EEX propose des contrats à terme financiers (cash-settled futures) pour 20 marchés européens de l'électricité.

EPEX SPOT organise les marchés spot de l'électricité pour l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, la France, le Luxembourg, les Pays-Bas, le Royaume-Uni et la Suisse. En 2019, plus de 300 membres d'EPEX SPOT ont négocié 593 TWh sur les marchés journalier et intrajournalier de la Bourse, soit un tiers de la consommation totale dans ces huit marchés. Cette même année, la Bourse a permis la livraison de 121 TWh en France, soit 25% de la consommation d'électricité. EPEX SPOT organise également le marché secondaire des garanties de capacité.

Le groupe EEX, auquel appartiennent EEX, EPEX SPOT et Nodal Exchange aux États-Unis, est la Bourse numéro un au niveau mondial pour le trading d'électricité. EPEX SPOT et EEX ont pour mission de faire avancer l'intégration européenne des marchés de l'énergie et de faciliter la transition énergétique. La formation de prix fiables et transparents sur les marchés de l'électricité spot et à terme, par le jeu de l'offre et de la demande, est au cœur de cette mission.

Ces prix de référence sont indispensables pour :

- faciliter l'intégration des énergies renouvelables à moindre coût pour la collectivité
- offrir un signal prix transparent pour le marché
- guider les décisions d'injection et de soutirage à court et moyen terme, ainsi que les investissements dans de nouveaux moyens de production à long terme ; permettre aux propriétaires d'actifs d'obtenir des rendements satisfaisants
- stimuler le développement de nouvelles technologies et de nouveaux services
- donner une réelle valeur à l'électricité, encourageant les consommateurs industriels et résidentiels à modérer leur consommation
- contribuer à une utilisation efficace des infrastructures de réseau via le couplage de marché, afin d'assurer un approvisionnement en toute sécurité

Résumé

EPEX SPOT et EEX ont activement contribué aux débats sur le mécanisme de l'ARENH au cours des dernières années et régulièrement attiré l'attention sur l'impact négatif du mécanisme existant sur le fonctionnement des marchés et la pertinence du signal prix français et européen. Le remplacement de l'ARENH par un mécanisme basé sur le marché est une évolution nécessaire qui devrait intervenir dans les meilleurs délais. La proposition de nouvelle

régulation du nucléaire apporterait une amélioration sensible et bienvenue en ce qu'elle se rapproche des principes de marché. Les points suivants doivent être soulignés :

- La France se trouve au cœur du marché intérieur de l'électricité. Le maintien d'une régulation du nucléaire au-delà de 2025 ne doit donc en aucun cas remettre en cause les objectifs fixés au niveau européen dans le cadre du « Paquet Energie Propre » et du « Pacte Vert », notamment
 - le développement d'un marché unique de l'électricité capable de faire émerger les signaux de prix nécessaires à la transition énergétique
 - une libre formation des prix sur les marchés de gros tout en offrant un choix accru aux clients sur les marchés du détail
 - la suppression progressive des tarifs réglementés de l'électricité, afin que les prix sur les marchés du détail reflètent davantage le prix de l'énergie
- Toute nouvelle régulation doit éviter les distorsions de marché liées à un dispositif d'allocation physique tel que l'ARENH.
- La nouvelle régulation proposée, basée sur l'introduction de règlements financiers parallèles à la cession des volumes sur les marchés, devrait renforcer la liquidité des marchés, au bénéfice des consommateurs français et européens.
- Des points importants liés au design du nouveau mécanisme restent à définir pour déterminer l'impact de cette nouvelle régulation sur le marché, notamment le mécanisme de vente régulée des volumes de l'opérateur nucléaire et la largeur du corridor de prix.
- La vente des volumes sur les marchés organisés via une Bourse de l'électricité permettrait la transparence et la neutralité des prix de court et long-terme, l'anonymat des transactions et faciliterait l'encadrement par le régulateur sectoriel ainsi que la connexion entre différents marchés.

Q1 : partagez-vous les constats sur la régulation économique du nucléaire actuelle ?

Alors que la France est le deuxième plus gros consommateur d'électricité en Europe, la liquidité de son marché de l'électricité à terme demeure actuellement réduite par rapport à celle de ses voisins, ce qui pénalise l'ensemble du marché unique de l'électricité. Le tableau ci-dessous témoigne d'un écart significatif entre les volumes échangés sur les marchés français et allemand. A titre indicatif, 6209 TWh ont été échangés sur le marché allemand en 2019, soit plus de 8 fois les volumes échangés en France (776 TWh). Il montre aussi que si les volumes du marché allemand se sont contractés depuis 2016, ils se sont encore plus réduits sur le marché français.

Comparaison des volumes France / Allemagne pour les futures et forwards électricité

en TWh	2016	2017	2018	2019
Volumes totaux du marché FR (EEX+OTC)	1392	964	837	776
Volumes totaux du marché DE (EEX+OTC)	7225	6426	6572	6209
Rapport volumes FR/(FR+DE)	16.15%	13.04%	11.30%	11.11%
EEX (financier) FR	459	270	318	357
EEX (financier) DE	2665	1883	2021	2616
Rapport volumes EEX FR/(FR+DE)	14.70%	12.54%	13.60%	12.01%

Source: EEX, London Energy Broker Association

EPEX SPOT et EEX, tout comme d'autres acteurs du marché, ont régulièrement attiré l'attention sur la forte contribution de l'ARENH à l'assèchement de cette liquidité. Ce constat, qui s'ajoute à ceux relevés dans la proposition, doit amener un questionnement sur la pertinence et l'efficacité du dispositif ARENH, prévu pour être un dispositif transitoire.

Les possibilités d'arbitrage financier entre l'approvisionnement via l'ARENH et celui sur les marchés de gros à terme ont altéré le fonctionnement des marchés à terme. Par ailleurs, le cas de l'année 2016, pendant laquelle il n'y a pas eu de demande d'ARENH, témoigne d'une liquidité suffisante sur les marchés de gros pour assurer l'approvisionnement des fournisseurs alternatifs.

Comme l'indique le tableau ci-dessous, depuis 2016, les volumes échangés sur le marché français des « forwards » et des « futures » ont connu une baisse de près de 45%. Cette baisse est fortement corrélée à la hausse de la demande ARENH ces dernières années, qui s'est substituée à l'achat sur les marchés de gros.

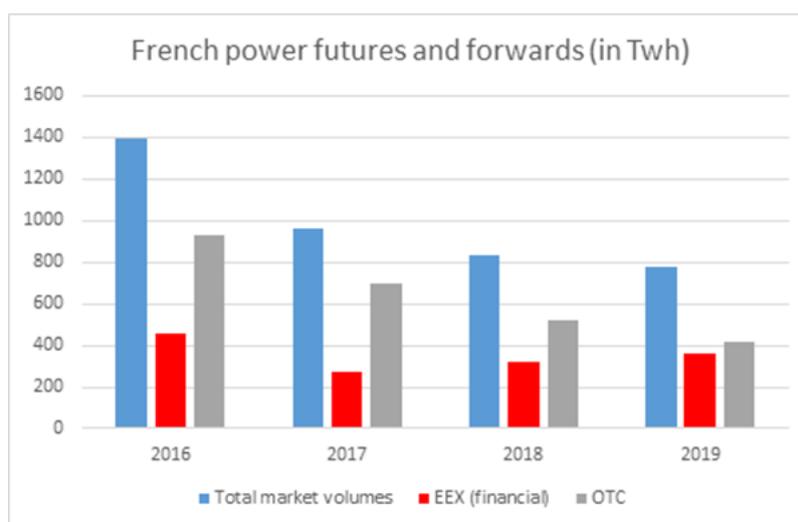
Cette baisse de la liquidité se traduit par :

- une fourchette achat-vente plus large
- une augmentation des coûts de transaction pour les acteurs du marché
- une réduction des possibilités de transactions
- un signal prix moins fiable
- une limitation du nombre et de la diversité des acteurs de marché

Evolution des volumes pour les futures et forwards sur le marché français

Structure de marché	French power futures + forwards			
en TWh	2016	2017	2018	2019
Total des volumes du marché	1392	964	837	776
EEX (financier)	459	270	318	357
OTC (principalement physique)	933	694	519	419
Arenh dans la monnaie	non	oui	oui	oui
Changement d'une année à l'autre du marché total		-30.75%	-13.17%	-7.29%
Changement 2016 vs 2019				-44.25%
Changement EEX 2016 vs 2019				-22.29%
Changement OTC 2016 vs 2019				-55.07%

Source : EEX, London Energy Broker Association



Source : EEX, London Energy Broker Association

Q2 : Au regard des objectifs poursuivis mentionnés plus haut, une régulation économique vous paraît-elle nécessaire après 2025 ?

La France se trouve au cœur du marché intérieur de l'électricité, dont le but est d'offrir aux ménages et entreprises une énergie sûre, sécurisée, durable, compétitive et abordable.

Les Etats Membres de l'UE se sont engagés à renforcer l'intégration des marchés de l'électricité à travers différents paquets législatifs. Le Green Deal présenté par la nouvelle Commission européenne souligne l'importance de développer un « marché de l'énergie intégré, interconnecté et digitalisé » dans un contexte de croissance des renouvelables.

Il est essentiel que les politiques nationales soient en cohérence avec ces objectifs et participent au développement d'un marché unique de l'électricité capable de faire émerger les signaux de prix nécessaires à la transition énergétique. Loin d'opposer marché et régulation, il s'agit avant tout d'éviter l'introduction de multiples mesures correctives qui viennent perturber le fonctionnement du marché.

Si des mesures correctives sont nécessaires, celles-ci doivent se rapprocher le plus possible des principes de marché. A titre d'exemple, l'introduction du complément de rémunération pour la vente des renouvelables a rapproché la production renouvelable des contraintes et du signal prix du marché, fournissant ainsi aux opérateurs d'installations renouvelables de nouvelles possibilités de valorisation de leur production et des incitations à optimiser celle-ci en prenant en compte l'équilibrage du réseau. L'efficacité de cette approche est largement reconnue.

Par le passé, le dispositif ARENH existant a ralenti l'évolution vers un marché de gros plus liquide et plus efficace en France avec un signal prix fort. Un marché plus mature offre de nouvelles opportunités et apporte des avantages aux consommateurs finals, car les acteurs peuvent mieux optimiser leurs portefeuilles à court et à long terme tout en bénéficiant de coûts de transaction inférieurs.

Q3 : Selon vous, quels effets une telle régulation est-elle susceptible d'avoir sur le fonctionnement des marchés ?

Comparée à l'ARENH, la nouvelle régulation du nucléaire marque un rapprochement important vers des principes de marché. Pour EPEX SPOT et EEX, cette évolution est bienvenue et devrait intervenir dans les plus brefs délais.

Le passage du prix fixe de l'ARENH (physique) à la vente sur le marché est un changement très positif. Celui-ci est justifié compte tenu de la maturité et de la fiabilité des marchés de l'électricité européen et français. Le développement du marché français des dérivés, malgré l'ARENH, témoigne d'un fort potentiel. Les volumes se négocient de plus en plus via les marchés réglementés : en 2019, 46% de l'ensemble du marché français des dérivés de l'électricité (357 TWh sur ~ 800 TWh de taille totale du marché) ont été négociés ou compensés via les marchés réglementés EEX, contre 20% en 2014. Cette part de marché importante, proche de 50%, et cette évolution vers les marchés réglementés a augmenté la transparence et la liquidité sur le marché français et renforcé le signal de prix à long terme pour l'électricité française. Les prix EEX (cours de compensation) sont devenus un indice de référence pour les acteurs du marché français, comme dans d'autres pays européens où le marché de gros à terme est plus développé.

La régulation proposée aura des effets positifs sur le fonctionnement des marchés français et européens de l'électricité et la pertinence du signal prix, au bénéfice des consommateurs. Plus un

marché est liquide et plus la concurrence entre différentes ressources se développe, plus il est aisé, rapide et peu coûteux de réaliser des transactions sur le marché. Ceci permet *in fine* au marché de détail d'offrir les meilleurs prix au consommateur final.

1. La vente de la production nucléaire sur les marchés de gros va renforcer la liquidité de ces marchés, à commencer par la liquidité du marché à terme. Ceci signifie pour l'ensemble des acteurs de marché français et européens plus de possibilités de couverture des risques.
2. Cette liquidité additionnelle permettra une réduction de la fourchette achat-vente et donc une réduction des coûts de transaction pour les participants au marché. Ceci se traduit également par une réduction du coût de la fourniture d'énergie dans la facture du consommateur.
3. Le marché spot bénéficierait également, mais dans une moindre mesure, de cette liquidité additionnelle. Cela dépendra de la définition des périmètres d'équilibres et des possibilités d'échange de bloc (NEB) entre l'opérateur nucléaire et EDF fournisseur. Cela dépendra également du volume de dérivés que les participants au marché décideront de nommer physiquement sur l'enchère day-ahead.
4. La nouvelle régulation maintient la fiabilité du signal de prix spot sur les marchés européens couplés.

Cette liquidité additionnelle ne devrait pas avoir d'influence structurelle sur le niveau des prix eux-mêmes, et ceci même si les volumes additionnels sont importants, car l'équilibre offre-demande devrait rester inchangé. A titre de comparaison, l'obligation depuis 2010 pour les GRT allemands de vendre les volumes sous tarifs d'achat sur le marché n'a pas eu d'impact sur la volatilité du prix ni sur sa fiabilité, malgré ces volumes additionnels, car l'équilibre offre-demande global n'a pas été modifié.

La nouvelle régulation a également l'avantage de mettre l'ensemble des fournisseurs sur un pied d'égalité, sous réserve que le principe de séparation des activités de production nucléaire et de fourniture soit respecté. L'ensemble des acteurs peuvent participer au marché quelle que soit leur taille, soit directement soit via des intermédiaires.

Pour autant, EPEX SPOT et EEX restent très attentifs à la définition d'importants éléments de design de la nouvelle régulation qui pourraient avoir des effets sur le fonctionnement du marché. La nouvelle régulation exigera également une surveillance rigoureuse du régulateur pour garantir la fiabilité du signal prix, car la régulation s'appliquera à une part importante de la capacité de production d'électricité en France.

Q4 : Vous paraît-il opportun au regard des objectifs poursuivis que la stabilité recherchée avec cette régulation maintienne sur le productible nucléaire une exposition partielle au prix de marché, et le cas échéant quel serait l'amplitude pertinente pour le corridor en €/MWh ?

La nouvelle régulation fournit au producteur nucléaire des incitations à optimiser l'utilisation du parc (planification des maintenances, dispatch court-terme, etc) grâce à une exposition résiduelle au prix de marché. En effet, le « Prix de Vente du Nucléaire » étant calculé uniquement sur la base des transactions à terme CAL, l'opérateur nucléaire continuera à être incité à maximiser ses revenus sur les marchés de court (day-ahead/intraday) et moyen termes (quarters/months ahead), car il conservera les revenus issus de cette optimisation. Cette mesure est bienvenue.

Par ailleurs il est indispensable de disposer d'un prix de référence solide et reproductible pour la production nucléaire. L'utilisation du prix d'une Bourse comme prix de référence est recommandée, pour les raisons évoquées à la Question 6 ci-dessous.

Concernant le corridor de prix, au regard des objectifs exposés, il est recommandé d'opter pour un corridor de prix large. Voir notre réponse en Q6.

Q5 : Un mécanisme reposant sur des règlements financiers parallèles à la cession des volumes sur les marchés tel que présenté ci-dessus vous paraît-il plus pertinent qu'un dispositif d'allocation physique?

Oui, l'introduction de règlements financiers parallèles à la cession des volumes sur les marchés évite les distorsions de marché liées à un dispositif d'allocation physique évoquées ci-dessus. Le nouveau règlement doit absolument éviter une nouvelle allocation physique car il assèche la liquidité du marché. Le mécanisme physique de l'ARENH s'est révélé incompatible avec le marché de gros et notamment le marché des dérivés Futures.

Q6 : Dès lors que la régulation économique devrait garantir au-delà de 2025 la protection des consommateurs contre des hausses de prix qui seraient déconnectées de la réalité physique de l'approvisionnement électrique français en les faisant bénéficier de l'atout lié à l'investissement consenti dans le parc nucléaire existant, tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer l'exploitation et la maintenance de l'outil de production même dans des scénarios de prix bas, quelles autres dispositifs vous paraîtraient adaptés pour assurer cette double protection ?

Au regard des objectifs poursuivis, le dispositif proposé paraît, dans l'ensemble, adapté. Toutefois, des points importants liés au design du mécanisme restent à clarifier, notamment :

1) Le mécanisme de vente régulée des volumes de l'opérateur nucléaire

EPEX SPOT et EEX rappellent les avantages des marchés organisés par une Bourse par rapport au gré-à-gré: le prix formé sur la Bourse est plus transparent et fiable et les participants anonymes bénéficient de la sécurité de paiement et de la livraison de leur électricité. Seule une Bourse liquide peut fournir un prix de référence fiable. Les échanges sur la Bourse se font selon des règles de marché précises, sous la surveillance des régulateurs/autorités.

Deux options de vente régulée des volumes semblent envisagées : l'organisation d'enchères et la cession directe sur les marchés. Ces deux options peuvent contribuer à atteindre les objectifs de la nouvelle régulation. Cependant, la cession directe sur les marchés semble plus à même de contribuer au développement de la liquidité : il s'agit d'un mécanisme plus simple et moins contraignant pour les acteurs du marché.

2) La définition du corridor de prix

La mise en place d'un corridor de prix pose de nombreux défis, à commencer par la définition des seuils. La largeur d'un corridor de prix, la détermination des seuils et les hypothèses sous-jacentes sont susceptibles d'être contestées car résultant de choix et non du libre jeu du marché. En outre, il peut être difficile de prévoir le comportement des acteurs du marché lorsque les prix se situent en dehors d'un corridor spécifique.

Si un corridor de prix est mis en place, toutes les mesures devraient être prises pour minimiser son impact sur les marchés. Un prix unique (autrement dit une largeur de corridor nulle) correspondrait à

une situation d'activation permanente du couloir et créerait davantage d'incertitudes quant à la qualité du signal prix du marché. Il serait donc recommandé de concevoir le couloir le plus large possible afin de minimiser les cas d'activation de celui-ci.

Contacts

Dr. Wolfram Vogel

Director Public & Regulatory Affairs

EPEX SPOT SE

w.vogel@epexspot.com

Daniel Wragge

Director Political & Regulatory Affairs

EEX

Daniel.Wragge@eex.com