

## Schéma décennal de développement du réseau de transport de RTE 2019

*Date de la contribution : 17/04/2020*

La Bourse Européenne de l'Electricité EPEX SPOT salue l'opportunité de participer à la consultation de la CRE relative au schéma décennal de développement du réseau de transport de RTE élaboré en 2019.

Les besoins de flexibilité du système électrique augmentent dans toute l'Europe dans un contexte de croissance des renouvelables. La France ne fait pas exception, même si ces besoins sont pour l'instant relativement moins aigus que chez certains de ses voisins européens. L'un des enjeux est notamment de s'assurer que les ressources flexibles soient utilisées pour répondre au mieux aux besoins de gestion du réseau en permettant à leur valeur pour le système d'être reflétée avec précision. In fine, les services système basés sur la flexibilité représentent une alternative aux investissements dans les réseaux de transport ou de distribution. Ceci est aussi précisé par l'article 32 de la Directive 2019/944 sur les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, qui souligne la nécessité d'inciter au recours à la flexibilité dans les réseaux de distribution.

Le développement de la flexibilité est essentiel pour assurer une transition efficace et à moindre coût vers la neutralité climatique, car cela favorise l'intégration et la consommation d'énergies renouvelables intermittentes tout en évitant d'investir dans des infrastructures de réseau supplémentaires. Les solutions de flexibilité doivent faire partie intégrante des plans de développement des réseaux de transport, et plus largement, du plan de relance écologique français et européen à la suite de la crise du COVID-19.

**Question 1 :** Pensez-vous que des améliorations devraient encore être apportées au processus de concertation mis en œuvre par RTE ?

**Question 2 :** Avez-vous des remarques s'agissant des scénarios retenus et des hypothèses associées ?

**Question 3 :** Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la cohérence globale du TYNBP et du SDDR ?

**Question 4 :** La comparaison par RTE des hypothèses prises dans les scénarios des plans européen et français est-elle suffisamment claire ?

**Question 5 :** Etes-vous favorable, comme la CRE, à la stratégie proposée par RTE de dimensionnement optimal du réseau avec un recours occasionnel aux limitations de production renouvelable ?

EPEX SPOT partage l'avis de la CRE concernant la nécessité de prendre en compte la possibilité d'utilisation des flexibilités dans le calcul du dimensionnement de réseau pour permettre le développement des énergies renouvelables intermittentes à moindre coût.

Toutefois, les limitations de production renouvelable n'offrent qu'une réponse partielle à la question de l'intégration des flexibilités. D'autres outils sont d'ores et déjà disponibles pour répondre à cette problématique de manière optimale, en assurant une concurrence juste et équitable entre les sources de flexibilité tout en permettant une gestion efficace des congestions.

EPEX SPOT a créé la première plateforme locale permettant de valoriser par le marché les différentes sources de flexibilité et de mettre celles-ci au service de la sécurité du réseau. Dans le cadre de l'initiative Enera, soutenue par le Ministère de l'Economie et de l'Energie allemand, le premier marché local de flexibilité a été lancé en février 2019 dans le nord de l'Allemagne, permettant la rencontre entre les besoins en flexibilité des gestionnaires de réseau, de distribution ou de transport, et les fournisseurs de flexibilité. Ceci évite les congestions locales lorsque les énergies renouvelables produisent en grande quantité dans des zones contraintes en termes de réseau, maximise l'ensemble des leviers de flexibilité et limite les coûts associés à la construction de nouvelles lignes et à la stabilisation du réseau. Un tel marché de flexibilité facilite et renforce la coordination opérationnelle entre réseaux de transport et de distribution.

Au total, 360 MW de flexibilité ont été certifiés dans le cadre du projet Enera et peuvent être offerts par les fournisseurs de flexibilité pour soulager les congestions du réseau. Il s'agit notamment de parcs éoliens, de parcs solaires photovoltaïques, de centrales à biomasse, de batteries, de technologies Power to X et de charges industrielles. Le projet a montré qu'il est non seulement possible techniquement de mettre en œuvre un marché de la flexibilité, mais qu'il offre également une réelle valeur ajoutée en diminuant les congestions physiques. L'écrêtement des énergies renouvelables a pu être évité et de nouveaux potentiels de flexibilité ont été appelés. Outre ce projet pilote réussi dans le nord de l'Allemagne, EPEX SPOT est également impliqué dans des initiatives visant à mettre en place des marchés de flexibilité ailleurs en Europe, comme aux Pays-Bas et au Royaume-Uni.

La Commission européenne soutient le développement de tels marchés de flexibilité afin d'assurer un « redispatch » basé sur le marché, conformément au règlement de l'UE sur l'électricité (UE) 2019/943. Les opérateurs de réseau et les acteurs du marché doivent pouvoir se concurrencer librement pour les services de flexibilité par l'intermédiaire de plateformes basées sur le marché avec un accès non discriminatoire. Ces marchés devraient révéler tout le potentiel de flexibilité disponible pour les gestionnaires de réseau et inciter les acteurs du marché à investir dans de nouveaux actifs. Pour ce faire, des signaux de prix précis et visibles doivent

# EPEX SPOT

refléter la valeur des actifs flexibles pour la sécurité du système.

Ainsi, EPEX SPOT recommande de mettre en œuvre le design du marché tel qu'il est envisagé au niveau européen et qui vise à garantir que la gestion de la congestion et le redispatch soient traités sur des marchés et des plateformes spécialisés organisés par des tiers indépendants et neutres. Ceci assurerait une plus grande efficacité, une meilleure transparence et une fiabilité accrue des signaux de prix par rapport au mécanisme actuel où le redispatch est intégré au mécanisme d'ajustement de RTE.

Il en va de même au niveau du réseau de distribution, où un marché/une plateforme de flexibilité court terme peut compléter une contractualisation long terme en élargissant le potentiel disponible pour gérer une congestion et/ou faciliter l'activation de flexibilité.

**Question 6 :** Que pensez-vous de la proposition de la CRE de rendre systématique l'étude de l'ensemble des flexibilités y compris le stockage pour tous les projets de RTE ?

Comme expliqué plus haut, l'utilisation de flexibilités ne doit pas se cantonner à l'écrêtement de renouvelables, le stockage par batterie ou le power-to-gas. L'ensemble des flexibilités disponibles, y compris la flexibilité de la demande (*demand-response*) et celle des centrales existantes, doivent être intégrées au mécanisme de gestion des congestions dans le cadre d'un processus cohérent pour la contractualisation (long-terme) de celles-ci et de leur activation (court-terme).

**Question 7 :** Partagez-vous l'analyse de la CRE sur (i) la nécessité de construire le cadre contractuel visant à permettre aux actifs de stockage de répondre aux besoins de réseau et (ii) la nécessité de publier les contraintes de réseau actuelles et estimées à moyen terme afin de transmettre des signaux économiques pertinents pour le développement de flexibilités là où elles sont les plus utiles ?

Dans le contexte de décentralisation et de digitalisation du secteur de l'énergie, il est essentiel de permettre le déploiement de l'ensemble des solutions de flexibilité, et non seulement de certains actifs spécifiques comme le stockage. De plus, la création de cadres contractuels spécifiques à certaines technologies pose la question de leur lien et de leur intégration avec le mécanisme d'ajustement existant.

De nombreuses initiatives ont déjà vu le jour en Europe pour mettre en place des marchés de flexibilité ouverts à plusieurs technologies (projet Enera en Allemagne, GOPACS aux Pays-Bas, Cornwall LEM au Royaume-Uni etc.). Ces initiatives ont bénéficié de bacs à sable réglementaires. EPEX SPOT soutient cette approche qui permet de déployer à titre expérimental certaines technologies et services tout en garantissant la sécurité des systèmes électriques.

EPEX SPOT partage l'analyse de la CRE sur la nécessité de renforcer la transparence et la fiabilité des signaux économiques. Cet objectif est au cœur des marchés de flexibilité. Ces derniers fournissent les signaux de prix nécessaires pour que la flexibilité soit fournie au moindre coût et utilisée là où elle apporte le plus de valeur à l'ensemble du système.

Les avantages d'un marché de flexibilité doivent également être considérés dans le contexte plus large du couplage sectoriel. Un système énergétique avec des secteurs couplés facilitera considérablement l'intégration des énergies renouvelables et la réalisation des objectifs climatiques à moindre coût. Les technologies nécessaires à cet effet, telles que le Power-to-x, sont déjà disponibles, mais les possibilités de commercialisation sont actuellement insuffisantes. Seuls des signaux de prix fiables et de réelles incitations économiques permettront le déploiement de ces technologies à grande échelle.

**Question 8 :** En l'absence de mesures correctives, partagez-vous la position préliminaire de la CRE selon laquelle la valeur tutélaire du carbone ne doit être utilisée par RTE que pour les émissions hors EU-ETS ?

**Question 9 :** Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle le recours à la technologie souterraine sur le réseau HTB1 doit être systématique dans certaines zones prioritaires identifiées dans le contrat de service public de RTE et analysé au cas par cas dans les autres cas ?

**Question 10 :** Etes-vous, comme la CRE, favorable à la prise en compte de l'état patrimonial du réseau et de son utilisation dans la stratégie de renouvellement ?

**Question 11 :** Par ailleurs, êtes-vous d'accord avec l'analyse préliminaire de la CRE sur les trois plans de renouvellement « corrosion », « PSEM » et « zéro-phyto » ?

**Question 12 :** Partagez-vous l'approche de la CRE quant à la stratégie de numérisation du réseau envisagée par RTE ?

**Question 13 :** Etes-vous, à l'instar de la CRE, favorable à cette approche séquencée des projets d'interconnexion et aux priorités données aux différents projets ?

# EPEX SPOT

**Question 14 :** Etes-vous favorable, comme la CRE, aux principes d'anticipation des études et démarches administratives et de surdimensionnement des ouvrages à créer, afin d'anticiper les besoins de raccordement au-delà des S3REnR en cours, financés par les producteurs, dans le cadre des travaux liés aux S3REnR ?

**Question 15 :** Etes-vous favorable, comme la CRE, à une planification par l'État du développement et de la localisation des éoliennes en mer, et aux mesures d'optimisation des coûts identifiées par RTE ?

**Question 16 :** Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle la mise en place de signaux de localisation plus fins serait pertinente pour inciter les producteurs à mieux prendre en compte les coûts du réseau dans leurs décisions et, ainsi, pour minimiser les coûts globaux du système électrique ? Quelle typologie de signaux serait à même d'orienter plus efficacement l'équilibre global coûts de production / coûts de réseaux (maille, investissement/fonctionnement, etc.) ?

**Question 17 :** Avez-vous toute autre remarque à faire concernant le SDDR 2019 présenté par RTE ?