

CONSULTATION PUBLIQUE N°2019-020 DU 24 OCTOBRE 2019 RELATIVE AU FONCTIONNEMENT DE LA ZONE DE MARCHÉ UNIQUE DU GAZ EN FRANCE

Brève présentation de Energie Transition Solution (« ETS ») :

En France, Energie Transition Solution, créée le 1^{er} avril 2019, est à l'origine de la mise en place d'un réseau de partenaires experts du marché de l'énergie et défenseurs de la compétitivité des clients industriels consommateurs de gaz naturel et d'électricité en France.

Sa présidente, Claire Bertrand, a une expérience opérationnelle de plus de trente ans dans le secteur de l'énergie, comme consultante, puis comme acheteuse dans des grands groupes industriels énergie intensifs. Elle a été active au sein de l'UNIDEN, dont elle a présidé la commission Gaz. « Energie Transition Solution » apporte un appui aux clients consommateurs industriels en dénonçant les mesures portant atteintes à leur compétitivité et en mettant à disposition des industriels des outils pour aller chercher de la valeur sur des sujets d'expertise très pointue.

Commentaires en appui des remarques de la CRE sur la liquidité du marché unique du gaz en France

« Le PEG est globalement le 4e marché européen en termes de volumes échangés et de nombre d'acteurs, avec un marché spot important, mais un marché des futures qui reste modeste. »

Energie Transition Solution souhaite attirer l'attention de la CRE sur les coûts d'accès au PEG français en perspective des coûts d'accès aux autres hubs européens concurrents offrant d'ailleurs souvent des volumes plus importants et des contreparties plus nombreuses. Or il semble que le PEG ne soit pas compétitif sous cet angle avec des coûts d'accès jusqu'à environ 10 fois plus cher que les hubs concurrents.

	Terme Fixe (€/an)	Terme Variable (€/MWh)
PEG	6000	0,010000
ZTP	7530,84	0,001880
TTF	0	0,000000
NCG	0	0,001500
GASPOOL	0	0,001300

Ces coûts peuvent d'ailleurs s'avérer rédhibitoires pour un client industriel souhaitant s'approvisionner en direct sur le PEG mais devant transférer ses flux achetés à un acteur opérationnel pour la logistique en sortie de PEG et l'équilibrage au regard de la redondance d'application du terme variable des 0,01€ / MWh à chaque transfert des flux.

Or, l'approvisionnement et la présence des clients industriels en direct sur le marché de gros (PEG) a été, et reste un véritable vecteur de développement de la liquidité sur les échéances à terme pour leur approvisionnement qui s'effectue généralement sur des échéances Calendar +1 ou même +2. Aussi,

ces surcoûts tarifaires doivent être adaptés pour maintenir la compétitivité du PEG face aux autres hubs européens, et permettre aux industriels consommateurs de réinvestir en direct le hub pour leurs approvisionnements sans devoir subir un grignotage des marges de négociation par les coûts GRT Gaz.

Cette évolution favoriserait le retour des acteurs industriels et l'arrivée de nouveaux acteurs sur le marché français et augmenterait le nombre d'échanges au PEG sur des échéances futures, ce qui devrait à terme permettre aux GRT d'avoir un revenu similaire.

Aussi, ETS sollicite la CRE pour une **suppression du terme fixe (6 000€/ an) et une réduction du terme tarifaire variable appliqué au PEG de 0,01€ / MWh actuellement à 0,001€/MWh** sur tous les échanges de flux.

Liste des Questions :

Question 1 Partagez-vous le bilan positif de la CRE sur la mise en place de la Trading Région France ?

Energie Transition Solution (ETS) estime que le bilan de la Trading Région France est positif. Toutefois il convient de prendre un peu de hauteur sur ces résultats au regard du contexte global du marché gazier actuel et de s'interroger sur l'impact positif apporté notamment par la grande liquidité actuelle du GNL entrant en France, et ce même si les signaux de prix ne favorisent pas forcément l'entrée à Fos plutôt qu'à Montoir. Les opérateurs de terminaux GNL ont leur rôle à jouer à cet égard.

Question 2 Partagez-vous les analyses de la CRE sur les capacités fermes réellement disponibles aux PITS Sud-Ouest et Atlantique ?

Il est impératif que les travaux de maintenance GRT (et en particulier « les petits travaux ») puissent être menés en grande concertation opérationnelle avec l'opérateur de stockage. Les utilisateurs de stockage ayant un couloir d'injection selon les produits souscrits, il est évident que même des effets d'annonce de maintenance conduisent les utilisateurs stockage à des comportements de protection et d'injection renforcée afin de prévenir les risques de ne pas satisfaire à leurs engagements contractuels sur la période imposée.

Un effort conséquent de programmation et de projection tenue des périodes de maintenance par les opérateurs de réseaux est synonyme de maintien des capacités fermes aux PITS afin d'éviter les congestions.

Un effort d'innovation doit aussi être mené par les opérateurs de stockage afin d'accorder toute la souplesse possible aux utilisateurs durant la période d'injection mais également en pouvant cadrer cette souplesse selon les besoins en cas de congestion et ce sans pénalité.

Il est assez important à ce stade de constater que la libéralisation des marchés a pu conduire à une situation de désoptimisation complète au niveau de la gestion des infrastructures françaises : opérateurs de transport, de stockage ou de terminaux GNL. Ces opérateurs d'infrastructures doivent retrouver une gestion complémentaire dans leurs approches et ce, pour le bien collectif, par une meilleure concertation notamment opérationnelle entre ces trois catégories d'opérateurs. En l'absence, ces opérateurs doivent subir une réduction de leur taux de rémunération en lien avec les

coûts de congestion. Le consommateur ne peut ainsi subir des stratégies décoordonnées d'opérateurs dont les revenus demeurent néanmoins garantis.

Question 3 Avez-vous des remarques à formuler sur les conséquences des mesures d'urgence prises par la CRE dans sa délibération du 29 mai 2019 ?

Les mesures prises par la CRE sont allées dans le bon sens.

Il semble néanmoins que cette responsabilité doit être prise de manière coordonnée par les opérateurs des infrastructures dans leur offre commerciale afin d'avoir la main en cas d'une telle urgence.

La CRE ne peut ainsi jouer le rôle de pompier en prévenant ainsi les déficiences de coordination des opérateurs d'infrastructures.

Question 4 Êtes-vous favorable à la fixation du niveau des capacités fermes en sortie du réseau au PITS Atlantique à 340 GWh/j ?

Oui

Question 5 Êtes-vous favorable à la fixation du niveau des capacités fermes en sortie du réseau au PITS Sud-Ouest à 300 GWh/j ?

Oui

Question 6 Avez-vous d'autres remarques sur les capacités en sortie au PITS ?

Non

Question 7 Etes-vous favorable à la publication par les GRT de l'impact des maintenances inférieures à 30 GWh/j sur le volume de gaz faisant défaut à l'aval des fronts de congestion ?

Oui ; il est impératif d'avoir une vision complète pour un retour d'expérience

Question 8 Etes-vous favorable à la publication d'un unique programme annuel de maintenance conjoint à l'ensemble des opérateurs des réseaux de transport de gaz, des stockages et des terminaux méthaniers ?

ETS est bien sûr favorable à la mise en place d'un programme unique et surtout coordonné de maintenance entre les différents opérateurs : transport, stockage et Terminaux méthaniers.

Néanmoins ETS estime que la coordination entre opérateurs doit aller bien au-delà de la maintenance pour pouvoir garantir la sécurité d'approvisionnement en France, mais également la permettre au meilleur coût en évitant des frais de congestion de plus de 7 Millions d'€ alors même que le contexte mondial environnant s'avère favorable.

Par exemple, l'opérateur des terminaux méthaniers doit pouvoir, en concertation avec les opérateurs transport et stockage, adapter son offre en incitant financièrement ou en contraignant opérationnellement les acteurs présents sur plusieurs terminaux GNL à orienter au mieux leurs flux selon les besoins et les congestions à certains moments.

Question 9 Êtes-vous favorable à l'inclusion du service de conversion de gaz B en gaz H dans les points éligibles aux mécanismes de gestion de la congestion ?

Il semble risqué ici d'ouvrir ce service de conversion, dont l'accès n'apparaît pas concurrentiel, à la gestion de la congestion avec un risque d'arbitrage sur les spreads localisés par ce/ces acteurs au nombre très réduit.

Question 10 Êtes-vous favorable aux propositions des GRT d'évolution du calcul de la garantie financière et des modalités de suspension de contrat d'acheminement ?

ETS est favorable au durcissement des délais et des modalités de suspension du contrat d'acheminement dès lors qu'un risque est avéré pour un expéditeur.

Par contre, ETS s'inquiète vivement de l'intégration des volumes d'équilibrage dans le calcul de la garantie. En effet, la volatilité connue des cours en Day Ahead pourrait conduire à certains moments à une envolée spectaculaire des garanties à fournir avec des coûts rédhibitoires pour certains expéditeurs ne disposant pas forcément d'un rating équivalent aux plus gros expéditeurs qui n'y sont alors pas soumis.

Cette mesure pourrait donc constituer un coût supplémentaire à intégrer et une charge de suivi trop lourde pour des expéditeurs nouveaux entrants ou des expéditeurs de taille plus modeste sur le marché français. Cela pourrait donc engendrer un facteur de restriction supplémentaire de l'entrée sur le marché français (voir Commentaires en début de document sur la liquidité du marché unique français) et diminuer davantage l'attractivité du marché de gros français.