

vendredi 4 octobre 2019

CONSULTATION PUBLIQUE N°2019-013 DU 23 JUILLET 2019 RELATIVE AU PROCHAIN TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TERÉGA

Brève introduction sur Energie Transition Solution (« ETS ») :

En France, Energie Transition Solution est une nouvelle société, créée le 1er avril 2019, qui offre, aux clients industriels consommateurs de gaz naturel et d'électricité, l'accès à un réseau d'experts en matière d'accès au marché de gros du gaz naturel, d'optimisation de la fiscalité énergétique, de suivi de la réglementation, et d'évolution du mix énergétique. 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 énergie intensifs. Elle a été active au sein de l'UNIDEN, dont elle a présidé la commission Gaz. « Energie Transition Solution » met à disposition des industriels des outils de compétitivité pour aller chercher de la valeur sur des sujets d'expertise très pointue.

LISTE DES QUESTIONS

Question 1 Quelle est votre position quant à l'introduction éventuelle d'une différenciation entre la rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs pour le tarif ATRT7 ?

ETS estime que la baisse importante des taux sur le marché doit être tenu compte dans la rémunération des actifs afin que les incitations soient cohérentes. Il s'agit là également pour les opérateurs d'une possibilité de refinancement de la dette concernant les anciens actifs.

Question 2 Avez-vous des remarques concernant le traitement des actifs cédés envisagé par la CRE pour le tarif ATRT7 ?

Non aucune remarque

Question 3 Etes-vous favorable aux grands principes tarifaires que la CRE envisage pour le tarif ATRT7 ?

Oui

Question 4 Etes-vous favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE pour le tarif ATRT7 ?

Oui mais en limitant au maximum les évolutions annuelles possibles (Les cas du petit c du 2.2.2.2 sont trop nombreux) de manière à maintenir la stabilité globale du tarif ATR T7 sur la période et donc la visibilité des acteurs.

Question 5 Etes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE pour le tarif ATRT7 ?

Oui ; ETS est globalement favorable.

Cependant, concernant l'intégration des recettes de raccordement des unités de biométhane et GNV, ETS y est favorable mais suggère une vérification renforcée des rubriques de coûts associés (directs et indirects) aux études réalisées par les GRT de nombreux projets qui n'aboutissent pas car non pertinents dès leur origine au niveau coûts/bénéfices. Les orientations de politique énergétique ne doivent pas conduire à une explosion des coûts qui desservirait le développement des projets les plus rentables et pertinents, et pèseraient de manière néfaste sur les consommateurs de gaz naturel.

Question 6 Etes-vous favorable aux mécanismes de régulation incitative des investissements proposés par la CRE pour le tarif ATRT7 ?

ETS est favorable à une réduction de la bande de neutralité à 5% au lieu de 10% mais également pour les projet d'interconnexion et ce, en dépit des délais de répartition des coûts.

Concernant les dépenses d'investissement « hors réseaux », ETS est favorable à une régulation incitative à la maîtrise des charges, mais estime qu'un contrôle rigoureux sur la base des coûts effectivement réalisés est impératif de manière à éviter une envolée des coûts notamment de SI ou de nouveaux comptages qui pourrait venir peser sur les consommateurs de gaz naturel.

Il apparaît raisonnable de suivre de très près les développements réseaux et hors réseaux afin d'éviter tout investissement « de confort » qui viendrait peser sur la compétitivité du consommateur de gaz naturel, et ce d'autant plus qu'il est prévu une baisse des consommations et donc de l'assiette de répartition des coûts

Question 7 Etes-vous favorable aux évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagées par la CRE pour le tarif ATRT7 ?

Oui

Il est cependant impératif de conserver un niveau de qualité élevé pour les indicateurs qui seront supprimés

Concernant la mise en place fondée de nouveaux indicateurs plus en ligne avec la création de la zone unique, il faudrait inciter financièrement ceux qui concernent la gestion des spreads localisés

Question 8 Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R&D envisagé par la CRE pour le tarif ATRT7 ?

ETS renvoie aux remarques formulées à la question 5

Les orientations de politique énergétique ne doivent pas conduire à une explosion des coûts qui desservirait le développement des projets les plus rentables et pertinents, et pèseraient de manière néfaste sur les consommateurs de gaz naturel.

Il faut d'ailleurs souligner que les consommateurs industriels ont mené des efforts financiers conséquents ces dernières années afin d'améliorer leur efficacité énergétique et d'optimiser leur consommation énergétique en associant souvent leur service R&D pour des actions d'innovation coûteuse mais nécessaire à l'amélioration de leur efficacité.

Le consommateur de gaz naturel n'a pas vocation, à travers ses coûts de transport, à financer les programmes de R&D des GRT et ce, d'autant plus qu'il n'a pas forcément la main sur les orientations du programme et que ce programme manque de transparence.

Une consultation voire mieux une « concertation » préalable sur les thèmes de recherche serait grandement appréciée

Un renforcement du contrôle et de l'efficacité de ces dépenses par la CRE est impératif.

ETS n'a pas de remarque particulière sur les modalités actuelles et proposées de régulation incitative mais ses commentaires portent plutôt sur le fondement de l'assiette des charges.

Concernant l'intégration du mécanisme de guichet smart grids aux opérateurs gaziers, il faudrait préalablement définir l'impact coût / bénéfice aux acteurs du marché avant sa mise en place.

Ce sujet est un sujet à part entière qui ne peut être traité en deux lignes.

Question 9 Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATRT7 pour GRTgaz et Teréga ?

Oui globalement mais il apparaît essentiel que la CRE puisse procéder à une analyse complémentaire des gros postes de dépenses d'investissements qui connaissent une évolution à la hausse importante et ce, même si les investissements en lien avec la création de la zone unique ont pourtant été réalisés.

- *Pour GRT Gaz : notamment les dépenses liées au développement de la filière biométhane mais également à l'évolution importante des dépenses en lien avec le SI*
- *Pour Teréga : les dépenses de maintien et sécurité, les dépenses de R&I ainsi que les dépenses d'investissements immobiliers*

Concernant le CMPC, ETS s'étonne des demandes des opérateurs de réseaux alors même que le coût du capital atteint des plus bas taux historiques (parfois mêmes négatifs). Il est impératif que les opérateurs de transport et de stockage en France puissent tirer profit de ce contexte et le répercuter sur les utilisateurs.

Question 10 Avez-vous des remarques concernant les souscriptions prévisionnelles de GRTgaz et Teréga pour la période 2020-2023 ?

ETS est en accord avec l'analyse de la CRE qui sauf erreur, ne semble cependant pas tenir compte (non mentionné par la CRE) des souscriptions en lien avec l'augmentation des arrivées de GNL en France et chez nos voisins européens.

La souscription de capacités aux PITTM est susceptible, pour la période concernée par l'ATR T7, de constituer une source importante de revenus des opérateurs de transport et de stockage

Question 11 Avez-vous des remarques concernant les grands principes tarifaires et la méthode que la CRE envisage de retenir pour le tarif ATRT7 ?

Les ajustements proposés par le Consultant et la CRE vont dans le sens d'une meilleure maîtrise des coûts et donc des prix qui ont connu des évolutions à la hausse constante ces dernières années.

ETS a une interrogation (petit c de la page 58 du document de consultation de la CRE) sur la méthodologie générale de « passage par le stockage » mise en œuvre concernant l'alimentation des clients industriels nationaux dont la consommation de process est relativement constante et prévisible et ne nécessite pas forcément le recours au stockage pour une livraison flate tout au long de l'année.

Ce point est d'ailleurs à mettre en parallèle de la réponse développée ci-dessous (Question 14) sur le sujet du terme stockage

*D'autre part, ETS sollicite la CRE pour une **réduction du terme tarifaire variable appliqué au PEG** concernant notamment tous les échanges de flux (0,01€ / MWh échangé au PEG). Ces termes variables sont susceptibles de venir handicaper la compétitivité de l'accès direct des industriels au marché de gros français au regard de la baisse conséquente des marges des fournisseurs sur le marché de gros français ces deux dernières années.*

Il est important de mettre ces coûts d'accès au PEG français (6 000€ fixe par an et 0,01€/MWh échangé) 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.

En effet pour l'industriel présent au PEG et souhaitant faire acheminer ses flux achetés au PEG jusqu'à ses sites de consommation par un expéditeur d'équilibre opérationnel dédié, le cumul du 0,01€/MWh tarifaire peut conduire à un total de 0,04€ / MWh sur un même flux, dissuadant souvent les industriels d'accéder au PEG en direct et préférant acheter leurs flux en livré site chez des fournisseurs présents sur les hubs les plus liquides.

*Pourtant, 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 et ces surcoûts tarifaires doivent pouvoir être adaptés pour en maintenir la compétitivité face aux autres hubs européens qui présentent encore des niveaux de liquidité supérieurs. **Il suffirait pourtant de ramener le coût tarifaire variable d'accès au PEG de 0,01€/MWh à 0,001€ / MWh pour pouvoir se***

rapprocher du coût d'accès aux autres hubs européens qui affichent des prix bien inférieurs à ceux du PEG (de l'ordre de 0,0015€/MWh sur NCG et Gaspool), voire nuls (TTF).

Question 12 Etes-vous favorable aux niveaux de rabais envisagés par la CRE pour les capacités interruptibles aux PITS ?

OUI

Question 13 Etes-vous favorable à la suppression de l'IAPC et à la réduction, voire la mise à zéro, du terme tarifaire de livraison pour les sites fortement modulés ?

Compte tenu des arguments développés par la CRE, ETS est favorable à la suppression de l'IAPC.

Concernant la mise à zéro du terme de livraison, ETS n'y est pas opposé pour autant que cette mesure bénéficie non seulement aux CCGC mais également aux consommateurs industriels. Soit ceux-ci sont la plupart du temps stables et, de ce fait, apportent un service au réseau. Soit, par volonté de transition énergétique, les consommateurs industriels peuvent subir aussi des modulations importantes de consommations en intra day du fait de démarrage de nouvelles unités par exemple de biomasse (verdissement de leurs outils de production de vapeur).

Le remplacement de certaines sources de production de chaleur/vapeur dans le cadre de la transition énergétique des sites industriels conduit ces derniers à un besoin plus grand de souplesse sur le réseau mais aussi dans les délais de prévenance aux GRT du moins dans la phase de démarrage et jusqu'à la maturité de la maîtrise de ces nouvelles installations.

Concernant le terme de proximité, compte tenu de l'impact fort de ce terme pour les sites industriels concernés, ce terme représente un réel enjeu de compétitivité pour les sites industriels qui le verraient disparaître. Il conviendrait à minima d'éviter que ce terme ne soit discriminant selon le fournisseur retenu mais lié au site de consommation industriel.

Question 14 Êtes-vous favorable à l'adaptation de la formule de calcul de la modulation hivernale pour les clients « à souscription » envisagée par la CRE à compter du 1er avril 2020 ?

Il s'agit là d'une première évolution favorable pour les clients industriels de la distribution qui subissent aujourd'hui des surcoûts stockage alors même qu'ils n'en ont pas besoin.

Cette nouvelle formule ne permet toutefois pas d'isoler certains éléments impondérables survenant sur des sites industriels tels que :

- des arrêts intempestifs de production ayant plus de chances statistiquement de se produire durant les 7 mois d'été

- des arrêts programmés qui ont généralement lieu pendant la période estivale afin de concilier les contraintes de gel hivernal d'installations à l'arrêt ou de tirer profit d'une baisse des ressources humaines notamment en août

Quelques **facteurs de correction** manquent donc à l'application de la nouvelle formule pour permettre de sortir définitivement les clients industriels de la distribution à process non-thermo sensibles.

Il suffirait pour ces clients non-thermo sensibles de **réduire la CAR aux périodes de process réels** notamment sur 11 mois au lieu de 12 quand le site doit impérativement s'arrêter 1 mois durant la période estivale ou de demi-saison.

Plusieurs mécanismes de correction déjà existants de la courbe de charge par les opérateurs de réseau ou lissage (type TURPE en retenant la modulation la plus faible) doivent pouvoir permettre d'exclure ces événements exceptionnels.

Quant aux clients à souscription raccordés aux GRT, l'application du terme stockage pourrait constituer un **réel vecteur de dégradation de leur compétitivité** comparativement à leurs concurrents européens voire même étrangers dans plusieurs cas.

Quant à **la notion d'interruptibilité contractuelle**, elle **ne présente absolument pas les mêmes risques** pour un client industriel **que ceux d'un délestage** dans le cadre de l'activation du Plan d'Urgence Gaz où la clause de force majeure permet généralement de s'affranchir des obligations de livraisons face à ses clients.

Une alternative pour les clients industriels pourrait être d'obtenir des capacités de stockage aux enchères directement, ou via les prestations d'un tiers opérationnel afin d'être exemptés du terme de compensation stockage. Ce principe vertueux participerait à l'augmentation des revenus liés à la commercialisation stockage et favoriserait l'arrivée de nouveaux acteurs. **La formule de calcul du terme de compensation pourrait être adaptée en conséquence** selon l'obtention des capacités et permettrait ainsi l'absence de discrimination entre expéditeurs (non impactés) par le terme de compensation stockage et les consommateurs expéditeurs qui eux le seraient sans cette adaptation.

Dans les modalités pratiques, une première phase de commercialisation pourrait être dédiée aux industriels sur les stockages SERENE (Storengy) et FAIR (Terega) plus adaptés à la demande hivernale des sites concernés.

Une seconde phase pourrait être ouverte à l'ensemble des expéditeurs.

Ce principe se rapprocherait du modèle de commercialisation mis en place par le passé sur la liaison Nord-Sud.