

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

Réponse de France gaz renouvelables

Sur un plan global, France gaz renouvelables salue le travail important effectué par la CRE sur les conditions d'injection du biométhane dans les réseaux de distribution et de transport avec des avancées importantes mais s'inquiète de la complexité et de la lisibilité du dispositif pour les porteurs de projet.

Cependant France gaz renouvelables dans une logique de développement de la filière biométhane sur un modèle au service des territoires s'inquiète de l'inadéquation des moyens dévolus aux gestionnaires de réseaux de transports pour répondre au volume de projets enregistrés dans le registre de capacité

France gaz renouvelables tient à réaffirmer également son opposition à l'introduction d'un terme d'injection dans le tarif qui ne sera pas un signal tarifaire opératoire mais une source de complexité, de difficultés pratiques et même de contentieux.

Question 9 Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATR7 pour GRTgaz et Teréga ?

La loi Energie-Climat en cours de promulgation a confirmé l'engagement national pour le développement du biométhane qui peut être une des réponses à la transition énergétique de la France et l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone inscrit dans la loi.

De façon concrète, l'augmentation du nombre de projets référencés dans le registre de capacité est une preuve de la vitalité de la filière en cours de structuration et d'industrialisation. : à mi-2019, le registre de capacités correspond à une file d'attente de 19 TWh de projets qui attendent d'être raccordés aux réseaux.

Enfin, Le développement des volumes de biométhane dans les prochaines années est un impératif pour permettre la réduction des coûts de la filière attendue par les pouvoirs publics et inscrits dans le projet de PPE.

Afin de répondre à ce développement :

l'article L111-97 du code de l'énergie prévoit que les gestionnaires de réseau ont l'obligation de raccordement au titre du droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution des producteurs de biométhane

La loi Egalim au travers du décret « droit à l'injection » contraint les gestionnaires de réseaux à de nouvelles obligations par

- La création d'un zonage national, concerté localement et réactualisé tous les ans sur la prochaine période tarifaire comme le propose la CRE dans sa consultation biométhane
- La réalisation des études des projets de renforcement nécessaires sur les zones potentiellement saturées
- L'établissement des programmes d'investissements pour chacun de ces ouvrages de renforcement
- La réalisation des investissements de raccordement et de renforcement dès lors que la CRE les aura validés

Ainsi il paraît logique que les investissements précédemment fléchés sur les grands travaux d'investissements puissent être au moins partiellement redéployer sur la réponse à ces nouvelles obligations.

Il faut noter également qu'en termes d'études, GRTgaz et Teréga seront confrontés à des demandes d'étude en forte augmentation, pour chacun des projets et chacune des zones d'injection.

Les porteurs de projets, forts de la mise en œuvre du droit à l'injection ne pourront comprendre que leurs projets, souvent engagés sur des ressources personnelles, soient freinés par un manque de moyen des gestions de réseaux.

En conséquence, Fgr demande à ce que la CRE donne aux gestionnaires de réseau (transport et distribution) les moyens de réponse au développement de la filière biométhane sur la période ATRT7.

Or, les hypothèses retenues par la CRE pour le dimensionnement de l'activité biométhane des transporteurs sont incorrectes :

La CRE retient une cible biométhane à 2023 de 6 TWh. Ce chiffre conforme au projet de PPE du gouvernement, constitue un minimum sachant que la filière biométhane a demandé qu'il soit rehaussé à hauteur de 8TWh, chiffre de la précédente PPE. Cette hypothèse prévoit par suite une forte révision à la baisse du nombre de raccordements prévus par les transporteurs. Ainsi, pour GRTgaz, qui prévoyait en moyenne 20 raccordements par an, la CRE revoit ce chiffre à la baisse de 40%, à 12 raccordements par an. Deux sites de biométhane sont raccordés aujourd'hui sur le réseau Teréga ; 3 le seront très prochainement et dix sont en cours d'étude de faisabilité. Sur la zone de Teréga ayant une consommation de 30 TWh environ, les projets déclarés dans le registre de capacité représentent un volume de 3TWh (distribution et transport)

Rappelons que la PPE définit le cadre d'action de l'Etat, sans qu'un lien direct et mécanique puisse être établi entre ce cadre et l'activité de GRTgaz et Teréga en matière de raccordement des projets de biométhane. L'activité de GRTgaz découle en revanche directement de 2 droits accordés aux porteurs de projets biométhane par la loi et la réglementation française :

- Le droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution des producteurs de biométhane conformément à l'article L111-97 du code de l'énergie
- Le droit des porteurs de projet de bénéficier d'un tarif sur une durée de 15 ans sans possibilité de rétroactivité des décisions futures de l'Etat. Ce droit est accordé aux porteurs de projet dès l'obtention du récépissé prévu par les décrets et arrêtés sur l'injection de biométhane sur la base de l'étude de faisabilité leur permettant également de réserver leur capacité sur le

registre. Ainsi, une large majorité des projets inscrits au registre ont obtenu leur récépissé ou sont sur le point de l'obtenir.

Ainsi, l'activité de GRTgaz et Teréga sur la période de l'ATRT7 découlera directement et mécaniquement de la majorité de projets ayant sécurisé leur tarif et pour lesquels GRTgaz et Teréga sont dans l'obligation d'assurer un accès au réseau de transport. En fonction de leur régime ICPE et de la complexité de leur tour de table financier, ces projets vont se raccorder puis injecter entre 2020 et 2023. La publication prochaine de la PPE et la révision tarifaire annoncée par le gouvernement n'auront d'effets réels sur l'activité de GRTgaz et Teréga qu'à plus long terme, au-delà de la période tarifaire de l'ATRT7.

Il s'agit donc d'une situation préoccupante qui fait peser des risques de délais sur la filière, dans un contexte où les porteurs de projet ont déjà pu constater la saturation des effectifs actuels.

La CRE doit s'assurer de la capacité des transporteurs à mobiliser des ressources et moyens pour l'ensemble des demandes d'études qui leur incombent.

La CRE doit tenir compte d'une trajectoire de raccordements et de renforcements à l'horizon 2023 telle qu'elle découle des droits des porteurs de projet et du registre de capacités.

Sur la création d'un timbre d'injection

La CRE mentionne au 4.2.4 de sa consultation son intention de créer un tarif d'injection, abordé spécifiquement dans le cadre de sa consultation publique relative au biométhane. **La filière biométhane tient à rappeler qu'elle est tout à fait opposée à l'introduction d'un timbre d'injection.**

Les signaux de prix aux producteurs existent déjà avec un encadrement à la fois très complet et même complexe (calcul du I/V décret et du I/V élargi pour les renforcements, coût du raccordement, prise en charge de la part non-réfactée des ouvrages mutualisés, etc.). Tout signal-prix additionnel, compliquera encore un dispositif déjà très complexe et découragera des producteurs éligibles aux dispositions prévues au décret.

De surcroît le système proposé dans la consultation publique sur le biométhane paraît inadapté :

1. Si l'on fait la comparaison avec le système électrique

- Les S3REN envoient un signal prix en répercutant aux producteurs une quote-part des CAPEX. Ce signal prix, tel qu'il ressort du panorama de l'électricité renouvelable 2018, varie entre 0 k€/MW (en Alsace) et 70 k€/MW (en Midi-Pyrénées). Ainsi, une cogénération biogaz de 1 MW, supporterait au plus un signal-prix de 70 000 €.
- En termes de composante d'injection : celle-ci est nulle pour les installations de production raccordées au réseau HTA ou HTB1, ce qui représente l'essentiel des installations de production d'électricité renouvelable (parc éolien y compris offshore, centrale photovoltaïque, cogénération biogaz)

Un projet de même capacité de méthanisation mais en injection biométhane produit 23 GWh/an, soit sur 15 ans avec une actualisation à 7% une valeur actualisée nette du terme 3 du timbre d'injection de 293 000 €, plus de 4 fois le signal économique le plus fort envoyé en électricité à travers les S3REN et le TURPE.

2. Ce terme d'injection affecte le TRI des projets

La perte de TRI projet est de l'ordre de 0,5% entre un projet soumis à un terme 1 ou un terme 3.

3. Le terme est disproportionné par rapport à ce que paient les expéditeurs pour injecter du gaz fossile importé

Un timbre 3 à 1,4 €/MWh correspond à un terme capacitaire d'entrée sur le réseau de l'ordre de 450 €/MWh/j/an (puisque les sites de biométhane qui injectent quasiment en plat sur l'année). En comparaison, le terme d'entrée aux points frontière appliqué sur le réseau de transport est de 105 €/MWhj/an. La filière biométhane qui permet une production de gaz renouvelable et locale subirait donc un terme 4 fois plus élevé comparé au gaz fossile importé.

4. Le dispositif est peu transparent, peu lisible et complexe à appliquer

La CRE propose des termes de coefficient 1 ou 2 en fonction de la longueur des canalisations mais sans préciser la limite entre ces deux coefficients. La mise en place d'un tel dispositif va poser un problème d'effet de seuil difficile à gérer.

Mais surtout, la CRE propose d'affecter le terme au moment de la signature du contrat de raccordement :

- Sur une zone où un rebours est prévu, le producteur se verra-t-il affecté d'un timbre 3, y compris lorsque la réalisation du rebours est programmée à longue échéance ? Dans ce cas cela ne revient-il pas à faire payer par avance à ce producteur des coûts d'OPEX qui n'existent pas encore ? Que se passe-t-il si le producteur opte finalement pour un raccordement direct au réseau de transport ? Que se passe-t-il si le producteur paie un coefficient 3 et que le rebours ne se concrétise finalement pas les projets envisagés ne se réalisant pas ?
- Inversement, si le producteur se voit initialement affecté d'un timbre 1, que se passe-t-il si finalement la multiplication du nombre de projets conduit à mettre en place un rebours ?

Enfin les montants d'OPEX envisagés pour les rebours sont très étonnants. France gaz renouvelables souhaite avoir accès au détail des calculs effectués.

En résumé, les modalités d'attribution seront inévitablement arbitraires et fluctuantes dans le temps sur une même zone. A tout le moins le terme 2 (maillages) devrait être supprimé.