



REPONSE A LA CONSULTATION PUBLIQUE n°2019-017 DU 1ER OCTOBRE 2019 RELATIVE AU PROCHAIN TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DE GRDF

--

- [Consultation publique n°2019-017 du 1er octobre 2019 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF](#)

--

Le Syndicat des énergies renouvelables (SER) remercie la Commission de régulation de l'énergie (CRE) de lui permettre de prendre part à la consultation relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF. Après analyse des documents, le SER souhaite attirer l'attention de la CRE sur un certain nombre de points essentiels au bon développement de la filière des gaz renouvelables.

Q.17 : Quelle est votre position sur les orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATRD6 ?

La Loi de Transition énergétique, la Programmation Pluriannuelle de l'énergie et la Loi énergie climat ont d'ores et déjà confirmé que le développement de la filière injection de biométhane et les nombreux services qu'elle rend aux territoires sont devenus un engagement national. Malgré le manque actuel de visibilité et de lisibilité sur le futur cadre économique en cours de révision, la centième unité d'injection a été raccordée dans le cours du second semestre et les acteurs de la filière ont bon espoir d'atteindre le premier térawattheure de biométhane injecté sur la seule année 2019. En parallèle, au vu du nombre de projets inscrits dans le registre des capacités les gestionnaires de réseaux seront logiquement confrontés à des demandes d'études et de raccordement plus nombreuses que les années précédentes. Le SER rappelle également que ce développement des volumes de biométhane injecté est essentiel à l'atteinte significative de réduction des coûts de production attendue par les pouvoirs publics. Depuis, 2018, les parties prenantes de la filière sont pleinement engagés sur ce sujet et notamment à travers les travaux menés au sein du Comité Stratégique de Filière « nouveaux systèmes énergétiques ».

Si ces signaux témoignent d'un bon rythme de développement, le SER souhaite s'assurer que les porteurs de projets ne soient pas freinés par une incapacité des gestionnaires à répondre aux demandes d'études et de raccordement et aux besoins en renforcement du réseau pour cause de manque de moyens humains et financiers. Aussi, le SER demande à ce que les ressources nécessaires soient accordées à GRDF sur la période ATRD6 afin d'appréhender, dans des conditions optimales, la poursuite de cette bonne dynamique et ainsi favoriser l'atteinte de l'objectif de la Loi de Transition énergétique qui fixe à 10 % la consommation de gaz renouvelable à l'horizon 2030. Par ailleurs, cette orientation est déclinée dans le projet de Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) qui propose un objectif de biogaz injecté, dans l'ensemble des réseaux de gaz naturel français, compris entre 14 et 22 TWh/an à l'horizon 2028, avec un objectif intermédiaire de 6 TWh/an en 2023. Cet objectif intermédiaire ne devrait pas être considéré comme un point de passage, a minima pour répondre à l'ambition finale de 2028, et ne devrait en aucun cas servir d'élément d'arbitrage limitant le développement des projets.

Plus précisément, le SER rappelle que les gestionnaires de réseau ont des obligations envers les porteurs de projet d'injection biométhane. En effet, conformément à l'article L111-97 du code de l'énergie, ils sont dans l'obligation de raccorder, au titre du droit d'accès aux ouvrages de distribution et de transport, les producteurs de biométhane. La réactivité et la qualité d'instruction des dossiers est essentielle pour l'essor de la filière, ce que la CRE confirme en proposant deux nouveaux indicateurs de qualité de service relatifs au traitement des projets biométhane. De plus, de nouvelles obligations ont été introduites par la *Loi n° 2018-938 du 30 octobre 2018 pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous (EGALIM)*, et déclinées dans le *Décret n° 2019-665 du 28 juin 2019 relatif aux renforcements des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel nécessaires pour permettre l'injection du biogaz produit* (droit à l'injection). Ainsi, au-delà du traitement des demandes de raccordement, les gestionnaires devront :

- réaliser un zonage sur le territoire national, concerté localement et réactualisé annuellement sur la prochaine période tarifaire comme le propose la CRE dans sa consultation biométhane ;
- étudier les projets de renforcement sur les zones proches de la saturation ;
- établir les programmes d'investissement pour chacun des ouvrages de renforcement. Les gestionnaires de réseau doivent réaliser les investissements de raccordement, et ceux de renforcement dès lors que la CRE aura validé qu'ils remplissent les critères fixés.

Au vu de ces obligations et de la dynamique de la filière anticipée sur les prochaines années, les hypothèses retenues par la CRE pour le dimensionnement de l'activité biométhane de GRDF ne nous semblent pas suffisantes (exemple : - 40 % sur les postes proportionnels aux quantités injectées).

En particulier, la CRE semble se baser sur un principe selon lequel les ressources et les dépenses liées au biométhane seraient à dimensionner au prorata du nombre de raccordements. Ce principe est infondé.

- sur ce point le SER rappelle que certaines activités sont indépendantes du nombre de raccordements (exemple : mise en place du zonage, pour lequel la mise à jour annuelle proposée par la CRE dans sa consultation est essentielle à la filière) ;
- de plus, le SER rappelle que toutes les études menées par les gestionnaires ne déboucheront pas sur un raccordement effectif (l'arrêté droit à l'injection retient un taux de concrétisation des projets de l'ordre de 40 %).

Q.24 : Avez-vous toute autre proposition ou remarque sur le prochain tarif ATRD de GRDF ?

Le SER souhaite s'assurer que la régulation incitative de l'innovation et de la R&D proposée par la CRE continue à être considérée par les gestionnaires du réseau de distribution comme un signal fort d'implication dans le traitement des problématiques connexes au biométhane et le développement des nouvelles voies de production de gaz renouvelables et de récupération (pyrogazéification, power to gas). Aussi, le SER aspire à ce que les propositions de la CRE soient mieux adaptées de sorte qu'elles ne viennent pas freiner, voire supprimer, toute implication de ces acteurs sur les filières émergentes de production de gaz renouvelable. Les modalités proposées par la CRE doivent être ajustées de sorte que l'ensemble de ces gaz vertueux concourent, au côté du biométhane, à l'atteinte de l'objectif de la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) qui fixe à 10 % la consommation de gaz renouvelable à l'horizon 2030.

L'objectif est d'accompagner l'émergence des nouvelles filières de gaz renouvelable, grâce à l'accompagnement des futurs démonstrateurs industriels. En ce qui concerne la pyrogazéification, cela doit permettre le développement de la filière pour le traitement des déchets de bois de classe A et

B et d'apporter ainsi une solution technique pour le traitement de déchets complexes, comme expliqué dans le rapport de la CRE relatif au verdissement du gaz. Cette activité de R&D est d'ores et déjà menée en collaboration avec de nombreux partenaires universitaires, laboratoires et organismes de recherches en régions, comme des acteurs industriels. L'arbitrage sur la R&D pénaliserait les partenaires locaux impliqués, les organismes de recherche et les industries partenaires.

Le SER estime qu'un niveau trop faible des moyens alloués à la R&D et à l'innovation en la matière ferait perdre l'opportunité de développer de nouvelles filières françaises innovantes et créatrices de valeur sur notre territoire.

- **En ce qui concerne l'introduction d'un timbre d'injection :**

Au 4.5 du document de consultation, la CRE mentionne son intention de créer un timbre d'injection, dont le sujet a spécifiquement été abordé dans le cadre de la consultation publique n°2019-015 du 23 juillet 2019 relative aux conditions d'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz et à l'introduction d'un timbre d'injection et pour laquelle le SER a d'ores et déjà envoyé sa contribution. Le SER rappelle donc qu'il n'est pas favorable à l'introduction d'un tel timbre. En effet, le SER estime qu'il serait précoce de mettre en œuvre un timbre d'injection compte tenu notamment des évolutions en cours sur le cadre économique et de développement de la filière et pour lesquels les acteurs font face à un manque certain de visibilité et de lisibilité :

- révision à la baisse des objectifs d'injection de biométhane dans les réseaux ; introduction des premiers appels d'offres pour les plus grands projets et baisse progressive annoncée des tarifs d'achat dans le cadre du projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie ;
- réforme complète du système des garanties d'origine en cours dans le projet de Loi énergie climat.

Si, malgré les nombreuses réserves des acteurs du secteur, le timbre d'injection venait à être mis en place, le SER trouve indispensable que son montant soit fixé à 0 pendant les premières années.

En comparaison avec le système électrique, les S3RENH 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 à 84 k€/MW (en Midi-Pyrénées et Hauts-de-France). Ainsi, une cogénération biogaz de 1 MW, supporterait au plus un signal-prix de l'ordre de 80 000 €. 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 S3RENH et le TURPE.

Par ailleurs, un tel timbre affecterait fortement les 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. Or les projets n'ont pas la possibilité de se localiser librement pour se raccorder en zone 1 plutôt qu'en zone 3 (rappelons que le transport des intrants sur de longues distances ne se justifie ni sur le plan économique ni sur le plan environnemental). Cet écart très significatif de TRI contribuera donc à limiter fortement le développement de la filière au risque de rater les objectifs de la PPE. Davantage de détails sur les données, critères et hypothèses retenus seraient bienvenus pour étudier les modalités proposées par

la CRE. Cependant, au regard des éléments publiés le SER estime que les montants proposés par la CRE, et notamment le timbre 3, semblent disproportionnés au regard de l'équilibre économique des sites. 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 injecte 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 importé.

Par ailleurs, la CRE proposait d'affecter le terme au moment de la signature du contrat de raccordement. À titre d'exemple, sur une zone où le zonage (ou le programme d'investissement s'il existe) prévoit à terme le développement d'un rebours :

- un producteur se voit-il affecté d'un timbre 3, y compris lorsque la réalisation du rebours est prévue à plus 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 ou de distribution ? Que se passe-t-il si le rebours ne se concrétise finalement pas ?

- à défaut, si le producteur se voit initialement affecté d'un timbre 1, puis d'un timbre 3 lorsque le développement d'autres sites sur la zone déclenche un rebours, cela représente une incertitude forte sur lequel le producteur n'a pas de prise.

Plus généralement, on peut s'attendre à une évolution du terme d'un tarif à l'autre, ce qui représente un risque fort dans un contexte où les producteurs établissent leur business plan sur la durée des tarifs d'achat, soit 15 ans.