



DELIBERATION N° 2018-208

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 4 octobre 2018 portant avis sur les projets de décret et d'arrêté adaptant le dispositif d'obligation d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel pour les installations de production de biométhane livrant à un point d'injection mutualisé après un transport routier

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

1. CONTEXTE, COMPETENCE ET SAISINE DE LA CRE

Par courrier en date du 24 juillet 2018, reçu le 30 juillet, la CRE a été saisie par le ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire de projets de décret et d'arrêté adaptant le dispositif d'obligation d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel pour les installations de production de biométhane livrant à un point d'injection mutualisé après un transport routier.

La CRE est saisie en application des dispositions des articles L. 134-10 du code de l'énergie prévoyant qu'elle soit consultée « sur les projets de dispositions à caractère réglementaire relatifs à l'accès [...] aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel » et des dispositions de l'article D. 446-12 du même code disposant que « les tarifs d'achat du biométhane, leurs conditions d'application ainsi que les conditions d'efficacité énergétique devant être respectées par les installations de production de biométhane sont arrêtées par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la Commission de régulation de l'énergie. »

2. UN CADRE DE SOUTIEN DEDIE EST PREFERABLE POUR EVALUER LA PERTINENCE TECHNIQUE, ECONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTALE DE L'INJECTION MUTUALISEE

Les projets de décret et d'arrêté objets du présent avis étendent le mécanisme de soutien existant pour le biométhane à l'injection mutualisée du biométhane produit par plusieurs installations après transport par camion. Plusieurs installations de production de biométhane, c'est-à-dire de biogaz épuré à la qualité des réseaux de gaz, compriment ou liquéfient ce biométhane pour le transporter jusqu'à un point d'injection commun. Ce schéma de valorisation complète celui actuellement mis en œuvre où chaque installation est raccordée physiquement à un réseau de gaz naturel.

Ces deux textes visent à offrir à ces installations le même niveau de soutien public que celui applicable aux installations de production de biométhane raccordées à un réseau de gaz naturel alors même 1) que cet arrêté tarifaire doit être revu en tant qu'il ne l'a pas été depuis 2011 où il a été dimensionné en l'absence de tout retour d'expérience et 2) qu'aucune analyse économique du coût des installations valorisant le biométhane avec ce modèle mutualisé n'a été menée.

De surcroît, la pertinence technique et environnementale de ce modèle de valorisation du biométhane n'a fait l'objet d'aucune étude d'impact. En particulier, le bilan énergétique et environnemental de cette solution par rapport à l'injection directe dans le réseau dépend 1) de la distance des installations au réseau et de la fréquence de rotation des véhicules chargés du transport du gaz et 2) des consommations énergétiques importantes pour comprimer

voire liquéfier le gaz pour le transporter avant de le détendre de 250 à 10 bar¹ ou de le regazéifier pour l'injecter à la pression du réseau de gaz.

De telles conséquences doivent être mises au regard des éventuelles diminutions de coûts permises par ce modèle – en prenant en compte d'une part l'économie de coût de raccordement et, d'autre part, les coûts induits par les opérations de compression et de détente.

Si un tel modèle de valorisation pourrait être intéressant dans certaines configurations d'éloignement au réseau de plusieurs installations, ses conditions de pertinence ne correspondent pas nécessairement à ses conditions de rentabilité qui guideront le choix des porteurs de projet. Dès lors, sa généralisation devrait s'accompagner de la définition de conditions garantissant qu'il ne se déploie que dans des situations où son intérêt pour la collectivité est avéré.

A défaut de pouvoir introduire de telles conditions en l'absence d'une connaissance suffisante de ce modèle, la CRE recommande l'introduction d'un dispositif de soutien expérimental à l'injection mutualisé. Ceci implique :

- Qu'il ne soit ouvert qu'à un nombre limité d'installations ;
- Qu'il permette d'établir un bilan technique, environnemental et économique de ce modèle, sur la base duquel les pouvoirs publics pourront décider de l'opportunité d'un mécanisme de soutien pérenne et déterminer les conditions d'éligibilité des projets à un tel modèle.

La CRE propose dès lors deux options pour le démarrage de cette filière :

- L'une consistant, comme elle l'a recommandé de manière générale pour toute technologie innovante, à octroyer le soutien à l'issue d'une analyse au cas par cas, sur la base d'un partage complet des coûts du projet avec la puissance publique, et en autorisant des révisions *ex post* des modalités de rémunération du producteur en fonction des coûts d'investissement et d'exploitation réellement supportés ;
- L'autre consistant *a minima* à introduire, dans le décret dont elle a été saisie, d'une part une limite à la durée pendant laquelle des projets d'injection mutualisée peuvent demander à bénéficier du tarif d'achat ainsi qu'un nombre maximum de ces projets et, d'autre part, des dispositions similaires à celles existant en électricité, par lesquelles les producteurs sont tenus de transmettre annuellement à la CRE² les données de coûts de leurs installations ainsi que les données techniques permettant d'établir un bilan environnemental de ce modèle.

En tout état de cause, cette obligation devrait être introduite pour l'ensemble de la filière biométhane.

3. LES MODALITES RELATIVES AU COMPTAGE DOIVENT ETRE PRECISEES AFIN D'ASSURER LE CONTROLE DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE

La CRE est chargée du calcul des charges de service public de l'énergie sur la base desquelles les fournisseurs de gaz qui achètent le biométhane sont compensés. Dans ce cadre, la CRE doit s'assurer que les informations permettant la facturation de l'énergie injectée sont correctes et l'arrêté doit prévoir des modalités de partage et de contrôle de l'information cohérentes avec les modalités de rémunération qu'il définit.

L'arrêté tarifaire prévoit que le tarif d'achat dépend de la capacité maximale de production, déclarée par le producteur. Le contrat d'achat approuvé par le ministre de l'énergie prévoit qu'en cas de dépassement de l'énergie maximale qu'une installation peut produire compte tenu de sa capacité maximale de production, l'énergie excédentaire n'ouvre pas droit au tarif d'achat et est payée à un prix négocié entre le fournisseur de gaz et le producteur. Si un producteur dépasse pendant plus de trois mois au cours d'une l'année civile cette énergie maximale, le producteur doit notifier au préfet et à l'acheteur une capacité maximale de production supérieure.

Les textes objets du présent avis ne permettent pas, pour les installations s'inscrivant dans un modèle d'injection mutualisée portée, à l'acheteur de disposer de données fiables nécessaires à la facturation ni à la CRE d'assurer le contrôle des charges et de vérifier que les modalités de rémunération – en particulier la capacité maximale de production – ont été intégralement appliquées pour les raisons suivantes.

3.1 Au point de production

Le compteur au point de production de biométhane doit notamment inclure un chromatographe afin de garantir que le gaz compté est du biométhane conforme aux spécifications du réseau. Dans le cas contraire, par exemple si une épuration est réalisée ailleurs, le compteur au point de production comptera un gaz contenant une forte quantité de gaz carbonique. La comparaison du comptage de gaz de qualités différentes engendrera des écarts ne permettant pas de s'assurer du respect des modalités de rémunération des installations.

¹ Cette valeur dépend du réseau sur lequel le gaz est injecté.

² Ces dispositions sont prévues aux R. 314-14 pour les installations en guichet ouvert et R. 311-27-1 pour les installations ayant participé à un appel d'offres.

Si l'arrêté objet du présent avis prévoit que le compteur devra être conforme aux dispositions du décret 2001-387 du 3 mai 2001 relatif au contrôle des instruments de mesure, il ne prévoit cependant pas de processus permettant de s'assurer que l'information transmise au fournisseur de gaz et aux pouvoirs publics est correcte. La CRE estime qu'un acteur tiers au contrat d'achat et ayant une mission de service public doit assurer la lecture du compteur et la transmission de l'information.

La facturation étant mensuelle, une déclaration mensuelle du producteur doit être réalisée associée à une vérification *a minima* annuelle en vue d'assurer le calcul des charges de service public. Une procédure de réconciliation des flux doit être prévue en cas d'écart entre la somme des quantités facturées mensuellement et la quantité annuelle relevée.

3.2 Transport du gaz et injection

Si les gaz produits par les différentes installations concernées sont mélangés lors du transport, il sera impossible de les discriminer et, ainsi, de comparer pour chacune d'entre elles la quantité d'énergie comptée au point de production et au point d'injection. A cet égard, il apparaît pertinent, d'une part d'imposer que le gaz produit par chaque installation soit transporté dans des contenants distincts – bouteilles différentes pouvant être transportées sur un même camion – et, d'autre part, d'inclure, au niveau du point d'injection, un système permettant de discriminer et de compter le gaz provenant de chaque point de production.

À défaut, des procédures de partage des pertes techniques et du gaz refusé lors de l'injection devront être définies en amont du début de l'exploitation. En effet, le gestionnaire de réseaux de gaz, responsable de la qualité du gaz injecté sur son réseau, peut refouler du gaz non-conforme aux spécifications du réseau, celui-ci étant alors envoyé à une torchère.

3.3 Réconciliation et contrôle

Afin de vérifier les déclarations portant sur chaque point de production et l'absence de fraudes, l'égalité entre les deux termes de l'équation suivante doit *a minima* être vérifiée pour chacun des producteurs.

$$\text{Gaz point de production} = \text{gaz injecté} + \text{gaz torchère} + \text{pertes}$$

Le versement du tarif d'achat et la compensation induite ne pouvant être effectués que sur la base de la quantité d'énergie injectée sur le réseau et après vérification que les variables servant au calcul du tarif d'achat ont été correctement déclarées – en particulier la capacité maximale de production –, le modèle de contrat d'achat approuvé par le ministre chargé de l'énergie doit être décliné pour définir les relations entre les producteurs et l'acheteur ainsi que les règles pour solder des écarts entre les différents comptages.

Une attention particulière devra être portée aux écarts induits par la temporalité de l'opération : le gaz compté au point de production ne pourra en effet nécessairement l'être que plus tard au point d'injection, jusqu'à plusieurs jours après, en fonction de la logistique retenue et de la durée de stockage du gaz sur site.

4. L'EMERGENCE DE L'INJECTION MUTUALISEE POSE PLUS LARGEMENT LA QUESTION DE LA STRATEGIE DE VALORISATION ENERGETIQUE DES GISEMENTS METHANOGENES

Si la méthanisation est aujourd'hui l'énergie renouvelable la plus chère, elle poursuit toutefois d'autres objectifs de politique publique que la transition énergétique : revenus pour l'agriculture, substitution d'engrais chimiques par le digestat produit par méthanisation, traitements de déchets en particulier des effluents d'élevage dans les zones en excédent d'azote et de potassium, développement des territoires. Si toutes les valorisations du biogaz poursuivent ces objectifs, elles se différencient par la manière dont elles contribuent à la transition énergétique : production combinée d'électricité et de chaleur, production de méthane injecté sur le réseau – éventuellement après portage, ou carburant pour les transports (« bio-GNV »).

Dans ce contexte, il apparaît essentiel que chaque potentiel méthanogène et chaque projet qui vise à le mobiliser soient orientés vers la valorisation énergétique la plus pertinente. La CRE considère qu'une planification, par exemple au travers de schémas de développement à une maille régionale définis sous l'égide de l'État et des collectivités locales, permettrait de répondre à cet enjeu. Le choix de la meilleure valorisation sur chaque zone étudiée pourrait prendre en compte des critères tels que les bilans environnementaux, énergétiques et économiques³ relatifs aux différentes valorisations.

³ Une telle comparaison multicritère pour fonder les choix de valorisation à une maille territoriale s'inscrit dans la continuité des recommandations formulées par la Cour des comptes dans son dernier rapport sur le soutien aux énergies renouvelables (mars 2018) où elle mettait notamment en avant l'intérêt d'une « comparaison des filières en termes de performance énergétique (€/MWh EnR produit) et d'efficacité environnementale (€/tCO₂ évitée) » dans le cadre de la définition des orientations en matière de politique énergétique.

Une telle planification permettrait en outre d'éviter qu'un développement localement supérieur aux ressources méthanisables ne crée une concurrence sur les déchets qui pourrait affecter la viabilité des installations de production existantes voire inciter certains acteurs à produire davantage de déchets.

AVIS

En application des dispositions des articles L. 134-10 et D. 446-12 du code de l'énergie, la CRE a été saisie par le ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire de projets de décret et d'arrêté adaptant le dispositif d'obligation d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel pour les installations de production de biométhane livrant à un point d'injection mutualisé après un transport routier.

La CRE est défavorable en l'état aux projets de décret et d'arrêté adaptant le dispositif d'obligation d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel pour l'étendre aux installations livrant le biométhane à un point d'injection mutualisé après transport routier dans la mesure où cet élargissement du périmètre du guichet ouvert intervient en l'absence de toute étude d'impact sur la pertinence de cette valorisation et où la justesse du niveau de soutien envisagé n'a pu être vérifiée.

Elle considère qu'un dispositif expérimental serait plus adapté pour (i) octroyer un niveau de soutien approprié et (ii) pouvoir établir un bilan technique, environnemental et économique de ce modèle, sur la base duquel les pouvoirs publics pourront décider de l'opportunité d'un mécanisme de soutien pérenne et déterminer les conditions d'éligibilité des projets à un tel modèle. Elle recommande à ce titre la création d'un dispositif de soutien aux installations innovantes visant à définir le niveau de soutien au cas par cas sur la base d'un examen approfondi des coûts.

À défaut, elle recommande *a minima* de limiter en nombre et en durée l'application du soutien envisagé aux installations inscrites dans un schéma d'injection mutualisée et d'inclure dans le projet de décret l'obligation annuelle de transmission à la CRE des données techniques, économiques et environnementales relatives à l'installation.

Au surplus, ce schéma de valorisation présente plusieurs problématiques de comptage et de transmission d'informations aux pouvoirs publics. La CRE estime que celles-ci doivent être résolues afin de garantir la confiance dans les informations transmises et nécessaires à la facturation du tarif d'achat et au calcul des charges de service public.

Plus largement, cette nouvelle valorisation du biogaz rouvre la question de l'orientation des potentiels méthano-gènes et des projets qui les mobilisent vers la valorisation énergétique la plus pertinente pour garantir un développement efficace de la méthanisation au bénéfice de la collectivité. La CRE considère qu'une planification qui pourrait passer par des schémas régionaux établis sous l'égide des pouvoirs publics permettrait de répondre à cet enjeu, d'éviter les effets pervers d'une concurrence sur la ressource méthanisable et d'optimiser les investissements dans les réseaux de gaz et d'électricité qui seront nécessaires pour accompagner ce développement.

Le présent avis sera transmis au ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire, au ministre de l'action et des comptes publics et au ministre de l'agriculture et de l'alimentation.

Délibéré à Paris, le 4 octobre 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO