

CONTRIBUTION DU CLUB BIOGAZ AUX PROPOSITIONS D'EVOLUTIONS REGLEMENTAIRES SUR LE BIOMETHANE INJECTE

A DESTINATION DU GT INJECTION DU 15 MARS 2016

1 Arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel modifié

1.1 Modifications proposées par la DGEC

1.1.1 Sur la suppression du coefficient S

Proposition du Club Biogaz : l'acheteur envoie l'avenant au producteur dans un délai de deux mois suivant la publication de l'arrêté.

A noter qu'un délai identique a été retenu pour l'envoi de l'avenant tarifaire par l'acheteur aux installations de cogénération (en application de l'arrêté du 30 octobre 2011) à compter de la date de signature du contrat d'achat.

1.1.2 Sur l'énergie utilisée pour le chauffage du digesteur

Proposition du Club Biogaz : prévoir la possibilité d'utiliser d'autres EnR (par exemple le bois-énergie) pour chauffer le digesteur car :

- c'est tout aussi vertueux ;
- cela permet d'utiliser une autre EnR pour produire du biogaz ;
- cela améliorerait le rendement EnR de l'installation, en mettant plus de méthane renouvelable et d'énergie stockable sur le marché.

1.1.3 Sur la non-applicabilité du tarif double valorisation aux ISDND

Question : est-ce que les ISDND peuvent faire de la double valorisation tout de même ?

1.2 Propositions du GT biométhane injecté du Club Biogaz

1.2.1 Sur les primes aux intrants

Proposition : modifier la prime P3 pour que des installations de méthanisation hors STEP puissent en bénéficier (en proportion) lorsqu'elles font une codigestion avec des boues urbaines.

Proposition : préciser dans le texte que les boues et matières issues des stations d'épuration industrielles rentrent dans la prime P2.

Proposition : la soupe issue de déconditionneur est constituée d'un mélange de déchets pouvant provenir de la restauration hors foyer (citée en P1), de GMS (non cités explicitement) ou d'industries agro-alimentaires (cités en P2). Pour aller dans le sens du développement de la filière biodéchets et de la filière méthanisation (ces soupes étant très méthanogènes), il faudrait indiquer dans l'arrêté que la soupe issue de déconditionneur est éligible à la prime P2 (et non la P1).

Question : pourquoi elle avoir fait une distinction, à l'origine entre déchets d'IAA et déchets de collectivités ? Pourquoi faire la distinction entre ce qui est déconditionné et ce qui ne l'est pas ?

1.2.2 Sur le tarif d'achat et les ajustements tarifaires

Proposition : que le tarif de référence soit calculé sur une moyenne annuelle de débit de biométhane injecté.

Exposé des motifs : actuellement, le tarif est en lien avec la capacité maximale de production de l'installation (m³(n)/h) indiqué dans l'attestation délivrée par le préfet et le contrat d'achat. Cette capacité maximale de production est comparée mensuellement au débit mensuel moyen réalisé. Toute augmentation de débit doit être déclarée et donne lieu à une baisse du tarif : en cas de dépassement de ce débit 3 mois dans l'année, le producteur a obligation de déclarer un nouveau débit qui correspond à au moins la moyenne de ces 3 mois de plus forts débits.

Dans la réalité il est très difficile d'anticiper des variations de charges en entrée de digesteur. Par ailleurs, les 3 mois les plus forts de l'année peuvent ne pas être le reflet de la réelle quantité de biométhane injecté en moyenne annuelle. Le tarif appliqué sur un débit max est donc souvent en deçà de ce qu'il devrait être pour rentabiliser une production moyenne. Par ailleurs il est très difficile d'anticiper une courbe de charge annuellement. Enfin, ce principe n'est pas automatique dans le cadre d'une baisse de débit qui pourrait donner lieu à une augmentation du tarif.

En outre, le biométhane produit au-delà de la capacité maximale de production est généralement acheté par le fournisseur d'énergie au prix du PEG. Les OPEX dépensés pour produire ce biométhane supplémentaire ne sont pas rentabilisés.

Enfin, un certain nombre de projets ne peut pas voir le jour car la capacité du réseau à absorber le biométhane produit est beaucoup trop faible en été. Un tarif se basant sur le débit hivernal ne permet pas la rentabilité de ces projets.

1.2.3 Sur la double-valorisation

Proposition : dans le cas des projets double-valorisation, supprimer la décote du tarif liée au calcul du C_{max} équivalent et attribuer à chacune des unités de valorisation un tarif standard non dégradé prenant en compte seulement la puissance installée effective de chacun des équipements.

Exposé des motifs : aujourd'hui la formule du Cmax équivalent est trop pénalisante et aucun projet en double valorisation n'a pu voir le jour. Dans ce type de projets, le tarif doit notamment pouvoir compenser le doublon des équipements de valorisation du biogaz et également dans certains cas un fonctionnement des équipements à charge partielle lié à des contraintes de saisonnalité (consommation de chaleur/disponibilité du réseau de gaz naturel, tout l'intérêt de la double valorisation...).

1.2.4 Sur le biométhane non injecté dans le réseau de gaz naturel : tarifs et raccordement

Proposition (rappel) : le Club Biogaz a soumis à la DGEC en 2015 une note visant à définir un tarif pour le biométhane non injecté. Ce tarif pourrait être fixé dans le cadre de la révision de l'arrêté tarifaire du 23 novembre 2011, puisqu'il revêtirait la même structure que le tarif pour l'injection (tarif de base + primes aux intrants), avec une prime supplémentaire prenant en compte le surcoût lié aux équipements (absence d'odorisation, mais nécessité de compresser ou de liquéfier).

Question : GRDF avait évoqué la possibilité de se connecter en branchement indirect sur les réseaux de gaz de sites industriels par exemple. Quelles seraient dans ce cas les conditions de raccordement et d'injection du biométhane et quels seraient notamment les coûts évités (suppression du coût de location du poste, suivi d'analyses...) ?

2 Modification du code de l'énergie : conditions de contractualisation et garanties d'origine du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

2.1 Modifications proposées par la DGEC

2.1.1 Sur l'hygiénisation des intrants

Proposition : préciser ce qu'on entend par « traitement d'hygiénisation ». S'agit-il de l'hygiénisation stricto sensu ou est-ce que cela pourrait s'étendre à un éventuel chauffage des intrants en amont de l'hygiénisation ?

2.1.2 Sur la nouvelle identification auprès de l'ADEME

Remarque : pour la cogénération, le récépissé ADEME a été supprimé.

Question : quelle est la finalité de cette transmission d'informations, à quoi va-t-elle servir ?

Question : est-ce que la nouvelle identification ADEME a des conséquences sur le contrat ? Est-ce qu'elle entraîne une information du préfet ?

Proposition : des informations similaires sont déjà transmises au gestionnaire de réseau en application d'une annexe au contrat de raccordement, à savoir :

- Le débit d'injection
- La production de biométhane
- Le tonnage de déchets traités par an
- Le tonnage d'engrais chimiques économisés
- La liste et le tonnage d'intrants (en moyenne annuelle)

- Le nom des partenaires du projet

Une nouvelle identification ADEME représente une charge administrative supplémentaire. Se limiter aux points 1 et 2 (informations sur la personne morale et adresse) et 5 (capacité maximale de production et productibilité moyenne annuelle estimée).

2.1.3 Sur le délai modifié de demande de garantie d'origine

Proposition : préciser dans le texte la durée de la période d'injection (minimale et maximale) et de quoi elle peut être composée (plusieurs périodes mensuelles de relevés successifs par exemple).

2.2 Propositions du GT biométhane injecté du Club Biogaz

2.2.1 Sur la possibilité que la production de gaz puisse être distante du poste d'injection et/ou que le biométhane injecté en un poste d'injection puisse provenir de plusieurs installations de biométhane

Proposition : introduire la possibilité que la production de gaz puisse être distante du poste d'injection et/ou que le biométhane injecté en un poste d'injection puisse provenir de plusieurs installations de biométhane. Dans le cas où plusieurs installations injectent au même poste d'injection, le tarif d'achat applicable devra prendre en compte le débit produit par chacune des installations de méthanisation mutualisées (individuellement ou de façon moyenne).

Exposé des motifs : un des freins au développement des projets en injection de biométhane est l'éloignement des réseaux de distribution et de transport de gaz, qui ne couvrent pas tout le territoire et ne peuvent pas toujours absorber la production d'une installation (problématique des réseaux de distribution). La taille minimale des installations pouvant injecter afin d'être rentable (environ 60 Nm³/h) pose aussi problème dans le cas d'exploitations agricoles. Par ailleurs, le caractère abondant et diffus de certains coproduits méthanogènes, comme les effluents d'élevage, impose aujourd'hui une logistique coûteuse et qui pénalise la pertinence énergétique des projets. Ces principaux freins limitent considérablement le développement des projets biométhane. Grâce à la proposition d'autoriser le transport du gaz et la mutualisation du poste d'injection présentée ci-dessus, ces problématiques seraient grandement diminuées. Ceci élargirait le nombre d'installations pouvant être candidates à l'injection et faciliterait l'atteinte des objectifs fixés par l'Etat pour la filière. De plus, l'acceptabilité territoriale des projets serait beaucoup plus simple à obtenir dans un schéma comportant plusieurs sites de production de taille réduite, plutôt que dans un projet territorial.

2.2.2 Sur l'obligation de reverser 75% des bénéfices de la vente de GO à la CDC

Proposition : supprimer l'obligation de reverser 75% des bénéfices résultant de la vente des GO à la CDC. Si elle permet de favoriser la valorisation en bioGNV, elle est également pénalisante pour les fournisseurs et les producteurs de biométhane injecté. Il paraît plus logique de développer le bioGNV grâce à des mesures incitatives, par exemple par une baisse

de la fiscalité. Par ce reversement des 75 %, les fournisseurs ne sont que très peu motivés à acheter le biométhane, la grande majorité de leurs clients ne pouvant bénéficier des GO. Le développement de la filière ne pourra passer que par la valorisation des GO et la visibilité du biométhane pour tout type d'application : chauffage, eau chaude sanitaire, bioGNV...