

# Réaction au projet d'AGW

## Injection Biométhane

### Note de réaction, 10/06/2016

Edora se réjouit des importantes avancées en matière d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz. La présente note exprime les principales préoccupations de porteurs de projets existants, à venir et potentiels.

#### 1/ Remarques au fil du texte

- **Art 1** : le régime étant établi sur base des besoins des GRDs (comme fournisseur social ou autre), il serait intéressant pour les producteurs de connaître ce que cela représente à l'échelle de la Wallonie, afin de sa faire une idée des perspectives de développement. Que se passe-t-il si un GRD a couvert l'intégralité de ses besoins ? Est-il en droit de refuser la demande suivante ?
- **Art 3**
  - Il est supposé qu'un cadre contractuel établira la relation entre producteur et GRD en ce qui concerne la cabine d'injection, précisant notamment le périmètre des coûts (ex. raccordement), des responsabilités et des prises en charge, les modalités de détermination des tarifs répercutés au producteur,... Edora demande à ce que ces contrats (type) soient établis en concertation avec le secteur. Ces aspects seraient-ils couverts dans le contrat de raccordement ? ;
  - Les contrats de raccordement prévoient-ils des pénalités ou des mesures coercitives si les spécifications techniques ne sont pas respectées (y inclus la pression au droit de la cabine d'injection) ?
  - La « description des intrants et du processus de production » a-t-elle pour objectif d'établir un lien entre la composition des intrants et la composition des gaz ? Dans ce cas il y a lieu de préciser comment et à quelle fin ces informations seront utilisées ? La modification de la nature des intrants ne peut conduire à une modification des contrats de raccordement et d'injection, en raison notamment de la lourdeur administrative que cela représenterait. Le producteur doit être garant de la qualité du gaz livré, sans intervention de la part du GRD ni dans les intrants ni dans le process. Une notification à titre purement informatif reste par contre souhaitable à des fins d'échange entre parties ;
  - Les contrats-type de raccordement devraient être 'validés' par la CWaPE (et non seulement soumis à celles-ci) après consultation du secteur ;
  - Si la notion de biométhanisation agricole est utilisée dans ce cadre, il importe d'en donner une définition claire afin d'éviter toute divergence d'interprétation (la seule définition est donnée par la CWaPE dans le cadre du plan de sauvetage). Edora ne pense pas nécessaire d'établir une telle définition, mais rappelle que, si un régime différentiel devait être mis en place, il importerait de veiller à ne pas créer de distorsion entre outils utilisant les mêmes intrants (principe de non-discrimination) ;
  - Si la méthodologie de fixation du prix de rachat est probablement similaire à celle du kéco, il y aurait probablement lieu de préciser la partie éligible des coûts (capex et opex). Le prix obtenu pour les GO-biogaz est-il considéré ? Comment une conversion (passage de « cogénération » à injection) est-elle envisagée ? Quelle part des investissements ? Quelle part des coûts opérationnels ?

- Un cadre spécifique devrait être prévu pour les projets de conversion de cogénération vers injection, en particulier lorsque des modifications significatives sont envisagées. La recherche de l'optimum économique (soit conversion intégrale en biométhane injecté ; soit nouvelle cogénération ; soit solution mixte injectant partiellement et cogénération le solde du biogaz<sup>1</sup>) devra être visé (dans une optique de maximisation du bien-être collectif). Dans le cas d'un usage mixte, la cohabitation de deux régimes distincts (CV électricité et GO-biogaz + premium) nécessitera de clairement identifier les coûts associés à chaque régime ;
- Le calcul du prix de rachat est-il réalisé par projet ? Quels paramètres sont 'moyennés' (moyenne du marché) et quels paramètres sont spécifiques au projet ? ex : le revenu de la commercialisation des garanties d'origine biogaz est-il celui du projet qui fait la demande d'un prix de rachat (quelle durée de contrat ? quelle marge de sécurité p/r à la pérennité de la cogénération fossile ?) (\*) ? Quel suivi lors des adaptations triennales des prix de rachat garantis ?
- Les paramètres conduisant à la révision du prix de rachat devraient être clairement identifiés (prix des intrants ? coûts opérationnels ? valorisation des digestats ?)
- Dans son rapport du 30/4 de chaque exercice, la CWaPE propose, en cas de non-respect des 2 balises (somme de la production totale annuelle < besoins propres annuels de l'ensemble des GRDs ; coûts totaux < 1% enveloppe annuelle des tarifs de distribution de gaz en RW), une adaptation du mécanisme de soutien pour les exercices suivants. Faut-il comprendre que la modification du régime est la seule modalité de contrôle ? Aucun projet ne peut être refusé par les GRDs (cfr supra) ? La visibilité quant à ces balises et leur évolution est essentielle pour la sécurité des porteurs de projet (à l'instar de l'état d'utilisation des enveloppes de CVs pour les filières électriques) ;

(\*) risque lié à la commercialisation des garanties d'origine biogaz, voir point 2 infra.

- **Art 4** : Attention que le biométhane ne sera pas systématiquement injecté. Il pourrait notamment servir directement de carburant (pour une flotte captive par exemple). Sur son site internet, la CWaPE parle de « biométhane lorsque le gaz produit est traité de manière à être rendu compatible avec le gaz naturel disponible dans le réseau de distribution ou de transport, ou avec le gaz naturel utilisé comme carburant pour les transports » ;
- **Art 5** : la procédure d'utilisation des garanties d'origine biogaz ne semble pas encore être disponible sur le site de la CWaPE ;
- **Art 6**
  - « La réserve des certificats verts additionnels est toutefois limitée à la durée des contrats entre le producteur et le(s) producteur(s) de biométhane », cela signifie qu'il y a lieu, au terme de chaque contrat, de réintroduire une demande de réserve ? Cette contrainte alourdit le cadre contractuel entre producteur et producteur de biométhane et les procédures administratives. Or, dans tous les cas de figures (changement ou pas de producteur), le producteur de biométhane devra valoriser ses GO-biogaz et par conséquent générer un volume de base de CVs (ayant permis à son business plan de passer). Le nombre de CVs est susceptible de varier en fonction de la qualité de la cogénération fossile du producteur et de la majoration résultante, mais cette variation ne sera pas significative comparé au volume de base de CVs qui sera d'office produit. Dans le cas d'une cession, l'exigence de réintroduire un dossier de réserve ne pourrait-elle être limitée aux cas où le changement de contrat entraîne une

---

<sup>1</sup> Pour couvrir les besoins thermiques et électriques de l'épuration, cela peut avoir du sens d'assurer la production de ces énergies sur site au départ de la ressource renouvelable, par le biais d'une unité de cogénération (ce qui évite l'achat de gaz et/ou d'électricité alors qu'elles pourraient être produites sur site). L'optimum économique devra être visé

variation dépassant un certain seuil (à établir), de manière à limiter les procédures ainsi que les incertitudes (enveloppe qui pourrait ne plus être disponible) ?

- Quelle est la finalité du plafond de 60€/GO-biogaz ? N'y aurait-il pas lieu de définir plutôt un seuil ?

## **2/ Observations générales relatives aux recettes**

- La commercialisation des GO-biogaz est susceptible de constituer un obstacle pour les producteurs de biométhane qui ne disposeraient pas de la capacité de négociation avec des producteurs (cogénération fossile). Le producteur de biométhane, pour sécuriser au maximum ses recettes, devrait disposer d'un contrat de 15 ans avec un (des) producteur(s). Or dans la pratique, cette possibilité reste compromise par de nombreuses incertitudes :
  - Combien d'années le(s) producteur(s) va(vont)-il(s) encore percevoir des CVs ? avec ou sans modification significative ?
  - Quelle est la pérennité de l'activité du producteur ? de son unité de cogénération ?
  - Les GO-biogaz peuvent-elles être valorisées après 15 ans ?
- ⇒ Un cadre contractuel (ou une méthodologie régulant la relation entre producteur et producteur de biométhane) pourrait être établi afin de simplifier la tâche du producteur dans ses démarches de recherche de producteur (cogénération fossile). Ce cadre traiterait des durées de contrat ; des marges ;
- Dans le cas où un producteur de biométhane ne parvient pas à trouver un acquéreur de ses GO-biogaz, il n'existe pas de solution de backup (à l'instar des CVs avec le rachat garanti au prix de 65€). Une solution équivalente ne pourrait-elle être mise sur pied ?
- Un mécanisme similaire pourrait-il être envisagé afin de valoriser le biométhane sous forme de carburant ?

## **3/ Raccordement et accès garantis**

Un cadre devra être établi afin de préciser

- Les modalités d'indisponibilité du réseau et les dédommagements prévus en cas de défaut ;
- Ces modalités devront notamment traiter de la flexibilité des productions de biométhane et donc des déplacements d'injection éventuellement requis ;

Il est essentiel que le contrat de raccordement-type soit établi en concertation avec le secteur.