



COMMISSION WALLONNE POUR L'ÉNERGIE

RECOMMANDATIONS

CD-11I21-CWaPE-360

en vue de

*'stimuler le démarrage
de la filière du biométhane'*

*rendu en application de l'article 43bis, § 1^{er} du décret du 12 avril 2001
relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.*

Le 16 décembre 2011

Introduction

La directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables fixe aux Etats-Membres (EM) des objectifs contraignants concernant la part de l'énergie produite à partir de sources renouvelables à la fois dans la consommation finale brute d'énergie et dans les transports. La consommation finale brute est comptabilisée en intégrant les consommations finales brutes d'électricité, de chaleur, de refroidissement et du secteur des transports.

Pour l'ensemble de ces secteurs, le biométhane ouvre des perspectives considérables en termes de potentiel source et de mise en œuvre, qui lui confèrent une place de premier choix dans la politique énergétique de certains EM.

En Belgique, la Région wallonne est la première à avoir pris des dispositions légales en faveur du développement de la filière d'injection du biométhane dans les réseaux de gaz. Le potentiel existe, et des investisseurs se sont montrés intéressés, certains avant-projets en étant à un stade d'étude assez avancé. Les retours d'expérience, chez nous comme à l'étranger, ont cependant montré que les mesures en vigueur n'offrent pas suffisamment de garanties pour le développement de la filière. La Région risque bien, si aucune correction n'est apportée, de perdre son avance et de voir les producteurs se détourner, notamment au profit des pays voisins qui ont quant à eux adopté récemment des mesures énergiques pour doper les investissements.

L'objet du présent document est de formuler des recommandations visant à compléter les mécanismes existants, tout en conservant si possible l'intégrité du système gaz déjà soumis une forte pression concurrentielle dans notre région. Si un accord de principe peut-être obtenu de la part du Gouvernement, ce serait un signal clair au marché. Ces propositions seraient alors à affiner et à traduire en dispositions législatives au cours du premier semestre 2012.

Table des matières

1. Résumé
2. Bref rappel du contexte
 - *Qu'est-ce que le biométhane ?*
 - *Quelles conditions pour injecter le biométhane dans les réseaux de gaz ?*
 - *Pourquoi faut-il promouvoir l'injection de biométhane ?*
 - *Quel potentiel et quels objectifs pour le biométhane ?*
 - *Quels usages pour le biométhane ?*
3. Les mécanismes de soutien existant en Région wallonne
 - *Les aides à l'investissement (dites « UDE »)*
 - *Les aides à la production*
4. Coût estimé de la production de biométhane
5. Identification des freins à l'investissement d'ordre économique
6. Propositions pour stimuler la filière
 - *Pour la vente du gaz : une obligation d'achat à charge des GRD*
 - *Pour la vente des GO : une obligation d'achat intermédiaire à charge des GRD*
 - *Une plus grande implication des GRD dans le processus d'injection*
 - *Un intéressement des GRD au développement d'une vraie filière avale de CNG*
7. La piste subsidiaire des aides « one shot »
8. Le cas particulier du réseau de transport
9. Première évaluation du coût global des mesures proposées
10. Conclusions

1. Résumé

Les recommandations émises dans ce document visent à compléter le mécanisme de soutien à l'injection du biométhane dans les réseaux de distribution de gaz afin de stimuler le démarrage de la filière.

La première partie s'attache à replacer très brièvement l'injection du biométhane dans son contexte, afin notamment d'en rappeler le potentiel et les avantages pour la Région wallonne.

Le mécanisme de soutien en place est ensuite brièvement évalué, pour arriver au constat qu'il n'offre pas une sécurité suffisante aux investisseurs qui construisent un business plan. En effet, trop de paramètres sont soumis exclusivement aux contraintes du marché : la vente du gaz est fortement dépendante du rapport de force entre le marché conventionnel et le producteur de biométhane, tandis que la vente des garanties d'origine dépend de l'intérêt artificiel créé par un mécanisme de soutien indirect et fluctuant. A cela s'ajoute le fait que trop d'intermédiaires interviennent dans ces deux axes de commercialisation, ce qui affecte naturellement les marges disponibles pour le producteur.

Au niveau des perspectives, il apparaît que le marché pourrait devenir à terme autoportant, si des mesures sont prises pour améliorer les politiques de soutien en matière de production d'électricité verte, filière biogaz, mais aussi et surtout en matière de biocarburants gazeux. Dans l'immédiat, pour amorcer la pompe, il convient de mettre en place un dispositif assurant un « filet de sécurité » suffisamment persuasif qui permette de surmonter le manque de visibilité des investissements.

La CWaPE propose donc 4 mesures phares, sous forme d'OSP à charge des gestionnaires de réseaux, mais dont le fardeau économique net est finalement assez limité :

- 1) Une obligation d'achat du biométhane, à un prix stable et attractif, comparable au prix d'achat actuel du gaz naturel destiné à couvrir les besoins propres du GRD ;
- 2) Une obligation d'achat des garanties d'origine, à un prix stable, avec pour le GRD la possibilité de revendre les titres sur le marché, la différence éventuelle de prix représentant une charge OSP minimale pour le GRD ;
- 3) La participation active du GRD dans l'installation, pour ce qui concerne la composante « injection » la plus liée aux compétences de l'industrie du gaz, avec à la clef une rémunération équitable des capitaux investis intégrant le facteur de risque de l'activité ;
- 4) L'implication des GRD dans le développement de la filière « CNG », dont le bénéfice à moyen terme pour la distribution se ressentira sous la forme d'une pérennisation des volumes contribuant au grid fee, aujourd'hui mis sous pression par les nécessaires mesures d'URE à adopter par les consommateurs.

Ces mesures structurelles sont à moduler en fonction du type de production (taille et nature d'intrants) et d'une vision à long terme de l'activité gaz. Le soutien de base resterait lié à un fonctionnement normal de marché et le dispositif proposé ne serait pas automatiquement activé par le producteur, mais servirait d'abord de garantie minimale pour bâtir un business plan crédible.

2. Bref rappel du contexte

Qu'est-ce que le biométhane ?

Le biogaz est un gaz obtenu par fermentation ou par gazéification de matières organiques considérées comme des sources d'énergie renouvelables.

Le biométhane est un gaz obtenu au départ de biogaz dont les propriétés ont été adaptées, suite à un traitement physique et/ou chimique, pour le rendre compatible avec le gaz naturel du réseau ou le gaz naturel utilisé pour les véhicules.

Le gaz naturel étant en majeure partie composé de méthane (CH₄), le biométhane est donc, par définition, lui aussi essentiellement composé de méthane, mais d'origine renouvelable.

Quelles conditions pour injecter le biométhane dans les réseaux de gaz ?

Pour être introduit dans le réseau, le biométhane doit évidemment répondre à des conditions strictes de compatibilité avec le gaz naturel, définies entre autres dans le règlement technique et les spécifications du secteur¹. En substance, il faut une interchangeabilité parfaite entre ces deux gaz, mais aussi une capacité d'absorption par le réseau, conditionnée par la hauteur des prélèvements des consommateurs et le niveau de pression de service.

Pourquoi faut-il promouvoir l'injection de biométhane ?

Lorsqu'elle est techniquement possible, l'injection dans le réseau de biogaz transformé en biométhane présente, pour le producteur, des avantages certains par rapport à la filière classique de la production locale d'électricité et/ou de chaleur : une valorisation maximale du contenu énergétique même en l'absence de besoins thermiques à proximité du site de production, l'utilisation du réseau de gaz comme tampon entre le producteur et le(s) consommateur(s), une plus grande diversification des utilisateurs, une durée de vie accrue pour l'installation par rapport à un moteur à gaz, un mécanisme de soutien non limité dans le temps et lié à l'usage final plutôt qu'à l'installation, etc...

Au niveau régional, l'injection présente également des avantages substantiels parmi lesquels :

- ⇒ Une meilleure efficacité énergétique et plus grande économie de CO₂ que la plupart des installations classiques : il est en effet plus efficace de substituer en priorité les énergies conventionnelles là où les émissions de CO₂ sont les plus élevées, or le parc de production d'électricité génère progressivement de moins en moins de CO₂ au MWh primaire utilisé, par rapport à la filière thermique, mais aussi et surtout celle des transports ;
- ⇒ La libération de capacités sur les réseaux électriques pour d'autres filières de production verte;

¹ Voir prescription Synergrid / 2000.50.42

- ⇒ Une amélioration des objectifs et la contribution à une certaine diversification des sources d’approvisionnement pour les secteurs résidentiels et des transports ;
- ⇒ En cas d’utilisation comme carburant, la contribution aux objectifs de la directive 2009/28/CE est comptabilisée en double (art.21)²

Quel potentiel et quels objectifs pour le biométhane ?

Dans leur mix énergétique pour atteindre leurs objectifs découlant de la Directive 2009/28/CE, plusieurs Etats-Membres ont explicitement misé sur un développement à large échelle du biogaz, et plus particulièrement du biométhane. Ainsi, l’Allemagne et les Pays-Bas ont des objectifs indicatifs de plus de 10% de leur consommation intérieure de gaz naturel, ce qui n’est pas rien pour ces pays qui sont respectivement les 2^{ème} et 4^{ème} marchés du gaz dans l’UE³. Fin 2010, on dénombrait 52 installations opérationnelles en Allemagne, pour 428 MW primaire installés (équivalent de 1500 MW_{éi}) ! En Suède le biométhane est depuis plusieurs années utilisé comme carburant vert, ce qui est également le cas en Suisse, hors UE. En France et au Royaume-Uni, des incentives viennent d’être mis en place pour doper la filière.

En Région wallonne, la récente Plateforme Biométhanisation mandatée par le Ministre de l’Energie a identifié un « potentiel technique dépassant certainement les 12 TWh primaires » pour la biométhanisation⁴. Une bonne partie pourrait utilement être convertie en biométhane et se substituer ainsi au gaz naturel distribué voire, au carburant. A titre de comparaison, la consommation intérieure de gaz naturel en Région wallonne⁵ tourne aux alentours de 20 TWh pour la distribution publique et 30 TWh pour les clients sur le réseau de transport Fluxys, dont la moitié pour la production d’électricité (grosses centrales électriques). Cela signifie que le potentiel identifié correspondrait à 60% de la distribution publique.

Le potentiel réel est en fait probablement sous-estimé. Alors que la filière est aujourd’hui essentiellement basée sur la biométhanisation, processus de fermentation des matières organiques, on parle déjà de la seconde et de la troisième génération de biogaz, obtenues au départ de la transformation par méthanation de SNG⁶ ou d’hydrogène, ou au départ d’un processus biologique de dépollution de l’eau ou de l’air, par des micro-algues.

Quels usages pour le biométhane ?

Compte tenu de ses propriétés, le biométhane se substitue au gaz naturel dans les mêmes applications que celui-ci : chauffage, applications industrielles, cuisson, production d’électricité cogénérée ou non, transports...

² Il faut noter que, pour les intrants d’origine agricole, le biométhane offre un rendement à l’hectare nettement supérieur à celui du bioéthanol, dont l’écobilan fait parfois débat

³ Allemagne : injection de 60 TWh en 2020, 100 TWh en 2030

⁴ Le PMDE avançait un chiffre plus limité de 1,6 TWh_{él} + 2,5 TWh_{th} soit environ 5 TWh primaire

⁵ Chiffres moyens, hors fluctuations climatiques et variations sur le marché électrique

⁶ Pour « Substitute natural gas » : gaz de synthèse issu de la gazéification de matières lignocellulosiques telles le bois

Comme il sera précisé plus loin, un des usages les plus intéressants est l'utilisation sous forme de carburant, avec la condition préalable du développement d'une filière « CNG⁷ ». Aujourd'hui, pratiquement tous les constructeurs de véhicules légers ou lourds proposent des motorisations gaz naturel, et près de 13 millions de véhicules circulent dans le monde, dont 1,4 en Europe (730000 pour la seule Italie). En Belgique, on en dénombre à peine 600, ce qui est dû au manque d'investissements dans un réseau de distribution réparti géographiquement.

NB : Il convient de préciser que le CNG n'a rien à voir avec le LPG, qui est un dérivé de produits pétroliers, stocké sous forme liquide à t° ambiante, contrairement au CNG qui est lui, stocké sous forme gazeuse à haute pression. En outre, le CNG étant plus léger que l'air, il présente, en cas de fuite, moins de risques que le LPG ou les vapeurs d'essence.

Il existe aussi des applications commercialisées pour le grand transport routier, au départ de LNG (gaz naturel liquéfié à très basse température).

Concernant les émissions, le CNG génère moins de CO₂ que l'essence, mais surtout quasiment pas de micro-particules, principal inconvénient du diesel affectant la qualité de l'air.

3. Les mécanismes de soutien existant en Région wallonne

En entrant sur le réseau, le biométhane fait face à la concurrence du gaz naturel. Sans autre considération que le facteur « énergie », c'est donc le marché du gaz naturel qui fixera le prix de vente du biométhane. Il est évident que cela ne suffit pas à couvrir les coûts de production (voir plus loin), car la volatilité et le prix relativement faible du gaz naturel dissuadent toute confrontation économique. Comme pour l'électricité verte, il faut donc un mécanisme de soutien qui permette de réduire cet écart de compétitivité.

En cette matière, les dispositions légales en vigueur en Région wallonne s'appuient essentiellement sur 2 axes : les aides à l'investissement et les aides à la production.

1) Les aides à l'investissement (dites « UDE »)

Il n'est pas encore explicitement établi que le producteur de biométhane puisse en bénéficier. Cependant, rien ne l'exclut non plus, pour autant que l'on définisse des règles d'obtention, à commencer par la liste des investissements éligibles.

Il faut cependant préciser que suivant sa structure d'actionnariat et la taille de son installation, le producteur aura droit à des niveaux d'aide variables. Les montants sont en tout cas plafonnés à 1,5M€.

⁷ CNG = « compressed natural gaz » ou « NGV » en anglais, « GNV » en français, pour « gaz naturel véhicule »

2) Les aides à la production

Concernant les aides à la production de biométhane, aucune aide directe n'a été établie en Région wallonne. En revanche, un mécanisme de garanties d'origine a été mis en place par l'AGW du 23/12/2010⁸. Chaque MWh de gaz issu de renouvelable injecté sur le réseau de distribution ou de transport, en Région wallonne, se voit octroyer une garantie d'origine (GO) qui peut être vendue indépendamment du contenu énergétique du gaz. Par ce biais, on permet d'intéresser un tiers qui dispose potentiellement d'un avantage économique par l'utilisation du caractère renouvelable d'un MWh de gaz : c'est en quelque sorte un transfert de la qualification « renouvelable » d'un MWh de biométhane injecté vers un MWh de gaz naturel consommé. Dans l'état actuel de la législation, les cogénérations au gaz naturel sont visées, car elles améliorent sensiblement le taux d'octroi de certificats verts auquel elles ont droit pour leur production d'électricité, lorsqu'elles utilisent du gaz issu de renouvelables au lieu du gaz naturel. Cependant, rien n'exclut en théorie tous les autres usages (carburant vert, chaleur verte,...) pour autant toutefois qu'un mécanisme en aval les rendent également attractifs, et moyennant une légère adaptation de la législation sur les GO.

La garantie d'origine ne représente donc qu'une opportunité de soutien indirect, basé sur l'usage, car c'est bien le consommateur final qui stimulera la demande. De ce fait, on peut dire que la garantie d'origine, comme pour l'électricité, n'a qu'une fonction de « disclosure », destinée à tracer le gaz afin notamment d'éviter les doubles comptages. Par contre, la valeur faciale se beaucoup plus élevée que chez sa consœur électrique, car elle ouvre indirectement le droit à l'octroi d'un soutien.

Pour le consommateur de biométhane qui produit de l'électricité verte, le gain en certificats verts est conditionné d'une part par le niveau d'émissions de CO₂ atteint lors des processus cumulés de production, traitement et injection du gaz, et, d'autre part, par le prix de vente du certificat vert.

Le maximum théorique, pour un taux d'émission = 0, est de 0,55 CV par MWh primaire injecté⁹. Par exemple, pour un prix de 85 €/CV, cela représente 46,8 €/MWh_p. Avec un taux d'émission réaliste de 30 kg de CO₂ par MWh_p¹⁰ et un CV à 85 €, cela représente 41,2 €. Le tableau ci-dessous montre ces variations, en fonction des deux paramètres (émissions de CO₂ et prix du CV).

Prix max (€/GO ou €/MWh _p)		Prix CV		
kgCO ₂ /MWh _p	Taux CV/MWh _p	65 €	85 €	100 €
0	0,55	35,8 €	46,8 €	55,0 €
10	0,53	34,4 €	44,9 €	52,9 €
30	0,48	31,5 €	41,2 €	48,5 €
50	0,44	28,7 €	37,5 €	44,1 €

⁸ Arrêté du Gouvernement wallon relatif aux certificats et labels de garantie d'origine pour les gaz issus de renouvelables – 23/12/2010

⁹ Le gain en nombre de CV vaut, pour rappel, $\Delta N = (251 - N_{\text{gSER}}) / 456$ avec N_{gSER} = les émissions spécifiques du biométhane en kg CO₂/MWh_p

¹⁰ Valeur courante de 15 pour la biométhanisation, ainsi que 15 pour le traitement, sur base d'une consommation énergétique classique (varie suivant le procédé de traitement choisi)

4. Coût estimé de la production de biométhane

Actuellement, aucune installation n'est opérationnelle en Belgique. Quelques investisseurs développent des projets en Région wallonne. L'estimation des coûts se base donc sur des offres, mais surtout en grande partie sur l'expérience observée à l'étranger, dans un nombre de cas en forte progression ces trois dernières années.

Les coûts de production dépendent essentiellement de deux facteurs prépondérants :

- Le type d'intrants utilisés pour la biométhanisation (agricole, industriels, OM, STEP, CET...);
- La taille de l'installation (économie d'échelle sur les CAPEX).

D'autres facteurs exercent également une influence, dans une moindre mesure :

- La configuration du réseau de gaz (distance, niveau de pression...);
- Les contraintes territoriales (épandage du digestat, transport des matières etc..).

Les coûts généralement cités évoluent entre 60 €/MWh et 110 €/MWh, pour une installation entre 70 et 500 m³/h (0,7 à 5 MW primaire). La plus grosse installation à ce jour injecte 2000 m³/h, mais cela ne constitue pas un plafond.

A titre de comparaison, le prix du gaz naturel sur le long terme oscille, sur le marché de gros, entre 20 et 25 €/MWh. A court terme, le marché est plus volatil.

Le différentiel à combler par des mesures de soutien peut paraître important (35 à 90 €/MWh_p), mais il n'est pas excessif en comparaison avec le soutien octroyé à la production d'électricité verte. En effet, pour une installation de taille moyenne dont le coût de production du biométhane est de 80 €/MWh, les besoins sont d'environ 55...60 €/MWh_p, ce qui correspond à une équivalence d'environ 137...150 €/MWh_{él} (avec $\alpha_e = 40\%$). Or, si une cogénération biomasse pouvait atteindre le même rendement de valorisation de l'énergie primaire que celui que l'on pourrait attendre pour le biométhane, soit environ 90% (donc $\alpha_q = 1 - \alpha_e = 50\%$), et avec un CV à 85€, elle pourrait actuellement recevoir entre 140 et 153 €/MWh_{él}, suivant la zone d'implantation¹¹.

Par contre, la quantité de CO₂ évité sera supérieure pour l'activité biométhane que pour la cogénération, compte tenu du fait que les émissions du parc de production d'électricité actuel, combinant la production nucléaire à une part croissante de renouvelables, sont en réalité inférieures à celle du gaz naturel, mais surtout à celles du fuel transport.

¹¹ En zone de distribution gaz ou hors zone de distribution gaz, ce qui influence la valeur de Q_{ref}

5. Identification des freins à l'investissement d'ordre économique

Il n'est pas dans le propos ici de revenir sur un certain nombre de freins déjà identifiés ailleurs, pour la filière biométhanisation en général¹². Seule la question économique est abordée ici, parce que cet aspect est plus spécifique au biométhane.

Quel est le prix de vente théorique du biométhane, compte tenu du soutien ?

- 1) Valeur marchande du gaz : entre 20 et 25 €/MWh sur le marché de gros
 - 2) Valeur marchande des GO : entre 30 et 45 €/MWh
- ⇒ TOTAL théorique = entre 50 et 70 €/MWh

Il peut être déduit que le soutien proposé permet de couvrir, en théorie du moins, les coûts de production des installations les mieux positionnées. En revanche, pour les installations de plus petite taille, ou dans des situations plus défavorables en termes de marché des intrants, le soutien est insuffisant.

Néanmoins, même pour les cas apparemment les plus favorables, **ce n'est pas tant le niveau de soutien qui pose problème que le cumul d'un certain nombre d'incertitudes pour l'obtention d'un business plan crédible.**

En effet, ces montants ne sont pas acquis pour le producteur :

- La vente du gaz doit être négociée sur le marché ;
- Le prix du gaz est volatile ;
- La vente des GO doit être négociée sur le marché ;
- Le gain apporté par les GO est largement tributaire de marchés « secondaires » : prix du CV (actuellement en baisse), soutien et fiscalité sur les carburants...

Or, pour collecter des fonds, un producteur ne sera suivi que par ses créanciers que sur base d'un risque limité. Ces incertitudes achèvent donc de dissuader tout investisseur.

En pratique donc, le soutien minimum sur lequel le business case peut se baser pour l'obtention d'un financement sera plus modeste :

- Pour le gaz : le prix sera très probablement inférieur à 20 €/MWh et assorti d'une formule de révision liée aux fluctuations du marché ;
- Pour la GO : le prix d'achat sera inférieur à 30 €/MWh (CV=65€) car il faut déduire de la marge de l'acheteur.

Au lieu des 50 à 70 €/MWhp théoriques, le revenu « certain » se situera plutôt dans la fourchette de 40 à 50 €/MWhp, soit bien en dessous des coûts.

¹² Voir à cet effet :

- le « Livre vert sur la production de biogaz et de fertilisants verts en Région wallonne », Plateforme Biométhanisation, octobre 2011
- « Facteurs limitant et incitant le développement de la biométhanisation en Région wallonne », Valbiom/CRA-w, novembre 2010

A titre de comparaison, dans les pays voisins qui développent la filière, l'ensemble des mécanismes varient entre 80-90 €/MWh en Allemagne (hors intervention GRD), 62-104 €/MWh aux Pays-Bas (au prorata du budget SDE+), 80 €/MWh au Royaume-Uni, 64-95 €/MWh en France. Ce sont des ordres de grandeurs, car une série de conditions segmentent le marché, mais ils permettent de constater la faiblesse relative du système wallon.

6. Propositions pour stimuler la filière

Il est évident que toute amélioration du mécanisme d'aide à la production d'électricité verte à partir de biogaz ou visant plus particulièrement le biométhane pourrait doper la filière. En Allemagne par exemple, où l'on pratique un « feed-in tariff » attractif pour la production d'électricité verte au départ de biogaz, un bonus additionnel est donné à l'installation qui fait appel à du biométhane injecté.

De même, tout développement dans la filière CNG, avec un avantage discriminant positivement le « CNG vert », permettrait facilement de rentabiliser la filière biométhane.

Enfin, l'évolution du prix des énergies fossiles aura une influence déterminante sur l'aspect concurrentiel de la filière. Cependant, en matière de gaz, il n'est pas évident que l'évolution haussière soit aussi rapide que celle, plus vraisemblable, des produits pétroliers, et ce pour différents facteurs structurels qui avantagent sensiblement le gaz naturel sur le long terme.

Toutefois, on ne peut attendre indéfiniment ces différentes évolutions contextuelles, même si elles peuvent paraître inéluctables. **Des investisseurs attendent dès à présent un signal clair, sous peine de se détourner du marché. De même, la menace de voir une fraction conséquente du gisement de biomasse wallon quitter le territoire pour des marchés plus prometteurs est à prendre au sérieux.**

Aussi, pour amorcer la pompe, il convient de développer un mécanisme complémentaire qui donne confiance au marché en assurant un filet de sécurité minimal et ce, sans pour autant remettre en cause le mécanisme de base, tôt ou tard appelé à prendre naturellement le relais lorsque le contexte sera plus favorable.

La CWaPE propose 4 pistes éventuellement cumulatives, impliquant de manière accrue les acteurs clés que sont les GRD, et sans que cela coûte trop au secteur gaz déjà en concurrence avec d'autres énergies¹³.

¹³ Rappelons que contrairement à l'électricité, bien incontournable, le gaz naturel n'a jamais été soumis à un monopole complet : en effet, un certain nombre d'autres vecteurs énergétique lui font une concurrence directe (fuel, électricité, propane, bois...). Tout mécanisme de soutien doit intégrer cette donnée.

1) Pour la vente du gaz : une obligation d'achat à charge des GRD

Il est proposé de mettre en place une obligation d'achat du gaz par les GRD à un prix garanti et transparent. Le montant pourrait être de 30 €/MWhp, ce qui est plus élevé que le marché de gros, mais est à comparer avec le prix auquel les gestionnaire de réseau achètent actuellement le gaz destiné à couvrir leurs besoins¹⁴.

Cette disposition est assez similaire à celle qui existe en électricité mais qui, dans ce cas, n'est pas appliquée car le marché étant suffisamment autoportant, les producteurs n'y ont pas recours. Le producteur de gaz ne devrait pas non plus y avoir recours automatiquement, mais seulement lorsque le marché ne lui permet pas d'écouler tout ou partie de l'énergie produite dans des conditions satisfaisantes. Ce sera plus le cas pour les petites et moyennes installations, dont l'activité « énergie » n'est pas l'activité principale.

Les « besoins propres » des GRD en gaz se montent aux alentours de 400 GWh par an pour la Région wallonne, incluant les « fournitures x » et celles à la clientèle protégée. Au besoin, ceci peut être mutualisé entre GRD, pour ce prémunir de l'éventualité d'une trop grosse production concentrée chez un GRD dont les besoins sont plus limités. Avec un tel plafond, on dispose d'une marge suffisante pour les premières années de développement de la filière.

Bien entendu, cette option nécessitera le recours payant à un shipper pour assurer l'équilibrage opérationnel du réseau. En outre, une demande préalable et pour une période bien définie devrait être introduite par le producteur, ceci afin que le GRD puisse adapter ses propres contrats d'achat.

2) Pour la vente des GO : une obligation d'achat intermédiaire à charge des GRD

Il est proposé un mécanisme d'achat similaire, à un prix garanti, des garanties d'origine. Ce prix peut éventuellement être dégressif suivant la taille de l'installation de production. Le GRD revendrait alors lui-même les garanties d'origine aux mêmes acteurs (cogen gaz naturel, carburant...), à un prix négocié par lui. Le GRD aura l'avantage d'éventuellement pouvoir proposer un volume plus important de GO. Au début cependant, il est plus que probable que le GRD ait à essuyer une différence de prix en sa défaveur, raison pour laquelle le mécanisme d'achat garanti serait actionné par le producteur.

A noter que ce dispositif ne crée pas de distorsion dans le marché des GO, tant que la demande existe de manière suffisante, ce qui à l'heure actuelle est bien le cas, compte tenu de l'inexistence de la production en proportion du volume de gaz naturel utilisé pour la production d'électricité et convertible en biométhane. Il n'y a dès lors pas de nécessité « d'annuler » les GO achetées par les GRD.

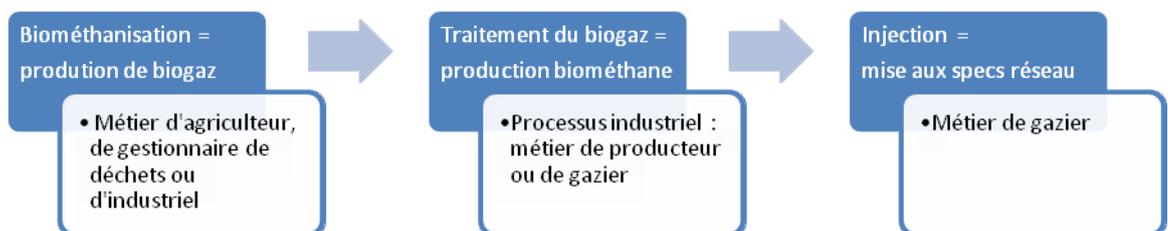
¹⁴ Ce montant est lui aussi plus élevé que le marché de gros, car le GRD s'adresse à des intermédiaires, qui doivent acheminer le gaz via le réseau de transport et lui offrir un service de balancing.

En admettant que pour une petite installation, le prix d'achat garanti soit de 45 €/MWh, le coût de cette OSP ne serait en fait que la différence entre ce prix et le prix de vente, soit la fourchette de 30 à 45 €/MWhp. Ici aussi, comme pour l'achat du gaz, une mutualisation entre GRD peut s'envisager.

3) Une plus grande implication des GRD dans le processus d'injection

Dans certains pays, le GRD intervient dans un ensemble de prestations techniques : raccordement, comptage, contrôle qualité, compression / détente, odorisation etc...

Une installation comporte en effet trois parties génériques, à la rencontre de deux métiers bien différents : celui de producteur de ressources et celui de gazier.



Il est proposé que le GRD soit partie prenante de l'installation, si le producteur le souhaite, pour ce qui concerne la partie « injection » qui comprend toute la mise aux conditions du réseau du biométhane produit.

A savoir :

- au minimum l'odorisation, car le GRD en est légalement responsable, et fait une économie sur les quantités entrant normalement sur son réseau par les stations de réception classiques (tarif Fluxys proportionnel au volume) ;
- au minimum le comptage car c'est du ressort du GRD (contre rémunération éventuelle du service) ;
- en surplus : la compression/détente et le contrôle qualité.

Le dernier poste est loin d'être anodin, car il nécessite des appareils coûteux. Il faut donc à la fois plafonner l'intervention du GRD, afin de ne pas mutualiser des investissements disproportionnés si la taille de l'installation est trop petite, et intéresser le GRD. Pour un producteur de biogaz, on garantit, dans le système de soutien actuel¹⁵, un taux de rentabilité de 12%, primes de risques incluses. Il serait normal d'intéresser le GRD de la même manière, en lui proposant un taux de rémunération des capitaux investis plus élevé que le taux Wacc de base. En parallèle, et pour sécuriser les investissements du GRD, on peut envisager la constitution de garanties bancaires par le producteur, à l'image de celles que Fluxys demande aux nouveaux clients industriels.

¹⁵ Voir hypothèses pour l'établissement du facteur « k » à appliquer 10 ans après la première obtention de certificats verts

Cette OSP n'est pas contraire aux dispositions légales, puisque l'article 7 du décret Gaz dispose que le GRD peut réaliser des activités de production de gaz issu de SER. Toutefois, le décret limite cette production « aux fins d'alimenter ses propres installations », par analogie avec l'électricité : ceci doit évidemment être commué, au minimum « à hauteur de ses besoins propres », sous peine d'être beaucoup trop restrictif (contrairement à l'électricité, il n'y a pas de « pertes de distribution » à couvrir par le GRD gaz).

4) Un intéressement des GRD au développement d'une vraie filière avale de CNG

Une des options les plus intéressantes pour la collectivité réside dans l'utilisation du biométhane comme carburant : c'est là que les performances CO₂ sont les plus intéressantes, que le calcul de la production renouvelable est le plus favorable (double compte en application de la DIR 2009/28/CE) et que le différentiel de coût est le plus facile à combler par un jeu d'accises.

Le souci est que la filière CNG, contrairement à nos voisins, peine à décoller. Or elle pourrait offrir des perspectives très intéressantes :

- À l'économie wallonne car elle diminuerait la dépendance aux produits pétroliers, notamment vis-à-vis de la Russie¹⁶ ;
- Aux GRD car elle permettrait de pérenniser les revenus du réseau, qui ne sont plus garantis aujourd'hui du fait d'une consommation spécifique du secteur résidentiel appelée à diminuer, et de ce fait, maintenir les perspectives d'extension géographique du « service gaz » ;
- A la qualité de l'air en apportant une solution au problème des micro-particules pour lesquelles la Belgique a été condamnée par les autorités européennes.

Pour stimuler la demande en véhicules CNG, une couverture minimale en stations de remplissage s'impose. A l'inverse, pour encourager les investisseurs à implanter des stations services, dont le coût unitaire se situe entre 250 et 400 k€, il faudrait un parc de véhicules gaz suffisamment développé.

Pour sortir de ce cercle de « la poule et de l'œuf », les pays voisins ont eu recours aux investissements publics.

Si les autorités fédérale, régionale ou communales, pour diverses raisons, n'interviennent pas dans ce développement, il ne faut pas pour autant négliger l'effet positif que pourraient y retrouver les GRD, dans le développement des réseaux et la pérennisation du grid fee. Il est donc proposé d'intéresser les GRD au développement de la filière.

¹⁶ Il convient ici de battre en brèche une idée fausse selon laquelle augmenter la part du gaz « exposerait le pays au bon vouloir de la Russie ». En effet, la part de marché actuelle de gaz russe est d'environ 5%, tandis que la part de produits pétroliers importés de Russie atteignait, elle, **44,3%** en 2010 sans susciter la moindre émotion !

Plusieurs pistes méritent une réflexion :

- Une OSP prévoyant des objectifs de couverture du territoire, au départ du réseau existant ;
- Les GRD investissent ou co-investissent dans les stations services (éventuellement avec subsides régionaux) ;
- Soit les GRD « vendent » du gaz comprimé, ce qui nécessite une adaptation des textes en vigueur, soit ils louent leurs installations à des exploitants privés ou publics (fournisseurs, intercommunales de développement, Région wallonne...), ce qui revient à percevoir un grid fee et est plus conforme aux règles actuelles ;
- Eventuellement, lorsque la filière est lancée, les GRD revendent l'activité afin de couvrir leurs coûts initiaux.

Bien entendu, une telle initiative ne devra pas occulter les initiatives privées, complémentaires en ce qu'elles améliorent la couverture du service, donc aussi l'attractivité pour les consommateurs.

7. La piste subsidiaire des aides « one shot »

Un des freins au développement de l'injection de biométhane réside dans le caractère novateur de la technique. Si l'expérience se développe à l'étranger, il n'en est pas encore de même chez nous, et toutes les parties gagneraient à voir se développer un premier projet à valeur de pilote.

Dans le cadre des politiques régionales, notamment le Plan Marshall 2.vert, il pourrait être imaginé de stimuler la création de tels projets alliant recherche opérationnelle, création d'expertise et d'emplois¹⁷.

Il revient bien entendu au Gouvernement de définir la portée et la durée de ce genre de dispositif.

En parallèle, une politique d'aides à l'investissement reste pertinente.

8. Le cas particulier du réseau de transport

Les installations d'une certaine taille auront plus de facilités à s'implanter sur le réseau de transport, compte tenu des meilleures garanties d'écoulement des volumes produits, tout au long de l'année. S'agissant d'une production beaucoup plus importante, les coûts de la compression additionnelle ne seront pas nécessairement pénalisants.

¹⁷ Le chiffre de 4 à 8 emplois directs par MW installé est avancé

La Région ne dispose actuellement d'aucun arsenal légal pour contraindre le gestionnaire du réseau de transport à participer à l'investissement, et il n'est pas établi qu'il faille le faire. Par contre, rien n'empêche l'extension du « filet de sécurité » que constituent les OSP à charge des GRD concernant l'achat du gaz et/ou de la garantie d'origine. Pour les GO, il n'y a aucune différence. Pour l'achat du gaz en revanche, il conviendra d'adapter le prix pour tenir compte des coûts du transport nécessaire à l'acheminement du gaz vers la distribution. Ces deux mesures devraient suffire à rendre le gaz injecté concurrentiel, vu les coûts moins élevés pour une grosse installation.

9. Première évaluation du coût global des mesures proposées

Seules sont analysées ici les propositions 1 à 3 impliquant les GRD. Les aides à l'investissement sont à considérer comme un budget régional global, et les mesures en faveur CNG ne seront développées ultérieurement.

En prenant l'hypothèse maximale que les GRD interviennent pour couvrir une production équivalant à l'entièreté de leurs besoins, soit 400 GWh/an, répartie entre 16 installations moyennes de 3 MW, et dont le coût de revient est de 80 €/MWh produit, on peut estimer les coûts des OSP destinées au soutien à :

- pour l'achat du gaz : entre 0 et 5 € (en incluant le balancing et les fluctuations de prix) ;
- pour le rôle d'intermédiaire dans la commercialisation des GO : 0 à 10 €/MWh ;
- pour les investissements dans les modules d'injection : 8 à 10 €/MWh.

Le coût de l'intervention des GRD oscillerait dès lors entre 8 et 25 €/MWh. Pour une valeur de 15 €/MWh, cela représenterait un montant global de 6 millions d'euros pour l'ensemble de la distribution publique.

Ce montant peut être considéré comme un plafond, car il découle d'hypothèses défavorables : une production importante, répartie entre beaucoup d'installations de taille limitée, qui demandent toutes l'application des mécanismes de sécurité. Avec un tel niveau de production cependant, on ne parlerait déjà plus de filière naissante, et il est probable que les paramètres soient modifiés en faveur de plus d'autonomie du marché.

En relatif, les 6 millions d'euros représentent 0,3 € par MWh de gaz distribué en Région wallonne (+/- 20 TWh/an), mais aussi 20 k€ par emploi direct créé (sur base de 6 emplois par MW).

Enfin, rappelons que ce soutien a essentiellement un rôle de garant, dont la simple existence suffit éventuellement à ne pas l'actionner. Cette activation a lieu sur base volontaire, le mécanisme de base restant guidé par des considérations de marché. En effet, si un producteur maîtrise l'entièreté de la chaîne, de la production à l'usage sous forme de carburant ou à des fins de cogénération, et si de surcroît une taille critique de l'installation est dépassée, le mécanisme de base peut suffire et le surcoût est nul pour le marché du gaz.

Mais surtout, le maintien d'un marché, c'est la garantie que l'intervention publique ne soit pas excessive en regard des bénéfices générés par l'activité.

10. Conclusions

L'injection du biométhane est une réalité depuis plusieurs années. En tant que filière à proprement parler, son développement connaît depuis quelques années une ascension très rapide chez nos voisins européens. La Région wallonne a anticipé cette évolution, en mettant en place un dispositif législatif en faveur de ce développement. Cependant, alors que plusieurs investisseurs se sont présentés, il apparaît que les mesures prises n'offrent pas suffisamment de sécurité. Dès lors, sans adaptation, les investisseurs ne concrétiseront pas leur projet en Région wallonne.

La CWaPE propose de mettre en œuvre des dispositions complémentaires pour sécuriser et accompagner les investissements. L'objectif est de garantir le producteur d'un revenu suffisant pour couvrir ses coûts, sans biaiser le marché, tout en restant dans la moyenne de ce qui se fait chez nos voisins et, surtout, sans pénaliser trop lourdement le secteur gaz soumis à forte pression concurrentielle dans notre région, alors qu'il constitue un vecteur de développement et de contrepoids pour limiter notre forte exposition aux évolutions futures du marché du pétrole.

La CWaPE propose au Gouvernement de la charger de consulter le marché et de formuler des propositions législatives concrètes pour l'adoption rapide des mesures complémentaires en faveur du biométhane, sur base des recommandations du présent document. Une telle décision constituerait un signal clair pour les investisseurs, à un moment charnière pour le marché.

* *
*