



COMMISSION WALLONNE POUR L'ENERGIE

AVIS

CD-9j06-CWaPE-258

concernant

***'la mise en place
d'un système de garanties d'origine
pour les gaz issus de renouvelables
injectés dans les réseaux de gaz naturel
en vue de leur valorisation
pour la production d'électricité verte'***

*rendu en application de l'article 34 du décret du 19 décembre 2002
relatif au marché régional du gaz, tel que modifié par le décret du
17 juillet 2008*

Le 1^{er} octobre 2009

Avis de la CWaPE concernant la mise en place d'un système de garanties d'origine pour les gaz issus de renouvelables injectés dans les réseaux de gaz naturel en vue de leur valorisation pour la production d'électricité verte

I. OBJET

Le présent avis a pour objet la mise en place d'un mécanisme de soutien aux gaz issus de renouvelables injectés dans les réseaux de distribution de gaz naturel, par le biais notamment d'un mécanisme de garantie d'origine, sans créer de distorsion avec les actuels mécanismes de soutien à l'électricité verte.

Cette démarche s'inscrit dans le cadre de l'article 34 du décret du 19 décembre 2002 relatif au marché régional du gaz, tel que modifié par le décret du 17 juillet 2008 :

« Pour encourager la production de gaz issu de SER en Région wallonne, le Gouvernement peut, après avis de la CWaPE et en concertation avec les gestionnaires de réseaux, établir un mécanisme d'aide à la production ou à l'injection dans un réseau de distribution de gaz naturel en faveur des producteurs de gaz issu de SER situés sur le territoire.

Le Gouvernement détermine annuellement, après avis de la CWaPE, le montant à accorder à chaque kWh de gaz produit ou injecté à partir de sources d'énergie renouvelables. Ce montant peut varier selon la source d'énergie renouvelable et la technologie utilisées.

Après avis de la CWaPE, le Gouvernement peut prévoir un mécanisme de labellisation du gaz produit à partir de sources d'énergie renouvelables.

Aucune aide à la production ne peut être accordée pour du gaz issu de renouvelables qui donnerait droit, en aval, à un mécanisme de promotion de l'électricité verte, tel que décrit à l'article 37 du décret du 12 avril 2001, sauf en cas d'amélioration significative des performances environnementales de valorisation, et à condition de ne pas créer de distorsion avec le mécanisme de promotion de l'électricité verte. »

Le présent avis ne porte pas sur les conditions opérationnelles liées à l'injection des gaz.

II. Résumé

Dans le présent avis, la CWaPE propose une démarche simple, peu coûteuse, et efficace pour apporter un niveau de soutien à une nouvelle filière de valorisation des gaz issus de renouvelables. Parmi ces gaz, le biogaz sera, en pratique, le principal concerné par la mesure.

Plusieurs constats sont dressés dans les pages qui suivent :

- 1) Une nouvelle filière se développe rapidement en Europe, avec une base légale et des incitants intéressants, celle l'injection de gaz issus de renouvelables dans les réseaux de gaz naturel.
- 2) Dans certains cas, le biogaz produit localement pourrait être valorisé plus efficacement qu'aujourd'hui, compte tenu de besoins locaux en chaleur insuffisants, et plus facilement (congestion des réseaux électriques), en l'injectant sur le réseau de distribution de gaz naturel, après traitement adéquat, et pour autant que ce réseau offre des perspectives.
- 3) Les principaux freins au développement de cette approche sont :
 - a. Le coût de revient du gaz rendu à l'entrée du réseau très souvent (mais pas forcément toujours) plus élevé que le gaz naturel dans les conditions économiques actuelles;
 - b. Les performances du mécanisme de soutien à la production d'électricité verte qui en font un débouché attractif occultant les autres perspectives;
 - c. Durant de nombreuses années, l'insuffisance d'expériences probantes sur lesquelles se baser, avec toute l'inertie culturelle qui en découle.

Concernant le 3^{ème} aspect, la CWaPE a entrepris des démarches avec le secteur gazier en vue de définir le cadre technique dans lequel cette injection pourrait se modaliser, dès lors qu'il se développe aujourd'hui suffisamment de know how en la matière à travers l'Europe.

Pour palier aux deux premiers aspects, la CWaPE propose, dans le présent avis, de créer un mécanisme de garantie d'origine qui permette à une cogénération fonctionnant au gaz naturel de « verdir » son gaz afin d'obtenir plus de certificats verts pour sa production d'électricité. Le gain ainsi acquis permet de financer l'achat des titres de garantie auprès du producteur de gaz afin que celui-ci soit très compétitif par rapport au gaz naturel. En outre, le producteur trouvera le moyen d'optimiser la valorisation de son gaz en profitant de l'effet tampon du réseau de gaz.

Ce mécanisme serait limité, dans un premier temps, aux producteurs et utilisateurs situés en Région wallonne et ne tiendrait pas compte d'autres usages possibles pour le gaz produit. Il s'inscrit dans le cadre du mécanisme performant existant aujourd'hui en matière de soutien à la production d'électricité verte, sans créer de déséquilibre avec celui-ci, ni pénaliser le marché du gaz.

Dans un développement ultérieur, ce mécanisme pourra être transposé au cas d'un producteur relié à un utilisateur autrement que par le réseau de gaz naturel voire, à d'autres modes de soutien (chaleur verte, carburant, etc.). Il n'en sera toutefois pas question ici, par souci d'efficacité, compte tenu de la nécessité de développer rapidement un contexte favorable à l'injection afin de répondre aux sollicitations du marché et vu les compétences actuelles de la CWaPE.

III. CONTEXTE

1. Contexte général de l'injection des gaz issus de renouvelables

L'Europe a récemment balisé la voie à suivre, en assignant à chaque Etat-Membre, par la Directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie renouvelable (...), des objectifs ambitieux. Pour remplir ceux-ci, il est clair qu'il ne faudra négliger aucune piste, et que seule l'addition d'un ensemble d'efforts dans des créneaux diversifiés permettra d'atteindre les quotas imposés. La biomasse constitue sans conteste une source d'énergie prometteuse, déjà largement mise en œuvre, mais dont le potentiel reste encore sous-exploité.

La biomasse se décline sous plusieurs formes, dont seule la filière des « gaz issus de sources d'énergies renouvelables » retiendra notre attention ici. A ce titre, on parlera volontiers de « biogaz » lorsque ces gaz sont obtenus par fermentation ou de gaz de synthèse (ou « SNG ») lorsqu'ils découlent d'un processus de gazéification. La notion de gaz issus de sources d'énergies renouvelables (ou SER) est définie dans le décret du 19 décembre 2002 relatif au marché régional du gaz :

Art. 2,6° - « gaz issu de sources d'énergies renouvelables » (en abrégé « gaz issu de SER »): gaz issu de la transformation de sources d'énergie renouvelables, soit par fermentation, soit par traitement thermochimique;

Plusieurs sources de matière organique sont disponibles pour obtenir ces gaz : boues d'épuration, effluents de l'industrie agro-alimentaire ou de l'élevage, fraction organique des déchets ménagers, gaz de décharge voire, cultures énergétiques ou bois (rémanents et taillis à très courte rotation), etc. Aujourd'hui, ces gisements énergétiques sont encore très loin d'être pleinement exploités en Région wallonne. En 2007, 123 MWh d'électricité et 35 de chaleur ont été produits au départ de la biométhanisation, soit moins de 4% du potentiel total de la région wallonne¹.

La valorisation des gaz issus de SER présente des atouts écologiques, économiques et stratégiques certains, dès lors qu'elle permet à la fois de réduire les émissions de méthane naturellement émis par tout processus de fermentation et d'économiser des énergies fossiles, limitant ainsi la dépendance énergétique au prorata des quantités substituées. En outre, elle permet dans certains cas de soutenir d'autres politiques annexes (agricole, déchets...).

¹ Sur base du potentiel du « Projet d'actualisation du Plan pour la Maîtrise durable de l'Energie. – action 189 »

A l'heure actuelle, l'option la plus répandue pour la valorisation de ces gaz, parmi lesquels le biogaz est sans doute le plus courant en Région wallonne, passe par des installations de production d'électricité ou de cogénération. Cette tendance est l'aboutissement d'une recherche d'optimisation des ressources locales et découle d'une politique volontariste de soutien à la filière "électricité verte". Pour approfondir cette stratégie en ouvrant de nouvelles routes, il convient sans doute désormais de s'intéresser aussi de plus près aux perspectives de substitution aux énergies fossiles offertes par le biogaz, d'autant que dans un certain nombre de cas, les besoins en chaleur locaux ne seront pas suffisants pour valoriser pleinement son potentiel énergétique par le biais d'une cogénération décentralisée.

Dans ce cadre, trois alternatives génériques existent :

- 1) L'utilisation, moyennant traitement approprié, comme carburant automobile, soit à l'échelle d'une flotte captive, soit de façon plus généralisée, sous réserve d'avoir organisé un réseau de distribution permettant un usage public du GNV². Cette piste ne relève pas actuellement des compétences de la CWaPE et ne sera pas explorée ici, bien qu'elle mériterait une attention particulière dans le cadre de l'établissement d'une stratégie globale sur les biocarburants, compte tenu des performances de conversion de cette filière.
- 2) L'utilisation du gaz dans des réseaux de gaz locaux et autonomes : elle implique cependant que la production puisse suivre adéquatement les besoins affichant généralement une forte saisonnalité et, d'autre part, ne dispense aucunement de la réflexion sur une utilisation optimale en aval.
- 3) L'injection, sous condition suffisamment stricte de compatibilité qualitative et quantitative, dans les réseaux de gaz naturel, qu'ils soient de transport ou de distribution : cette option permettrait d'espérer des rendements de valorisation équivalant aux performances actuelles du gaz naturel (supérieurs à 90%). Elle est en outre assez souple, car dans une certaine mesure indépendante de l'usage et du profil d'utilisation en aval. Le réseau de gaz naturel constitue en effet un tampon contre toutes les fluctuations du binôme offre-demande, à l'instar du réseau d'électricité pour le producteur décentralisé.

Dans un premier temps, compte tenu de l'actualité, c'est cette troisième option qui retiendra l'attention ici. Relevons d'ailleurs qu'il s'agit de l'une des actions proposées par le Plan pour la Maîtrise durable de l'énergie (PMDE) à l'horizon 2020 en matière de développement de la biométhanisation (action 189 – 2^{ème} volet)³.

Notons aussi que cette analyse se limitera aux domaines de compétence actuels de la CWaPE, en l'occurrence les aspects techniques liés aux réseaux de gaz naturel et la certification des gaz (biométhane) qui y sont injectés. La certification de biogaz à d'autres fins (soutien aux gaz carburant ou à la chaleur, pour leur intérêt énergétique, environnemental, agricole ou économique) ne sera pas directement développée.

² GNV : gaz naturel pour véhicule

³ Projet d'actualisation du Plan pour la Maîtrise durable de l'Energie en Wallonie à l'horizon 2020 - 12 mars 2009

2. Pourquoi développer cette filière alternative alors qu'il existe aujourd'hui un système performant de soutien dans le contexte du marché de l'électricité ?

Performances de valorisation

Le modèle actuel de soutien oriente uniquement le producteur de biogaz vers la production locale d'électricité. Si cette production s'accompagne d'une valorisation de la chaleur cogénérée, le producteur se voit gratifié d'un soutien plus important, le nombre de certificats verts octroyés étant lié aux performances globales de l'installation.

Pour autant, il n'est pas toujours possible de valoriser la chaleur sur place, les besoins pouvant s'avérer insuffisants. Dès lors, l'inventivité permet au producteur de « créer » des besoins par l'ajout d'utilisateurs. On peut se demander dans quelle mesure cette tendance conduit toujours à un optimum environnemental. D'autre part, le marché de la chaleur n'est pas toujours porteur, et la notion de « chaleur verte » ne fait pas encore l'objet d'un encadrement économique.

Enfin, les performances de valorisation de l'énergie primaire sont généralement plafonnées à un rendement global de l'ordre de 70 à 80% pour les meilleures configurations de cogénération, lorsque l'installation est dimensionnée et pilotée sur base des besoins effectifs en chaleur, non sur la capacité de production de biogaz. A titre de comparaison, l'utilisation directe de gaz naturel en application chaleur permet d'espérer des rendements supérieurs à 90%. Dès lors, la question de la substitution pure et simple du gaz naturel par le biométhane est pertinente, lorsque les besoins locaux en chaleur, à toute période de l'année, sont insuffisants par rapport au potentiel de production continue de biogaz.

Congestion locale du réseau électrique

Un autre frein à la valorisation de l'électricité verte produite peut se présenter, lorsque, du fait d'un problème de congestion, le réseau électrique ne dispose pas d'une capacité d'absorption suffisante. Dans ce cas, la valorisation du biogaz se voit bridée voire, interdite. Cette problématique risque de prendre de l'ampleur avec le développement poussé de la production décentralisée, toutes filières confondues. Toute voie alternative présente donc un intérêt certain.

3. Contraintes techniques et économiques

En pratique, l'injection de gaz alternatifs dans les réseaux de gaz naturel n'est pas une simple formalité, car il convient de préserver en tout temps la sécurité des personnes et l'intégrité du réseau. Le principal obstacle technique à l'injection de gaz alternatifs dans les réseaux existants réside dans leur non compatibilité, à l'état brut, avec les spécifications de qualité applicables au gaz naturel.

Du fait de sa haute teneur en méthane, le biogaz est le gaz issu de SER qui peut être considéré comme le plus proche parent du gaz naturel. Pourtant, sa composition est assez variable, dépend du substrat duquel il provient et du processus de transformation, et diffère sensiblement de celle du gaz naturel distribué. La principale différence porte sur la teneur en alcanes et en gaz carbonique, influençant le pouvoir calorifique de manière substantielle : là où le gaz naturel contient plus de 85 % de méthane combiné avec différents alcanes plus lourds en proportions variables suivant le gisement, le biogaz ne comprend en générale que de 40% à 60% voire, 70%, de méthane. Le pouvoir calorifique du biogaz, ainsi que son indice de Wobbe caractérisant ses propriétés de combustion, peuvent différer sensiblement de ceux du gaz distribué. En outre, des composants indésirables voire toxiques ou corrosifs, peuvent occasionnellement y être présents.

Le gaz naturel en revanche, ne comporte pas ou relativement peu d'éléments corrosifs ou de contaminants bactériologiques. La particularité de la distribution est d'en assurer une composition relativement stable, afin de garantir aux utilisateurs une adéquation permanente avec les plages de fonctionnement de leurs appareils pour des raisons de bon fonctionnement, mais également de sécurité (qualité de flamme, produits de combustion etc.).

Le gaz alternatif doit donc être traité pour être rendu « compatible » et sa composition stabilisée pour le rendre exploitable dans des conditions équivalentes à celles qui prévalent dans les réseaux actuels. Pour ce faire, de multiples procédés de traitement existent et fonctionnent bien, basés sur l'expérience industrielle propre à l'activité gazière ou à l'industrie chimique : filtration, oscillation de pression, adsorption chimique etc.

Ces procédés présentent un coût qui, à l'heure actuelle, rendent ces gaz non concurrentiels face au gaz naturel, présent en grandes quantités sur le marché international. En l'absence de mesure de soutien, le développement de cette filière reste très hypothétique à court terme.

4. Contexte européen

Le concept de l'injection de gaz alternatifs dans les réseaux n'est pas neuf et dispose même, outre dans le décret régional du 19 décembre 2002, d'une assise légale élargie puisqu'il est évoqué explicitement dans la directive « gaz » depuis 2003, et confirmé dans la *Directive européenne 2009/73/CE concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE*⁴, qui encourage cette possibilité en son 41^{ème} Considérant: "*Les Etats membres devraient veiller, en tenant compte des exigences de qualité nécessaires, à garantir l'accès non discriminatoire du biogaz et du gaz provenant de la biomasse ou d'autres types de gaz au réseau gazier (...)*".

En outre, le champ d'application de cette même directive couvre les gaz alternatifs compatibles avec le gaz naturel, comme rappelé à l'art 1^{er}, 2° : "*Les règles établies par la présente directive pour le gaz naturel, y compris du gaz naturel liquéfié (GNL), s'appliquent également au biogaz et au gaz issu de la biomasse ou à d'autres types de gaz, dans la mesure où il est techniquement possible de les injecter et de les transporter en toute sécurité dans le réseau de gaz naturel.*"

⁴ NB : ces dispositions existaient à l'identique dans la Directive 2003/55/CE (24^{ème} considérant et art.1^{er},2°)

Plus récemment, la directive 2009/28/CE *relative à la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables(...)* consacre le principe des facilités d'accès aux réseaux de gaz (e.a. art. 16).

En pratique, plusieurs Etats se sont déjà lancés dans l'action concrète. La Suède et la Suisse affichent une expérience de plusieurs années sous forme de biogaz transitant par le réseau de distribution en vue d'être distribué dans les stations services comme carburant automobile. La filière est soutenue par le biais de la fiscalité sur les carburants.

En Allemagne, le Gouvernement fédéral a récemment promu l'injection de gaz au statut d'objectif en soi, puisqu'il ambitionne une capacité de 60 TWh en 2020, et 100 TWh en 2030 (soit plus de la moitié de la consommation belge de gaz naturel). Une vingtaine de sites y sont opérationnels et plus de quarante en projet à court et moyen terme. C'est essentiellement la révision de la législation⁵, début 2009, qui ouvre des perspectives économiques intéressantes au secteur.

Aux Pays-Bas et en Autriche, diverses installations ponctuelles sont en service depuis quelques années. En France, où un climat de méfiance à longtermes prévalait l'Afsset⁶ a récemment remis un avis favorable qui devrait doper les investissements.

En Grande-Bretagne, le débat est lancé, alimenté par l'annonce ambitieuse de National Grid, qui a estimé que les gaz issus de SER pourraient à terme répondre à 50% de la demande du secteur résidentiel britannique⁷.

En Belgique, rien de concret encore à ce jour ; en Wallonie, la CWaPE est en contact avec des investisseurs potentiels, qui conditionnent leur décision finale à la mise en place d'une politique incitative.

5. Contexte régional

Les acquis

En région wallonne, le décret « gaz » et ses arrêtés (e.a. le règlement technique) encadrent l'injection de gaz issus de SER dans les réseaux de distribution.

Si le gaz issu de SER est compatible avec le gaz distribué dans le réseau il est prioritairement injecté dans le réseau existant, moyennant respect des conditions d'accès définies dans le décret et des contraintes techniques garantissant en permanence la compatibilité effective du gaz (celles-ci doivent encore être précisées). En cas de refus d'accès conforme aux dispositions légales, une conduite directe peut être envisagée.

Si le gaz n'est pas compatible avec le gaz distribué dans le réseau, le Gouvernement pourra autoriser l'entreprise de gaz concernée à établir et à gérer un "réseau spécifique" au sens du décret (art. 11), indépendant du réseau de distribution de gaz naturel, disposant de ses propres règles et ce, même s'il n'y a éventuellement qu'un seul client final.

⁵ EEG : Erneuerbare Energien Gesetz, le code sur les énergies renouvelables

⁶ AFSSET : Agence française de sécurité sanitaire de l'environnement et du travail

⁷ The potential for Renewable Gas in the UK (A paper by National Grid - January 2009)

Enfin, les gaz issus de sources d'énergies renouvelables font également l'objet de mesures spécifiques telles que la priorité d'achat par les fournisseurs, des exonérations au régime général de séparation des activités entre distribution et fourniture, des ouvertures particulières pour un mécanisme de promotion et/ou de labellisation, ainsi que rappelé plus haut.

Les actions en cours

Vu les contraintes techniques liées à l'injection dans les réseaux de gaz naturel, la CWaPE a, en février 2009, demandé au secteur (Synergrid pour les réseaux, ARGB pour les applications gaz) de définir, en concertation avec elle, des spécifications couvrant la qualité du gaz et les contraintes techniques d'injection (pression, seuils, contrôle qualité, odorisation etc.). Le groupe de travail poursuit ses activités sur base d'un schéma établi en commun et devrait produire prochainement un document.

Les aspects de gestion des flux et de régime contractuel feront ensuite l'objet de développements complémentaires.

Ces démarches s'inscrivent dans le cadre des prérogatives de la CWaPE en matière d'établissement du règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution de gaz et l'accès à ceux-ci d'une part et, d'autre part, en matière d'approbation des contrats d'accès et de raccordement.

Les actions à prendre

Afin de créer un contexte économique favorable aux investisseurs potentiels pour voir se développer la filière, il convient de mettre sur pieds un ou plusieurs mécanisme(s) de soutien. Cette prérogative relève du Gouvernement, c'est pourquoi la CWaPE formule le présent avis, en application des dispositions du décret du 17 juillet 2008.

IV. MECANISME DE SOUTIEN PROPOSE PAR LA CWaPE

1. Scenario le plus probable pris comme référence

Le scenario le plus probable concerne l'injection d'un gaz à très haute teneur en méthane, compatible avec les spécifications du réseau. Le biogaz, issu de la fermentation de la biomasse en est la source la plus probable. C'est donc tout naturellement ce cas de figure qui servira de base au dimensionnement du modèle économique.

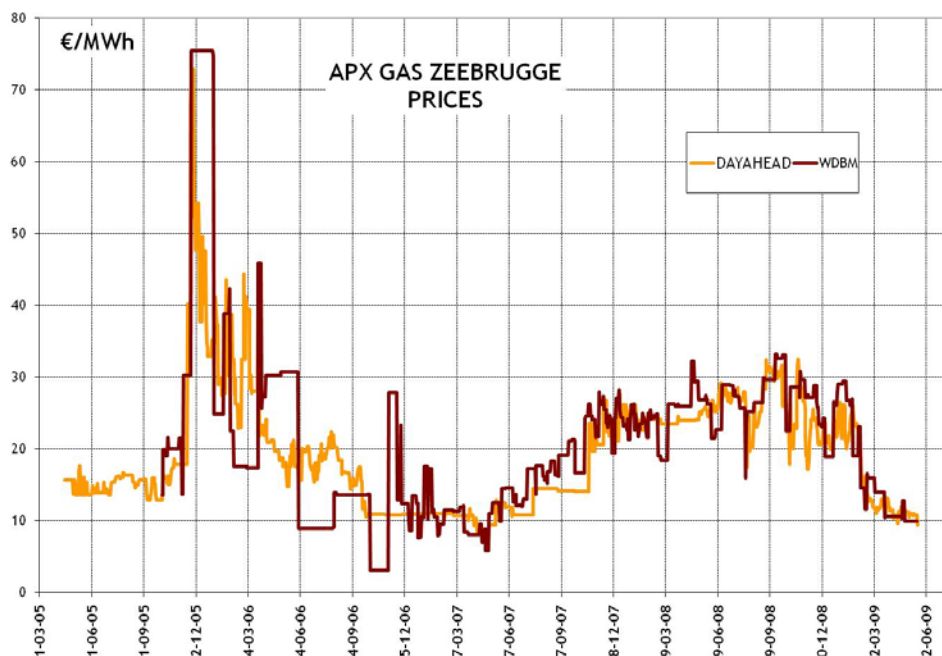
Ce modèle doit toutefois rester compatible avec d'autres gaz qui pourraient présenter un éventuel intérêt ultérieurement (SNG, grisou, etc.).

2. Evaluation des contraintes économiques

Concurrence gaz / gaz : contraintes de marché

Actuellement, en l'absence de mesure de soutien, le prix de vente de biométhane est uniquement conditionné par le marché du gaz naturel.

Le prix du gaz est par définition fluctuant (voir cotation Zeebrugge, graph...). Entre 2005 et 2009, la cotation à Zeebrugge a oscillé entre deux valeurs extrêmes exceptionnelles : 7 et 72 €/MWh !



Compte tenu de la croissance mondiale de la demande et des perspectives d'évolution du marché des hydrocarbures, on peut considérer un prix moyen à long terme de 25 €/MWh comme une hypothèse réaliste et prudente.

Evaluation du prix du gaz rendu à l'injection

Le prix du gaz rendu au point d'injection est la combinaison de plusieurs composantes :

- Le prix du biogaz brut, dépendant essentiellement :
 - du prix du substrat ;
 - des OPEX+CAPEX de l'installation de biométhanisation ;
- Les OPEX et CAPEX des installations de traitement du gaz et d'injection proprement dite dépendant :
 - du procédé utilisé ;
 - des conditions d'accès au réseau ;
- Les coûts des éléments additionnels (odorisant, propane, compression, etc.), fonction des exigences de compatibilité du réseau le plus proche.

Pour une petite installation, ces coûts sont réputés plus élevés que pour une installation de cogénération. Le rendement de valorisation jouera donc un rôle important dans le choix du producteur, puisque celui-ci affectera l'une et l'autre des filières.

Par ailleurs, il est évident qu'un facteur d'échelle rend le coût unitaire (€/MW_{hp}) inversement proportionnel à la taille de l'installation.

Diverses publications permettent de situer le coût de production entre 40 et 100 €/kWh, avec une meilleure occurrence pour la plage 50-70 €/kWh. La principale composante est le prix du biogaz brut, extrêmement variable.

Moyennant les hypothèses de calcul détaillées en annexe I, la CWaPE retient les valeurs suivantes comme scénarii réalistes, donc excluant les cas extrêmes non pertinents :

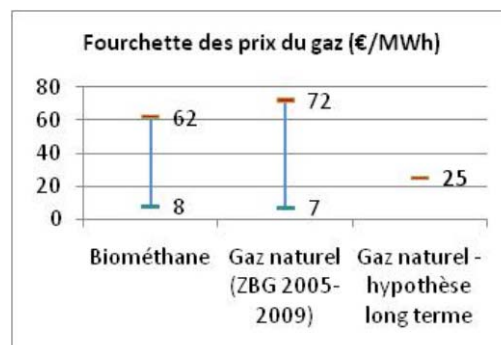
€/MW _{hp}	Min	Max
Biogaz brut	0 ^(*)	35
Investissements	6 ^(**)	17
OPEX + C ₃ H ₈	2	10
Coût total	8	62
<i>Surcoût injection (hors biogaz brut)</i>	8	27

(*) lorsque le biogaz est considéré comme « fatal » : boues de STEP, CET etc.

(**) dépend entre autre de la taille, de la complexité du traitement et des performances d'épuration (tolérances pertes...)

Seuil de rentabilité

Le seuil naturel de rentabilité dépend d'une simple comparaison entre le prix du gaz naturel disponible et le prix auquel pourrait être écoulé le gaz issu de SER. Comme on peut déjà le constater, dans certains cas, lorsque le biogaz est un gaz fatal à valeur économique nulle, ce seuil de rentabilité peut être atteint naturellement. Il en est de même occasionnellement, en théorie et abstraction faite de toute considération contractuelle, lorsque les prix du gaz connaissent une période de hausse importante sur le marché.



Pourtant, aucun projet de ce type n'a vu le jour en Région wallonne. Cela s'explique d'une part par l'attractivité de la filière électricité, techniquement plus facile à mettre en œuvre, et fortement soutenue financièrement, d'autre part par la volatilité du marché du gaz. En outre, le facteur culturel joue aussi un rôle important, la perspective de cette filière étant mal connue du public.

3. Mécanisme proposé

Pour que la politique de soutien soit efficace, il faut qu'elle respecte certains critères tels que son attractivité économique, sa simplicité de mise en œuvre, le respect autant que possible des mécanismes de marché, l'absence de distorsions.

Un système à quotas alloués au secteur gaz porterait préjudice à l'étendue de celui-ci, puisque le marché du gaz est soumis à la rude concurrence que lui opposent les autres fuels, mazout en tête. Les quotas seraient par ailleurs difficiles à déterminer, vu la forte influence climatique sur les consommations, et compte tenu de l'inexistence de production au démarrage du système (ce qui n'était pas le cas au démarrage du système de certificats verts).

Un système de type « feed-in tariff⁸ » à l'instar de certains Etats-Membres, est une possibilité mais serait un revirement philosophique important par rapport aux options prises par la Région wallonne dans le marché de l'électricité, jugées par ailleurs plus performantes d'un point de vue économique et environnemental. En outre, l'internalisation de ce mécanisme porterait également atteinte aux performances économiques du secteur gaz.

Le mécanisme imaginé ne doit pas créer de distorsion par rapport au mécanisme de soutien applicable aujourd'hui aux cogénérations biomasses qui seraient plus performantes sans passer par les réseaux gaz. Il convient d'organiser au minimum une équivalence basée sur les performances économiques et environnementales des filières.

⁸ Mécanisme de rémunération basé sur un forfait au kWh injecté

C'est pourquoi la CWaPE propose de mettre en œuvre un mécanisme de base simple, consistant dans le principe à permettre l'utilisation à distance du biométhane injecté dans le réseau de distribution, en vue de produire de l'électricité verte, de la chaleur et/ou des frigories, dans une installation soutenue par le mécanisme actuel des certificats verts. Ceci revient à étendre la couverture du mécanisme actuel, sans modifier le régime de certificats verts en vigueur, et sans créer, dans un premier temps, de système parallèle qui risquerait de mettre en concurrence les deux filières. Enfin, dans le contexte d'un marché du gaz déjà soumis à des contraintes économiques sévères, dont notamment la concurrence avec les autres fuels, le concept permet d'externaliser une partie de la charge économique.

Dans la pratique, il convient donc de mettre sur pieds un modèle de traçabilité qui permette d'attester de l'usage effectif, sans redondance, du gaz issu de SER introduit dans le réseau. Ce modèle s'apparente tout naturellement au concept européen des garanties d'origines pour l'électricité, mis en œuvre, pour ce qui concerne la Région wallonne, sous le vocable de labels de garantie d'origine ou « LGO ».

Pour rappel, un label de garantie d'origine est, dans le cadre de la production d'électricité renouvelable ou de cogénération à haut rendement, un titre électronique librement cessible octroyé à un producteur et déposé en compte-titre à la CWaPE. Il peut éventuellement être cédé à un intermédiaire lors d'une transaction, puis utilisé par un fournisseur. Afin de marquer cette utilisation unique et rendre impossible toute utilisation ultérieure, ce titre est alors annulé. Dans le cas exceptionnel où une erreur aurait été commise dans l'octroi indu d'un titre, ce titre pourrait être retiré. Toutes ces opérations ont lieu dans le registre électronique des labels de garanties d'origine conservé et administré par la CWaPE.

Les LGO sont définis et encadrés par le décret du 12 avril 2001 relatif au marché régional de l'électricité. Ils sont octroyés pour les productions wallonnes d'électricité renouvelable et de cogénération à haut rendement depuis le 1^{er} janvier 2007 et servent à tenir une comptabilité claire et transparente des fournitures d'électricité d'une qualité donnée. En particulier, leur usage est obligatoire pour toute vente d'électricité renouvelable ou de cogénération. Ainsi par exemple, ils servent à éviter que le caractère renouvelable d'un MWh électrique issu d'une éolienne ne soit vendu plusieurs fois.

La philosophie de mise en œuvre pour les gaz issus de SER pourrait être similaire. Cependant, l'intention première n'étant pas ici de créer un marché de « labels » dédié au commerce du gaz, il convient de préciser la terminologie. En effet, le principe proposé repose essentiellement sur la certification du gaz introduit en amont dans le réseau de gaz naturel, en vue d'être dédié à un usage de production d'électricité verte. Il est donc plus opportun de parler ici de garantie d'origine du gaz, que pour des raisons de commodité de lecture, nous qualifierons de GOgaz.

La GOgaz devrait permettre à un producteur d'électricité, au départ de gaz naturel, qui en ferait l'acquisition, de « verdier » le gaz utilisé à concurrence du contenu énergétique des GOgaz utilisées, sous certaines conditions proposées ci-après. Dès lors, ce procédé permet une substitution virtuelle du gaz naturel par du gaz issu de SER en vue d'un calcul plus favorable des certificats verts octroyés à l'installation de production.

Le marché des GOgaz devient de facto un marché secondaire, indépendant et complémentaire du marché du gaz naturel sur lequel est écoulee la commodité gaz produite, mais limité dans un premier temps à l'usage de production d'électricité verte. La GOgaz sera valorisée sur ce marché, avec comme seuil plafond l'avantage complémentaire que pourra potentiellement obtenir son acquéreur sur les marchés des certificats verts et labels d'électricité.

En tout état de cause, plusieurs conditions doivent être assorties au mécanisme :

- Le gaz injecté donne droit à des GOgaz par unité énergétique déterminée ;
- Les GOgaz sont déposées en compte-titre à la CWAPE et sont librement cessibles, indépendamment de la vente du gaz ;
- Toute utilisation d'une GOgaz donne lieu à son annulation ;
- Toute GOgaz est accompagnée d'informations relatives aux performances de la production (caractéristiques de production, validité, coefficient d'émission de CO₂ etc.).

Afin d'éviter toute dérive et que la mesure cible réellement les efforts de substitution de gaz naturel importé, il est par ailleurs proposé de limiter le champ d'application à l'injection dans un réseau situé en Région wallonne, et à un usage par un producteur d'électricité verte soutenu en Région wallonne suivant les modalités actuellement en vigueur. Il n'existe en effet pas encore de système de reconnaissance mutuelle entre régions ou Etats-Membres.

Enfin, même si ce n'est pas l'objectif immédiat, il est parfaitement envisageable, dans une perspective ultérieure, que la GOgaz puisse présenter une base intéressante en cas de développement d'une politique de « chaleur verte » ou de « biogaz carburant véhicules ». C'est la raison pour laquelle la similitude avec le modèle actuel du marché de l'électricité sera conservée autant que possible.

4. Avantages qualitatifs de la formule

Les avantages du modèle sont multiples :

Pour le producteur de biogaz :

- Son installation de production est plus souple car elle ne doit plus être ni calibrée, ni pilotée sur les besoins en chaleur (et/ou électricité) ;
- L'écoulement de son gaz est +/- garanti car moins lié aux aléas d'une installation en aval : le réseau de gaz naturel agit en effet comme tampon (à la condition que le réseau soit suffisant en aval et ce, en toute saison) ;
- La filière permet de contourner d'éventuelles congestions sur le réseau électrique qui limiteraient les possibilités d'injections d'électricité verte ;
- La portée du soutien est potentiellement supérieure à 15 ans : en effet, la production n'étant pas limitée dans le temps, il reste toujours possible de trouver un acheteur potentiel qui bénéficie du soutien actuel des CV, limité quant à lui à 15 ans, avec une dégressivité au-delà de la 10^{ème} année (cfr coefficient « k » pour les CV).

Pour le producteur d'électricité qui se porte acquéreur de GOgaz :

- Il se voit octroyer plus de CV qu'avec le seul gaz naturel ;
- Contrairement à une cogénération biogaz classique, la source d'approvisionnement est garantie et non tributaire de la production de biogaz (effet tampon du réseau) ;
- La qualité du gaz garantie puisqu'il s'agit dans les faits de gaz naturel, la substitution n'étant que virtuelle, d'où de plus grandes facilités de régulation.

Pour l'acquéreur du contenu énergétique du gaz issu de SER injecté :

- Diversification des sources d'approvisionnement ;
- Eventuellement, affranchissement du tarif transport (si le gaz est injecté sur le réseau de distribution, et abstraction faite de la fonction de city-gate du poste d'injection).

Pour le marché en général :

- Substitution de gaz naturel par une énergie renouvelable ;
- Rééquilibrage des distorsions pesant sur le marché dans la recherche de l'optimum énergétique, opérationnel, environnemental et économique le plus pertinent dans le choix d'une option de valorisation du biogaz ;
- Le soutien bénéficie tant au marché du gaz que de l'électricité verte, tout en étant essentiellement supporté par le second ;
- La mesure pourrait indirectement générer une plus grande attractivité pour implanter une cogénération au gaz naturel en Région wallonne et, par là, stimuler les extensions de réseaux, compte tenu de la possibilité de substitution ;
- La simplicité de mise en œuvre (peu de modifications législatives) ;
- La cohérence et la continuité par rapport aux options en vigueur depuis plusieurs années en matière d'énergies renouvelables ;
- La transposition envisageable ultérieurement à d'autres marchés (chaleur, carburant...).

5. Modalités de mise en œuvre

Concrètement, le modèle proposé nécessite de clarifier différents aspects :

- La procédure et les conditions d'émission des garanties d'origine, la gestion de la base de données des émissions / annulations / péremptions : par un arrêté qui énoncerait des règles équivalentes à celles définies dans l'arrêté du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération ;
- Les modalités de comptage et la procédure de conversion gaz SER / électricité SER : par des adaptations adéquates du code de comptage.

Par ailleurs, il faudra veiller à ce que celui-ci ne mette pas en péril une éventuelle extension ultérieure aux cas de producteurs directement reliés aux utilisateurs, sans passer par les réseaux de distribution ou à d'autres formes de valorisation qui n'entre pas aujourd'hui dans le champ de compétences de la CWaPE (chaleur, carburant...).

6. Effet de la mesure : évaluation des marges théoriques pour l'achat des GOgaz

Un producteur d'électricité verte au départ de gaz naturel trouvera un intérêt à se porter acquéreur de GOgaz si cette opération lui permet d'accroître son taux d'octroi de certificats verts. Dès lors, la valeur économique théorique des GOgaz est plafonnée par le rendement de cette opération, qui peut être calculé facilement.

Pour rappel⁹, le nombre de certificats verts obtenus se calcule en multipliant le nombre de MWhé nets produits (E_{enp}) par le taux d'économie de CO₂, pour autant que le taux d'économie de CO₂ soit supérieur ou égal à 10%, ce qui signifie aussi qu'une unité de production d'électricité verte reçoit un certificat vert dès qu'elle a permis d'économiser une quantité de CO₂ équivalente à E_{ref} , la quantité émise par une installation classique de référence.

Soit, libellé de façon algébrique : $N_{\text{CV}} = E_{\text{enp}} \times t$

Avec : $t = 0$ si $\tau < 0,1$ et $t = \tau$ si $\tau \geq 0,1$

où : t = taux d'octroi de certificats verts

τ = taux d'économie de CO₂

Le taux d'économie de CO₂ se calcule en divisant le gain (G) en CO₂ de la filière par le CO₂ émis par la solution électrique de référence (E_{ref}).

Or, le gain est défini comme suit :

Pour une unité de production d'électricité à partir de SER et/ou de COGEN de qualité, le gain [en kgCO₂/MWh électrique net produit ($MWh_{\text{é}}$)] réalisé par l'unité considérée est égal aux émissions d'une centrale électrique de référence (E_{ref}) augmentées - dans le cas d'une installation de cogénération et/ou de trigénération - des émissions d'une chaudière de référence (Q) et, le cas échéant, d'un groupe frigorifique de référence (Q_f) desquelles les émissions de l'installation envisagée (F) sont soustraites :

$$G = E_{\text{ref}} + Q + Q_f - F \text{ (kgCO}_2\text{/MWh}_{\text{é}})$$

$$\text{Dès lors : } N_{\text{CV}} = E_{\text{enp}} \times (E_{\text{ref}} + Q + Q_f - F) / E_{\text{ref}}$$

Pour une cogénération au gaz naturel fonctionnant en régime courant (1), la substitution du gaz naturel (2) par du gaz issus de SER, sans autre modification des conditions de fonctionnement de l'installation, amène un gain en nombre de certificats verts exprimés comme suit :

$$\Delta N_{\text{CV}} = E_{\text{enp}} \times (F_1 - F_2) / E_{\text{ref}}$$

⁹ La méthodologie rappelée ici est détaillée dans le document « PROCÉDURES ET CODE DE COMPTAGE DE L'ÉLECTRICITÉ PRODUITE À PARTIR DE SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLES ET/OU DE COGÉNÉRATION EN RÉGION WALLONNE » publié en annexe de l'arrêté ministériel du 12 mars 2007

Ramené à l'énergie entrante consommée (Ee), cela donne :

$$\Delta N_{CV} = E_e \times (N_{gn} - N_{gSER}) / E_{ref}$$

Avec :

N_{gn} = coefficient d'émission de CO₂ d'une installation de production d'électricité au départ de gaz naturel, en kgCO₂/MWh_p

N_{gSER} = coefficient d'émission de CO₂ d'une installation de production d'électricité au départ de gaz issu de SER, en kgCO₂/MWh_p

et : $N_i = F_i \times aE$ où aE est le rendement électrique de l'installation ($=E_{enp} / E_e$)

Le nombre de CV par MWh_p est donc : $(N_{gn} - N_{gSER}) / E_{ref}$

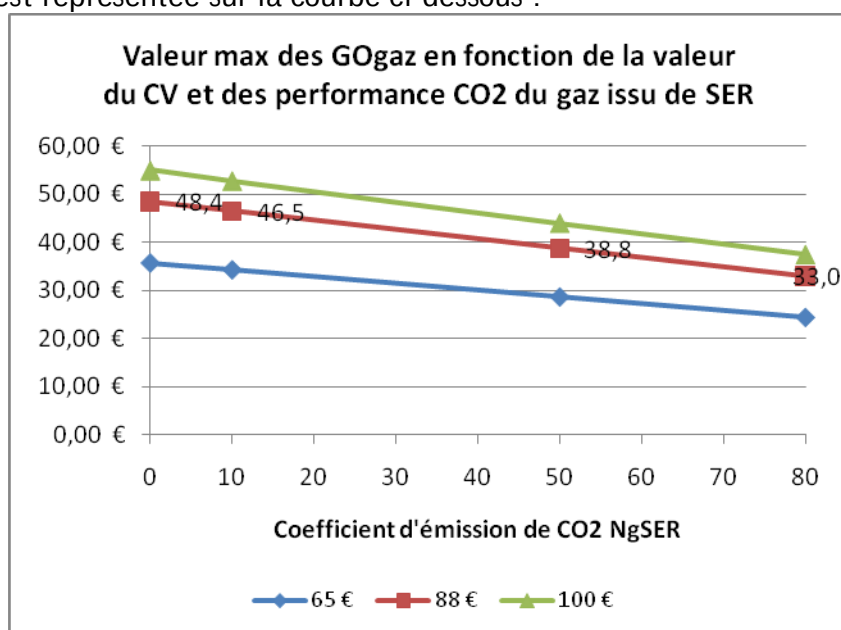
Soit concrètement : $(251 - N_{gSER}) / 456$

Le gain en CV sera donc uniquement tributaire du coefficient d'émission de CO₂ de la filière de production de gaz issu de SER :

N_{gSER} en kg CO ₂ /MWh _p	Gain en CV En CV/MWh _p
10	0,53
50	0,44
80	0,38

En termes de soutien, trois hypothèses sont prises en compte ici, pour la valeur du certificat vert : le prix minimum garanti de 65 €, le prix maximum théorique de 100 €, et le niveau actuel d'échange sur le marché, soit environ 88 €.

La valeur plafond des GOgaz peut être facilement déduite pour ces trois cas de figure. L'évolution de ce plafond au prorata des performances CO₂ du gaz issu de SER est représentée sur la courbe ci-dessous :



Pour un prix actuel de 88 € par CV, et des performances entre 0 et 80 kgCO₂/MWh_p, le plafond varie entre 48 et 33 €/MWh_p.

La fourchette 0-80 kgCO₂/MWh_p est basée sur des hypothèses réalistes incluant les émissions de CO₂ pour l'obtention du biogaz brut et celles dues au processus de traitement et de l'injection du gaz (Voir annexe I b.). En pratique, on devrait se situer entre 10 et 50 kg de CO₂, suivant le procédé utilisé.

Enfin, rappelons que cette évaluation se base sur le cas « standard », à savoir un taux d'économie de CO₂ pour le producteur déjà supérieur à 10% dans la situation initiale, une installation non sujette à coefficient de réduction (puissance inférieure à 20 MW et coefficient de réduction « k » = 1). Ceci ne constitue pas un biais, vu le nombre d'installations correspondant à cette situation en Région wallonne.

7. Mesures complémentaires nécessaires

7.1 Garanties d'achat

Le modèle proposé ne fonctionnera correctement que dans un marché réellement fluide. Il est en effet indispensable de veiller à ce qu'aucun acteur dominant ne puisse imposer des conditions d'achat telles que la rentabilité de la filière ne soit mise en péril.

C'est vrai tant pour l'écoulement des GOgaz que pour la vente du gaz produit.

Considérant les hypothèses suivantes :

a. Effets d'échelle :

Afin de permettre la naissance de projets d'injection de gaz issus de SER, le modèle, par essence même, doit être adapté aux producteurs ne présentant pas des besoins suffisants pour pouvoir l'auto-consommer de manière optimale. A priori, si l'on fait abstraction du *break even point* économique, les petits comme les grands sont concernés. La force de négociation des uns et des autres est donc à géométrie variable.

b. Couplage des obligations :

Il convient de considérer les ventes des GOgaz et du gaz comme découplées, afin de ne pas restreindre le nombre d'acquéreurs potentiels de GOgaz et conserver un degré de concurrence suffisant.

Compte tenu de l'existence d'un grand nombre de producteurs verts « indépendants », on peut raisonnablement penser que l'achat des GOgaz ne devrait pas poser de problème. Par contre, une attention particulière doit être apportée à la vente du gaz. Sans préjuger de la force du producteur gaz issu de SER dans le cadre de la négociation d'un contrat de vente de plusieurs années, il convient au minimum d'assurer un écoulement garanti du gaz.

Pour ce faire, des balises devraient être mise en place, notamment sur base de l'article 33 du décret du 19 décembre 2002 relatif au marché régional du gaz, et plus particulièrement de son §1^{er}, 3° :

Art.33 - §1^{er}. Après avis de la CWaPE, le Gouvernement impose aux fournisseurs des obligations de service public clairement définies, transparentes, non discriminatoires et dont le respect fait l'objet d'un contrôle par la CWaPE, entre autres les obligations suivantes : (...)

3° en matière de protection de l'environnement, acheter prioritairement, aux conditions du marché et dans la limite des besoins de leurs clients finals, le gaz issu de SER disponible sur le réseau auquel est raccordé le client;

L'activation d'une telle mesure met en œuvre un principe à peu près équivalent à celui qui prévaut en électricité, à ceci près que le décret du 12 avril 2001 prévoit une obligation d'achat d'abord par les GRD, à hauteur de leurs besoins propres (art. 34,4°,c), ensuite par les fournisseurs pour le surplus (art. 34bis, 3°,b). En théorie, le GRD étant un interlocuteur unique pour un producteur donné, par ailleurs soumis aux règles des marchés publics, il peut paraître plus facile de déterminer les conditions d'achat dans le cadre d'un seul acteur. En pratique cependant, d'autres problèmes se poseront dans la gestion des équilibres du réseau, mais ceci peut être réglé autrement. Enfin, il faut noter que cette disposition n'a jamais dû être mise en œuvre jusqu'à présent, les mécanismes de marché ayant fait preuve d'un fonctionnement satisfaisant.

Pour le gaz, une telle disposition n'est pas explicitement prévue, même si le même esprit existe, dans le cas où un GRD est lui-même producteur de gaz issus de SER (cfr art. 7 du décret). La CWaPE suggère donc qu'un mécanisme similaire soit prévu dans le décret ou, à défaut, que l'obligation à charge des fournisseurs soit modalisée comme en électricité, pour ce qui concerne le solde de la production.

7.2 Exigences de performance et critères de durabilité

Etant donné que le mode de soutien proposé passe exclusivement par l'usage actuel, aucune disposition particulière supplémentaire ne doit être mise en œuvre dans un premier temps, concernant les performances CO₂ ou la certification des intrants.

7.3 Aides à l'investissement

Les aides à l'investissement mise en œuvre en application du décret du 11 mars 2004 relatif aux incitants destinés à favoriser la protection de l'environnement et l'utilisation durable de l'énergie ne couvrent pas, à l'heure actuelle, le cas de figure de l'injection de gaz issus de SER. Il conviendrait d'en étendre les modalités d'application en vue de rendre éligible la filière et ainsi lever toute discrimination.

Par ailleurs, en vue de faciliter le démarrage de la filière, il pourrait être utile de prendre en compte de la notion de projet innovant ou pilote, afin de stimuler les investissements à valeur de démonstration.

V. ANALYSE D'IMPACT

Impact de la mesure

Compte tenu de la technicité à mettre en œuvre, il est évident que nous n'assisterons pas immédiatement à des investissements massifs dans la filière de l'injection du gaz. Dès lors, on peut imaginer la progression suivante :

- À moyen terme : quelques installations (1 à 3) de grande puissance (3 à 10 MWp) ;
- A long terme : un nombre plus étendu de projets, de puissance moyenne (1 à 3 MWgaz) et grande.

Les effets de la mesure pourraient être évalués sur plusieurs plans :

- Socio-économique : la mesure devrait en théorie permettre de voir l'émergence de nouvelles installations de biométhanisation, là où la filière classique rencontrait des obstacles, générant ainsi des effets positifs sur certaines activités connexes (agriculture, gestion des déchets...) ;
- Objectifs en matière de renouvelables : la mesure cadre avec les axes du PMDE et les performances globales du système pourraient se trouver améliorées (plus d'électricité verte produite, moins de gaz naturel consommé, avec un effet marginal sur l'obtention des quotas d'électricité verte par l'ensemble des filières...) ;
- Coût pour la collectivité : le coût est négligeable, car la mesure est essentiellement d'ordre administratif ;
- Impact sur la CWaPE : si la filière prend son envol, elle impliquera la mise en place d'une gestion à part, avec des ressources humaines et informatiques dédiées.

VI. TIMING DE MISE EN ŒUVRE

La CWaPE a connaissance de projets importants en matière de production de biogaz. Il ressort de tous les contacts que la filière « injection » n'est pas prise en considération, faute de garantie sur la rentabilité. Toutefois, actuellement, un premier acteur de taille l'envisage explicitement comme une des options potentielles, mais avec le même bémol en l'absence de garanties de soutien suffisantes.

Dès lors, et compte tenu de la simplicité du modèle, la CWaPE plaide pour une mise en œuvre rapide de la mesure ou, à tout le moins, un signal positif en ce sens, afin d'ouvrir rapidement des perspectives élargies aux porteurs de projets.

ANNEXE I

Hypothèses de calcul pour la détermination du coût de production et d'injection du gaz issu de SER

Pour évaluer le coût moyen de production, on prendra la méthode de la valeur actualisée nette.

Pour rappel, cette méthode fait intervenir les investissements d'une part et la somme des coûts variables actualisés sur une période définie d'autre part.

Les coûts d'investissement et les coûts variables de production ne sont pas encore prévisibles avec toute la précision requise, compte tenu du caractère assez neuf de cette filière. On se basera dès lors sur des études de cas et quelques situations connues pour lesquelles l'information est disponible.

Par ailleurs, puisqu'il s'agit *in fine* d'évaluer la rentabilité d'une filière de valorisation du biogaz, par rapport à la filière classique de valorisation en cogénération locale, on fera abstraction des installations de production du biogaz brut, pour ne considérer qu'un prix d'achat de celui-ci. En pratique, cela revient à internaliser tous les coûts de production du biogaz, qu'il y ait ou non une petite installation de cogénération annexe destinée à couvrir les besoins propres en électricité et chaleur de la biométhanisation.

⇒ Paramètres d'évaluation de la rentabilité :

Par souci de cohérence, on reprendra ici les références figurant dans la proposition « CD-8f06-CWaPE-184 bis sur les facteurs de réductions k (...) ».

On prendra comme première hypothèse que les GOgaz sont octroyées et commercialisables durant toute la durée de vie de l'installation.

Par souci de cohérence avec les hypothèses adoptées pour l'évaluation économique des filières de production d'électricité verte basée sur le biogaz, on considérera une durée de vie de l'installation de 15 ans. Cependant, compte tenu du type d'installation en jeu, il semble bien que la durée de vie réelle soit supérieure à 20 ans : cette hypothèse peut donc être qualifiée de prudente.

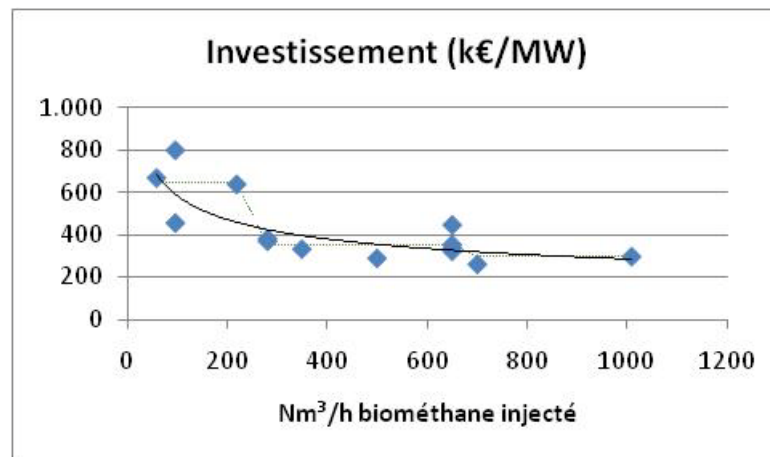
Le taux de rentabilité de référence pris en compte est de 12%, pour intégrer le facteur de risques. C'est le même taux que celui utilisé pour l'évaluation du facteur de réduction « k » applicable à la filière biogaz. Cette hypothèse est également confortable.

⇒ Estimation des investissements :

Les investissements concernent :

- (1) L'installation d'épuration elle-même (il existe plusieurs procédés d'épuration)
- (2) L'installation de mise aux spécifications GN (odorisation, gaz additionnel...)
- (3) Les installations de contrôle, régulation et comptage
- (4) Le raccordement au réseau de distribution / transport

La répartition des coûts est fortement liée à la situation locale, mais également aux responsabilités des parties en présence (producteur, GRD...). On se référera donc en première approximation à un coût moyen au MW installé. Le graphique ci-dessous réfère à sept cas de figure (2 installations opérationnelles et 5 études de cas) à travers l'Europe (NL, D, UK, S, F).



On retiendra en première approximation, pour la simulation des cas, en fonction du débit de gaz net injecté :

- De 100 à 250 Nm³/h : 650 k€/MW
- De 250 à 650 Nm³/h : 350 k€/MW
- De 650 à 1000 Nm³/h : 300 k€/MW

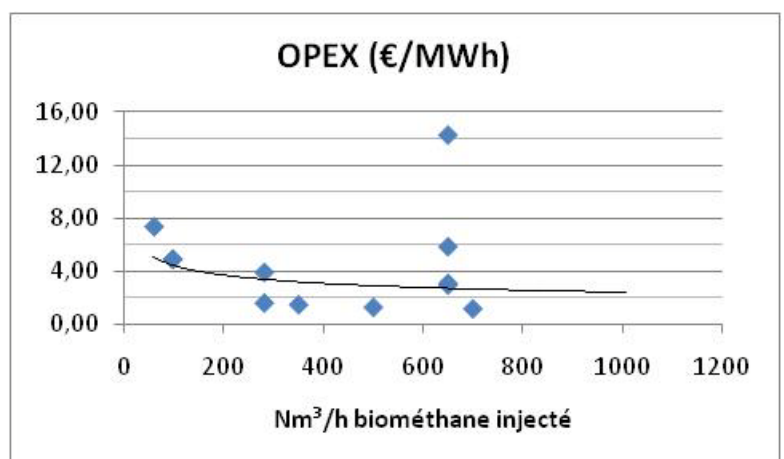
A titre conservatoire, il est proposé d'ajouter forfaitairement 50 k€ pour l'équipement purement gaz (hors process) nécessaire à l'injection. Pour la comparaison, le coût de raccordement (détente + 25 m conduite) pour un client GN varie de 18 k€ pour 250 m³/h, 35 k€ pour 1000 m³/h (tarifs GRD mixtes).

⇒ Estimation des coûts variables :

Ceux-ci couvrent :

- (1) Les OPEX
- (2) Les coûts de combustible
- (3) Les coûts des processus additionnels liés au type de réseau : propane, mercaptan, compression...
- (4) Les coûts liés à l'accès réseau de distribution/transport (coût net d'injection, hors frais d'acheminement à charge de l'URD aval)

Ici aussi, la situation locale et la répartition des charges entre acteurs joueront un rôle important. On tentera donc de dégager un coût moyen par MWh_p. Pour le même échantillon de cas que précédemment, on observe que les OPEX varient de l'ordre de 2 à 5 €/MWh. Ceci inclut en principe les coûts de comptage et régulation, donc on conviendra qu'ils couvrent également les coûts liés au raccordement. Par sécurité, on prendra 5 €/MWh.



Les coûts de post-traitement en vue de la mise en conformité du gaz, dépendront du type de réseau rencontré. Le PCS d'un biométhane composé à 95% de méthane est de 10,5 kWh/m³, ce qui correspond au gaz « L », mais entre également dans la plage théorique des gaz « H » (min 10,28 kWh/m³). La valeur moyenne des gaz « H » distribués oscille quant à elle entre 11,1 et 11,6 kWh/m³.

Compte tenu que l'indice de Wobbe du gaz définit également son interchangeabilité, on admettra l'hypothèse d'un enrichissement au propane comme marge de sécurité, en attendant de plus amples avancées dans le domaine des spécifications techniques. A contrario, un appauvrissement pourrait être nécessaire dans certains cas, c'est pourquoi prendre une référence de coût de « post-traitement » constitue une approche prudente.

Les coûts de gestion et d'achat du propane, pour produire un gaz de type « H », sont de l'ordre de 2 à 5 €/MWh_{BM}.

⇒ Prix d'achat du biogaz brut :

Celui-ci dépendra du substrat. Lorsqu'il s'agit de boue de STEP, de biogaz de CET ou de résidus de tri d'OM, on considérera ces coûts comme étant à charge de la filière de traitement des déchets. Par contre, s'il s'agit de cultures énergétiques, ces coûts seront intégralement reportés sur la filière énergétique. Entre les deux se trouvent les déchets de l'industrie agro-alimentaire, etc. Dans la proposition « CD-8f06-CWaPE-184 bis sur les facteurs de réductions k (...) », un prix de 35 €/MWh_p a été pris en compte pour les intrants agricoles et industriels ou mixtes.

⇒ Synthèse des coûts de production

Investissements :

En actualisant suivant les hypothèses évoquées supra, l'impact des investissements sur le coût unitaire de production du biométhane peut être évalué, sur base de différentes capacités de production, et d'une opérabilité de 6000 ou 8000 heures par an :

Débit Nm ³ /h BM	Invest €/MW	6000 h		8000 h	
		MWh/an	€/MWh BM	MWh/an	€/MWh BM
100	700	6000	17,13	8000	12,85
200	700	12000	17,13	16000	12,85
300	400	18000	9,79	24000	7,34
400	400	24000	9,79	32000	7,34
500	400	30000	9,79	40000	7,34
800	350	48000	8,56	64000	6,42
1000	350	60000	8,56	80000	6,42

Coûts variables :

	OPEX		C ₃ H ₈		Biogaz	
	min	max	min	max	min	max
€/MWh BM	2	5	0	5	0	35

Coût total :

	Min	Max
Investissements	6,42	17,13
OPEX + C ₃ H ₈	2	10
Biogaz	0	35
Coût total	8,42	62,13
Surcoût injection	8,42	27,13

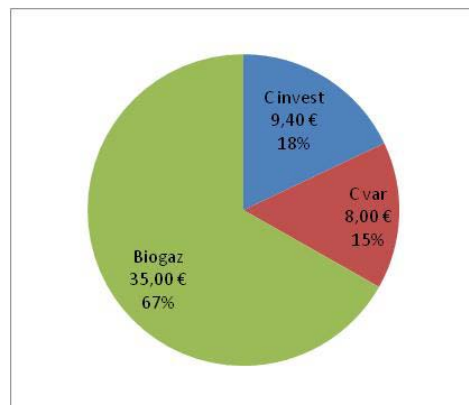
Commentaires :

- On constate d'emblée que le paramètre qui exerce la plus grande influence sur le prix du gaz produit est le processus de fabrication du biogaz brut ; ce paramètre est le même, lorsqu'il s'agit de développer une cogénération classique plutôt que l'injection.
- Pour une installation de taille suffisante, une erreur d'évaluation sur les coûts d'investissement aura un impact limité sur le calcul du coût total.

Illustration par un exemple :

L'exemple indicatif ci-contre concerne une installation de 400 m³/h et 24 GWh par an, utilisant des déchets industriels pour produire son biogaz, valorisés au prix max de 35 €/MWh. Le réseau gaz est un réseau « H », nécessitant un enrichissement léger.

Le coût du biométhane injecté est ici de 52,40 €/MWh.



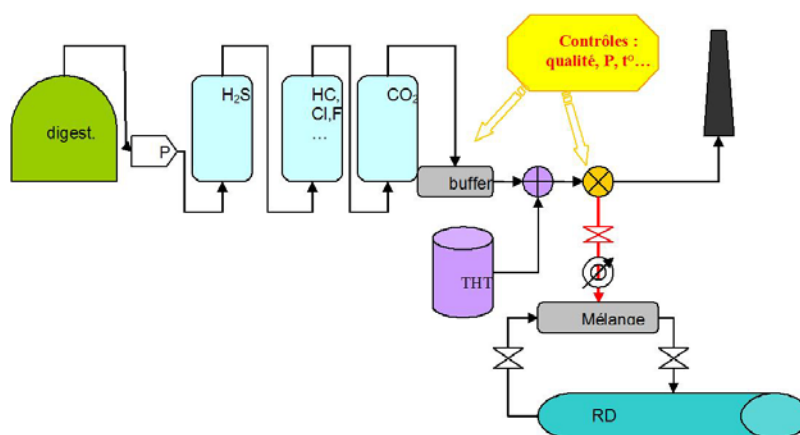
Conclusions :

Le prix de revient du biométhane injecté varie entre 8 et 62 €/MWh, suivant la filière, la taille de l'installation et le type de réseau GN disponible.

ANNEXE II

Détermination du coefficient d'émission de CO₂ du gaz issu de SER

Le coefficient d'émission de CO₂ du process de production du biogaz jusqu'à son injection dans le réseau doit être évalué au cas par cas, lors de la certification du site. Néanmoins, pour évaluer les performances de la filière, il convient de modéliser celui-ci.



Au niveau des installations, les principales sources d'émissions potentielles sont de 3 ordres :

- (1) La fabrication du biogaz : entre 0 (CET) et 30 kg CO₂/MWh_p suivant les hypothèses prises en compte par la CWaPE pour le calcul du coefficient « k ».
- (2) La consommation d'énergie liée au process d'épuration : celle-ci est estimée entre 0,12 et 0,25 kWh_{él}/Nm³ suivant les procédés sur le marché. Le kWh_{él} est valorisé à 456 kg CO₂, par cohérence avec le dispositif de soutien à l'électricité verte.

Kg CO ₂ /MWh _p	45% CH ₄	65% CH ₄
0,12 kWh _{él} /Nm ³	12	8
0,25 kWh _{él} /Nm ³	25	18

- (3) Les pertes de méthane dans le process :

Il n'est pas tenu compte de ces pertes au niveau du procédé de biométhanisation, compte tenu du fait que ce gaz est généré de toute façon, de manière fatale, en décomposition anaérobie non forcée. Il s'agit en quelque sorte d'un gaz « renouvelable ». Par conséquent, il n'en sera pas tenu compte non plus dans le process d'épuration.

ANNEXE III

Note sur les technologies disponibles pour l'épuration du biogaz

Avant de pouvoir être injecté dans le réseau, le biogaz doit subir un conditionnement que l'on peut résumer en deux grandes étapes :

1° La mise en conformité de la composition du gaz :

- épuration des composants indésirables : particules, composés soufrés, eau ...
- extraction du gaz carbonique...

2° La mise en compatibilité avec les conditions opérationnelles du réseau :

- propriétés de combustion (pouvoir calorifique et indice de Wobbe) : injection éventuelle de propane...
- odorisation (uniquement en distribution publique) : adjonction d'un mercaptan (usuellement le THT)
- régulation des paramètres physiques du réseau : pression, débit, température...

La 2^{ème} étape est relativement classique pour l'industrie du gaz dans sa composante « réseau ».

En revanche, la 1^{ère} l'est moins, car elle concerne plus l'industrie d'extraction voire plus généralement l'industrie des procédés chimiques. C'est pour cette raison d'ailleurs que des technologies existent de longue date sur le marché, mais doivent aujourd'hui, un peu partout, être adaptées au nouveau produit que constitue le biogaz.

Relevons simplement ici quelques procédés pour les différentes phases :

- ⇒ Elimination des particules solides :
 - o filtrage
- ⇒ Elimination de l'eau :
 - o par condensation
 - o par séchage : réfrigération, dessicants, glycols...
- ⇒ Elimination des composés sulfurés :
 - o filtrage au charbon actif
 - o précipitation au moyen de sulfure de fer dans le digesteur
 - o oxydation biotique
- ⇒ Elimination du CO₂ :
 - o adsorption par oscillation de pression (PSA)
 - o lavage (dissolution) dans une colonne d'absorption
 - o adsorption au Selexol®
 - o adsorption chimique (e.a. mono/di-ethanol-amine MEA/DEA)
 - o carbonate de potasse + activation
 - o séparation par membrane
 - o cryogénisation (expérimental car coûteux)