

Commission de régulation de l'énergie

Délibération du 16 janvier 2014 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

NOR : CREX1414998X

Participaient à la séance : Olivier CHALLAN BELVAL, Hélène GASSIN, Jean-Pierre SOTURA et Michel THIOILLIÈRE, commissaires.

Contexte

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie, le 18 novembre 2013, par le ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie d'un projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Ce projet d'arrêté a été soumis au Conseil supérieur de l'énergie lors de la séance du 5 novembre 2013.

Ce projet d'arrêté s'inscrit dans le cadre défini par le plan Energie Méthanisation Autonomie Azote (EMAA), présenté conjointement par la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie et le ministre de l'agriculture, de l'agroalimentaire et de la forêt à la fin du mois de mars 2013.

Ce projet d'arrêté a pour objet de modifier le tarif d'obligation d'achat bénéficiant aux stations d'épuration des eaux usées (STEU) fabriquant du biométhane à partir de boues par l'introduction d'une nouvelle prime « intrant » et d'une modulation tarifaire spécifique.

En supposant que les installations bénéficiant d'un contrat d'achat aux tarifs proposés injecteront environ 500 GWh de biométhane dans les réseaux de gaz naturel en 2020, les charges de service public sont estimées à environ 25 M€ par an.

Rappel du cadre juridique applicable

L'article L. 446-2 du code de l'énergie dispose que « *sous réserve de la nécessité de préserver le bon fonctionnement des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, tout producteur de biogaz peut conclure avec un fournisseur de gaz naturel un contrat de vente de biogaz produit sur le territoire national suivant des modalités précisées par décret en Conseil d'Etat. Les surcoûts éventuels qui en résultent pour le fournisseur font l'objet d'une compensation.* »

L'autorité administrative désigne, par une procédure transparente, un acheteur en dernier recours tenu de conclure un contrat d'achat de biogaz avec tout producteur de biogaz qui en fait la demande. »

L'article L. 446-4 du code de l'énergie dispose que « *sont fixés par voie réglementaire, après avis de la Commission de régulation de l'énergie :*

1° *Les conditions d'achat de biogaz ;*

2° *La définition des installations de production qui peuvent bénéficier de l'obligation d'achat de biogaz ;*

(...) ».

Les boues des stations d'épuration des eaux usées (STEU) sont visées par les dispositions de l'article 1^{er} du décret n° 2011-1594 du 21 novembre 2011 relatif aux conditions de vente du biométhane aux fournisseurs de gaz naturel qui dispose que « *le biométhane produit (...) par la méthanisation en digesteur de produits ou déchets non dangereux est un biogaz au sens du chapitre VI du titre IV du livre IV du code de l'énergie* ».

L'article 5 du décret n° 2011-1597 du 21 novembre 2011 relatif aux conditions de contractualisation entre producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz naturel précise que « *les tarifs d'achat du biométhane, leurs conditions d'application ainsi que les conditions d'efficacité énergétique devant être respectées par les installations de production de biométhane sont arrêtés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la Commission de régulation de l'énergie* ». (...) « *Cet arrêté précise les tarifs d'achat du biométhane et leurs conditions d'application.* »

L'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel a été pris sur le fondement des dispositions du décret du 21 novembre 2011.

Le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel soumis pour avis à la CRE modifie le coefficient S fixé par les dispositions du III de l'article 2 du décret n° 2011-1597 du 21 novembre 2011 relatif aux conditions de contractualisation entre producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz naturel.

Ce projet d'arrêté suppose qu'aient été préalablement modifiées les dispositions de l'article 2-III du décret n° 2011-1597 du 21 novembre 2011 précité (cf. également page 6 du présent avis) afin de renvoyer à un arrêté ministériel la définition de ce coefficient.

Un projet de décret modifiant le décret n° 2011-1597 du 21 novembre 2011 a été soumis pour avis au Conseil supérieur de l'énergie lors de la séance du 5 novembre 2013. Il n'a pas été soumis pour avis à la CRE.

La CRE demande au ministre chargé de l'énergie de lui soumettre le projet de décret modifiant le décret n° 2011-1597 du 21 novembre 2011 pour avis en application des dispositions de l'article L. 446-4 du code de l'énergie.

1. Potentiel de production de biométhane issu des boues de STEU

Il convient de relever en préambule que la méthanisation des boues des STEU est en premier lieu une réponse au problème de la gestion des déchets, ce traitement permettant de les rendre significativement moins volumineuses et plus « propres ». Une étude, réalisée par l'IRSTEA (1), révèle que 75 % des exploitants présentent la réduction de la quantité de matière sèche comme le principal avantage de la méthanisation, alors que seulement 25 % évoquent l'intérêt de produire un gaz valorisable. En effet, l'élimination des boues d'épuration représente un enjeu majeur de la dépollution des eaux, et une diminution pouvant aller de 15 à 40 % de matière sèche, en fonction des substrats.

Les STEU qui disposent du potentiel de production de biométhane le plus important et dont l'utilisation de la méthanisation pour le traitement des boues est le plus pertinent économiquement sont les installations des collectivités de plus de 100 000 équivalents habitants (2). L'installation d'un méthaniseur n'est rentable qu'à partir de 30 000 EH.

Pour l'année 2013, la France compte 19 450 agglomérations d'assainissement comprenant 19 749 stations de traitement des eaux usées (STEU) (3).

Tableau 1. – *Parc français des STEU*

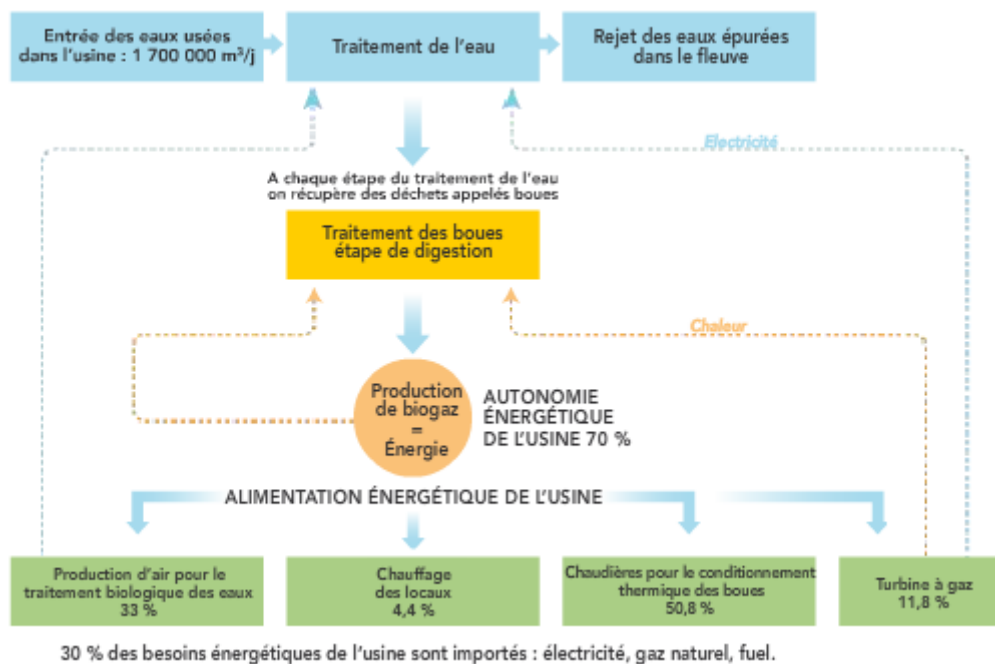
CAPACITÉ NOMINALE	NOMBRE DE STEU
Plus de 500 000 EH	12
De 100 000 à 500 000 EH	127
De 30 000 à 100 000 EH	421
Moins de 30 000 EH	19 189

Source : portail d'information sur l'assainissement communal. Base 2012.

La CRE relève que, depuis l'arrêté du 16 avril 2002 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par méthanisation, les installations « *qui utilisent, à titre principal, l'énergie dégagée par la combustion ou l'explosion de gaz résultant de la décomposition ou de la fermentation de produits, déchets et résidus provenant [...] du traitement des eaux* » bénéficient d'un dispositif d'obligation d'achat (4).

Aujourd'hui, le biogaz issu du processus de méthanisation des STEU est utilisé dans le processus de traitement de l'eau (séchage des boues), dans le chauffage des locaux ou est valorisé en électricité.

Valorisation du biogaz. – Exemple de l'usine de traitement Seine aval du SIAAP (5)



La CRE ne connaît pas précisément le nombre de stations d'épuration valorisant déjà une production d'électricité, car l'origine du biogaz n'est pas une donnée enregistrée par les systèmes d'information des fournisseurs historiques. Cependant, une approche par mot clé permet de conclure qu'au moins une vingtaine d'installations bénéficient déjà d'un tarif d'obligation d'achat.

GrDF a identifié 28 STEU comme potentiellement intéressées par une injection dans son réseau. Neuf projets ont demandé une étude de faisabilité, trois une étude détaillée, les autres sont simplement enregistrés. Le débit moyen de ces installations est de l'ordre de 180 Nm³/h mais avec une forte dispersion (de 40 à 500 Nm³/h).

Le nombre de STEU déjà équipées d'un processus de digestion est également inconnu car la base de données de l'assainissement a pour objet la qualité du traitement de l'eau et la conformité des installations aux différentes réglementations en vigueur. Le processus de traitement n'est renseigné que dans quelques cas. Il n'est pas possible de faire une extrapolation statistique.

D'après une étude de l'ADEME d'avril 2013 (6), le potentiel net disponible (7) de sous-produits de l'assainissement mobilisables pour la méthanisation (boues urbaines, graisses issues du dégraissage dans les STEU et matières de vidange) s'élève à 16 Mt, soit 2 000 GWh. En 2030, avec les hypothèses de mobilisation reprises dans le tableau ci-dessous, le gisement serait de plus de 600 GWh, lesquels viendraient s'ajouter à la production de biogaz actuelle sortie digesteur d'environ 970 GWh.

Tableau 2. – *Hypothèses de mobilisation retenues par l'ADEME*

CAPACITÉ	MÉTHANISATION dédiée sur site	MÉTHANISATION TERRITORIALE
STEU < 5000 eqEH	0 %	0 à 10 %
5000 eqEH < STEU < 100 000 eqEH	0 à 10 %	15 %
STEU > 100 000 eq EH	50 %	0 à 10 %

Cette hypothèse est du même ordre de grandeur que celle du Synteau, à partir de données d'entrée relativement proches des données publiques (cf. tableau 1).

Tableau 3. – *Potentiel de production théorique d'après le Synteau*

CAPACITÉ NOMINALE	NOMBRE DE STEU	% DU PARC ÉQUIPÉ de digestion anaérobie	POTENTIEL BIOMÉTHANE TOTAL (GWh/an)
Plus de 500 000 EH	8	50	450
De 100 000 à 500 000 EH	108	30	600
De 30 000 à 100 000 EH	304	12	480
Total	420	15	1530

2. Description du tarif proposé

Le projet d'arrêté vient fixer les conditions d'achat du biométhane produit à partir des boues de STEU et injecté dans les réseaux de gaz naturel.

La structure du tarif est le même que celui applicable aux installations de stockage de déchets non dangereux ou aux installations de méthanisation agricole, à savoir :

- un tarif de référence T_{BASE} , fonction de la capacité maximale de production de biométhane ;
- une prime PI qui dépend de la part et du type de déchets utilisés dans l'approvisionnement des unités de méthanisation. Le projet d'arrêté modifié est complété par une troisième catégorie d'intrants éligibles à une prime PI, à savoir les déchets des installations de traitement des eaux usées et assimilés.

Lors de l'examen du projet de texte par le Conseil supérieur de l'énergie (CSE) le 5 novembre 2013, un amendement présenté par le Syndicat des énergies renouvelables a reçu un avis favorable. Cet amendement, que la DGEC envisage d'intégrer dans l'arrêté définitif, vise à augmenter le niveau de la prime pour les installations non encore dotées de digesteurs (8).

Tableau 4. – Définition de la prime PI_3 suivant l'amendement du SER

CAPACITÉ MAXIMALE DE PRODUCTION	POUR LES INSTALLATIONS ayant déjà servi à produire ou permis une valorisation de biogaz PI_3 (en C€/KWH PCS) (*)	POUR LES INSTALLATIONS n'ayant jamais servi à produire ou permis une valorisation de biogaz PI_3 (en C€/KWH PCS) (*)
Inférieure ou égale à 50 m³/h	3,6	3,74
Comprise entre 50 et 350 m³/h	Interpolation linéaire entre 3,6 et - 0,42	Interpolation linéaire entre 3,6 et 2,08
Supérieure ou égale à 350 m³/h	- 0,42	2,08

(*) Les données de l'arrêté sont exprimées en euros de 2011. De manière à pouvoir les comparer aux données de coûts, elles sont converties en euros de 2013.

Ce projet d'arrêté viendrait modifier le coefficient S fixé par l'article 2 II,I du décret n° 2011-1597 du 21 novembre 2011 relatif aux conditions de contractualisation entre producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz naturel, en introduisant un coefficient S spécifique à la STEU.

Aux termes du projet d'arrêté modificatif, le coefficient S minore le tarif maximum en fonction de l'antériorité de la mise en service de l'installation ou de l'élément principal ayant déjà servi à produire ou permis une valorisation de biogaz le plus ancien par rapport à la date de signature du contrat d'achat (valeur N dans la formule ci-dessous, exprimée en années entières).

- $N < 15$: $S = 0,1 \times (15 - N) / 15 + 0,9$;
- $N \geq 15$: $S = 0,9$.

Ainsi le tarif du biogaz produit à partir d'une STEU se calcule ainsi : $T = S \times (T_{BASE} + PI_3)$.

Tableau 5. – Valeur de T_{BASE}

CAPACITÉ MAXIMALE DE PRODUCTION	T_{BASE} (en C€/2013/KWH PCS) (*)
Inférieure ou égale à 50 m³/h	9,86
Comprise entre 50 et 100 m³/h	Interpolation linéaire entre 9,86 et 8,98
Comprise entre 100 et 150 m³/h	Interpolation linéaire entre 8,98 et 8,1
Comprise entre 150 et 200 m³/h	Interpolation linéaire entre 8,1 et 7,58
Comprise entre 200 et 250 m³/h	Interpolation linéaire entre 7,58 et 7,06
Comprise entre 250 et 300 m³/h	Interpolation linéaire entre 7,06 et 6,85
Comprise entre 300 et 350 m³/h	Interpolation linéaire entre 6,85 et 6,64
Supérieure ou égale à 350 m³/h	6,64

(*) Pouvoir calorifique supérieur.

Le projet d'arrêté modificatif suppose que le coefficient S est égal à 1 pour les installations bénéficiant d'un contrat d'achat et visées à l'article 2, I et II, du décret n° 2011-1597 du 21 novembre 2011.

Ledit coefficient S, fixé par les dispositions de l'article 2, III, du décret n° 2011-1597 du 21 novembre 2011, ne saurait être modifié par les dispositions d'un arrêté ministériel.

En conséquence, pour modifier le coefficient S, il conviendrait au préalable de modifier les dispositions de l'article 2, III, du décret n° 2011-1597 du 21 novembre 2011.

Si tel était le cas, la CRE recommanderait alors de modifier le coefficient S conformément aux développements qui suivent (cf. paragraphe 4.1, page 9).

Il s'avère que, lors de la séance du 5 novembre 2013, le Conseil supérieur de l'énergie a été saisi également d'un projet de décret modifiant le décret n° 2011-1597 du 21 novembre 2011.

La Commission de régulation de l'énergie n'a pas été saisie dudit projet de décret.

3. Analyse du tarif

3.1. Hypothèses techniques

Deux types de STEU sont considérés :

- celles déjà équipées d'un digesteur ;
- celles ne disposant d'aucun équipement permettant une valorisation de biométhane.

On considère les STEU déjà construites. L'investissement à réaliser porte donc sur :

- (le cas échéant) les éléments techniques nécessaires à la digestion ;
- les éléments techniques nécessaires à l'injection, à savoir :

- une chaudière de production d'eau chaude ;
- un système d'épuration ;
- un système d'injection de biométhane sous pression dans un réseau de transport proche ; et
- un système de traitement d'air des événements de l'épuration.

3.2. Hypothèses économiques

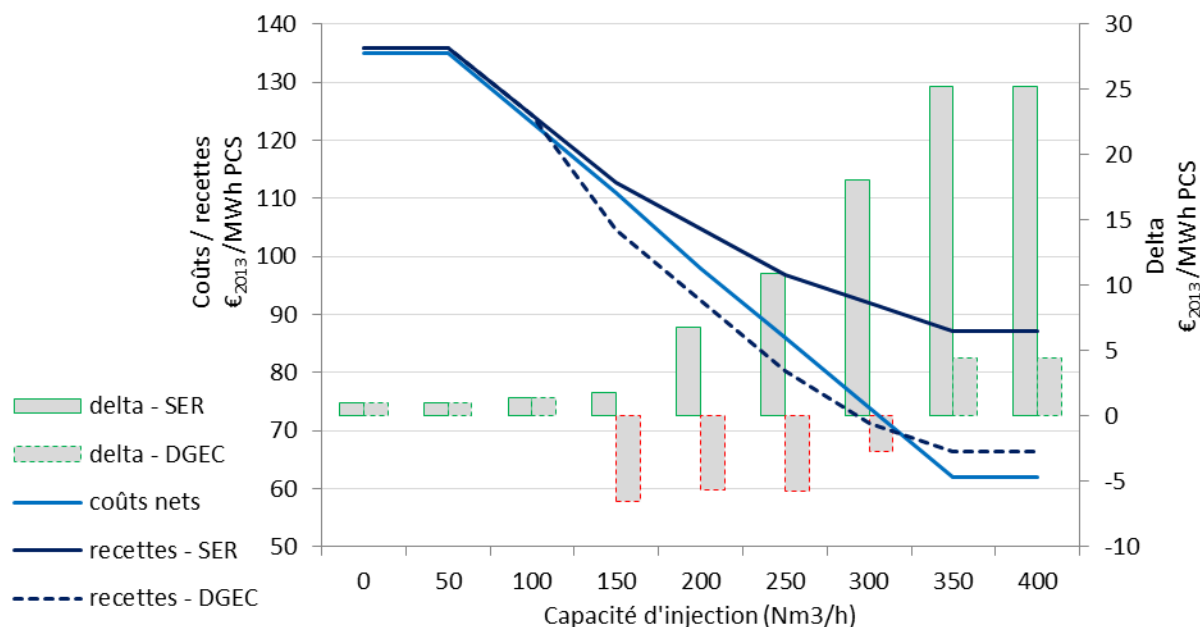
Les données utilisées par la CRE relatives aux coûts d'investissement et d'exploitation et aux revenus des installations sont principalement issues (i) d'études commandées ou réalisées par le Synteu (9) et le groupe de travail sur l'injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel (10) et (ii) d'échange avec des porteurs de projets.

Aucune subvention ou aide à l'investissement n'est considérée dans le calcul, car il n'existe pas à l'heure actuelle de dispositif de soutien national.

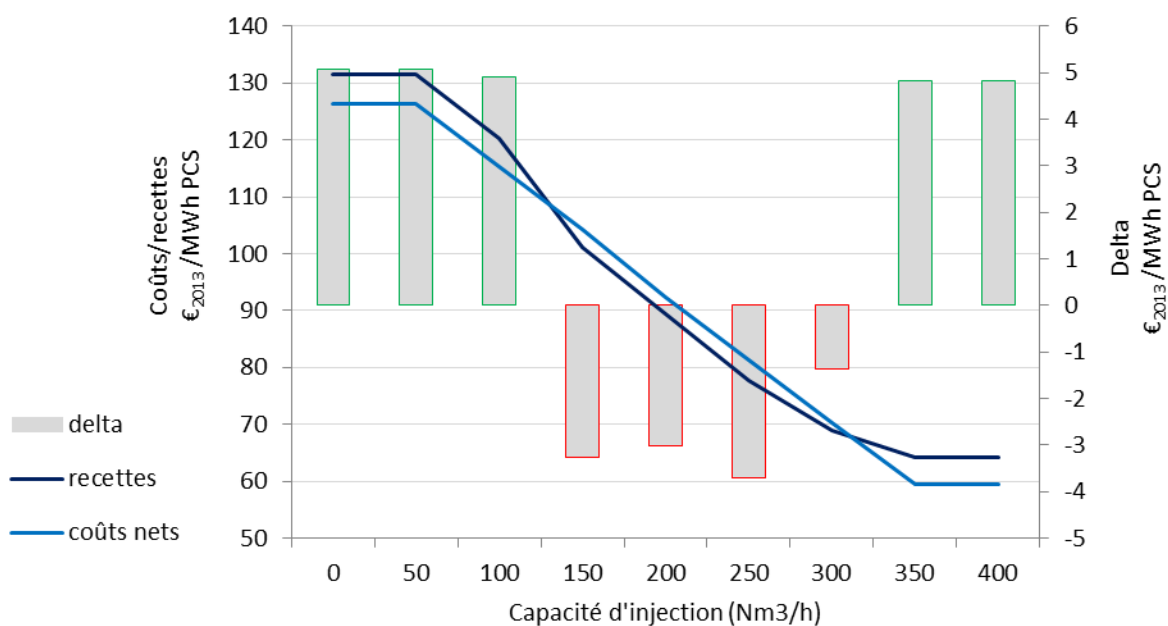
On considère le coût net de la production de biométhane, c'est-à-dire que les économies liées à la diminution du volume des boues à traiter *in fine* sont prises en compte (cf. annexe pour plus de détails).

3.3. Résultats

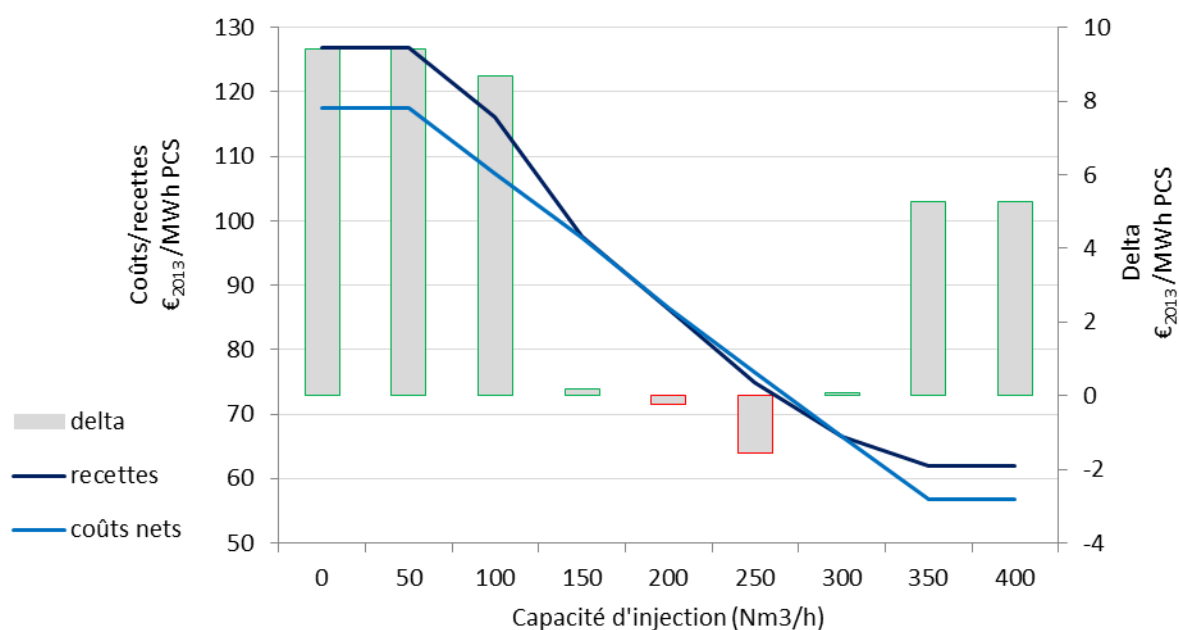
Graphique 1 : processus de digestion nouvellement installée



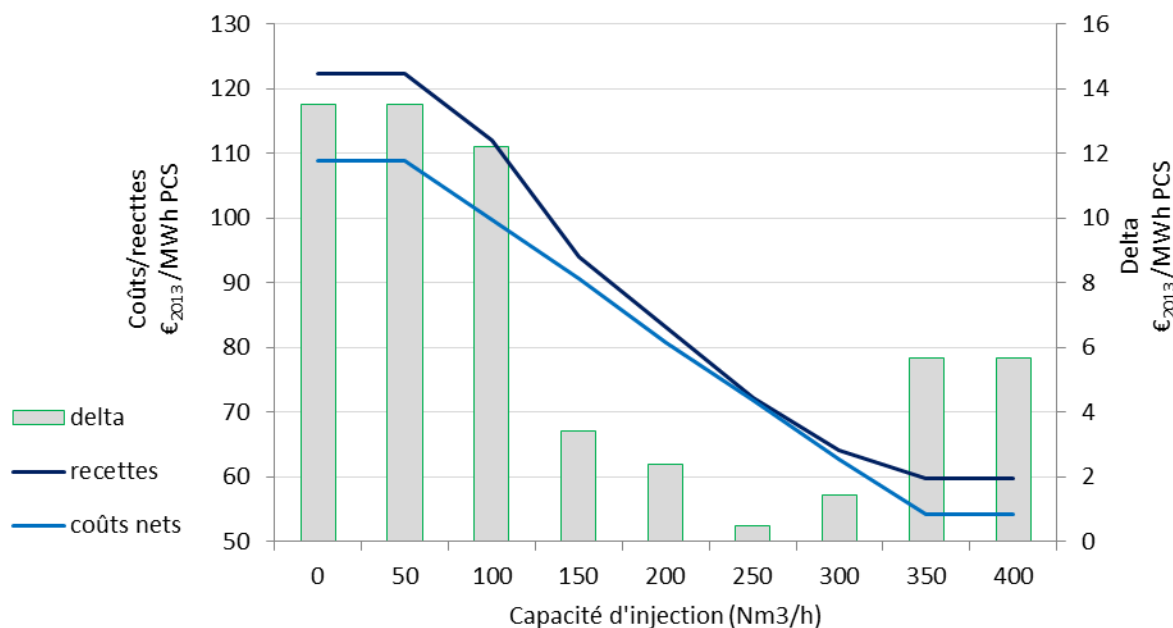
Graphique 2 : processus de digestion âgé de cinq ans



Graphique 3 : processus de digestion âgé de 10 ans



Graphique 4 : processus de digestion âgé de 15 ans



4. Observations de la CRE

En application des dispositions de l'article 5 du décret n° 2011-1597 du 21 novembre 2011 relatif aux conditions de contractualisation entre producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz naturel, « les tarifs d'achat du biométhane, leurs conditions d'application ainsi que les conditions d'efficacité énergétique devant être respectées par les installations de production de biométhane sont arrêtées par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la Commission de régulation de l'énergie.

(...)

A compter de la date à laquelle la Commission de régulation de l'énergie a été saisie d'un projet d'arrêté par les ministres, elle dispose d'un délai d'un mois pour rendre son avis, délai que les ministres peuvent porter à deux mois à sa demande. Cet avis est réputé favorable à l'expiration de ce délai, le cas échéant prolongé. L'avis de la Commission de régulation de l'énergie, lorsqu'il est exprimé, est publié au Journal officiel de la République française en même temps que l'arrêté.

Cet arrêté précise les tarifs d'achat du biométhane et leurs conditions d'application. »

En application des dispositions de l'article 2 du décret n° 2011-1594 du 21 novembre 2011 relatif aux conditions de vente du biométhane aux fournisseurs de gaz naturel, « les tarifs d'achat de biométhane applicables pendant la durée du contrat prennent en compte les coûts d'investissement et d'exploitation de sorte que la rémunération des capitaux immobilisés dans ces installations n'excède pas, sur la période du contrat, une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie de vente à un tarif déterminé dont elles bénéficient. »

4.1. Les conditions d'achat

Il convient au préalable de rappeler que les courbes de coûts de production ont été réalisées sur la base d'un échantillon de six installations, dont deux présentent des situations atypiques. Les données ayant été consolidées sous l'égide d'un groupe de travail regroupant des professionnels du secteur et de l'administration (DGEC, ADEME), on peut leur accorder une certaine légitimité.

De manière à rentabiliser au mieux les coûts de réseaux qui sont, pour partie, indépendants de la taille de l'installation, il apparaît raisonnable de chercher à donner une rentabilité plus importante aux installations ayant une capacité d'injection supérieure à 50 Nm³, soit une aire d'assainissement de plus de 100 000 EH.

L'amendement déposé par le Syndicat des énergies renouvelables lors de la séance du CSE consacré à l'étude de ce projet d'arrêté tarifaire, visant à revaloriser le tarif pour les installations qui ne sont pas déjà équipées d'un processus de digestion, apparaît justifié dans la mesure où ces installations supportent des coûts d'investissement supérieurs à celles déjà dotées d'un équipement de digestion. Pour autant, le graphique 1 révèle que les gains potentiels sont élevés. Il est donc souhaitable de fixer le composant PI₃ à niveau intermédiaire entre la proposition initiale du ministre chargé de l'énergie et celle du SER.

Les quatre graphiques révèlent qu'une segmentation de PI₃ entre installations avec une capacité d'injection inférieure à 50 Nm³/h et une capacité supérieure à 350 Nm³/h induit des écarts de rentabilité très forts. Certaines installations supporteraient des pertes si elles s'engageaient dans un processus de production (par exemple, 4 €/MWh pour une installation d'une capacité d'injection de 250 Nm³/h ayant un digesteur âgé de 5 ans). Dans le même temps, les installations ayant un digesteur âgé de plus de 15 ans et de petite taille gagneraient près de 13,5 €/MWh produit. Il est donc nécessaire de créer des segments supplémentaires pour éviter la décroissance des gains par MWh produit observée pour les installations de taille moyenne, quelle que soit l'ancienneté du digesteur.

Par ailleurs, la définition du coefficient S ne permet pas de prendre en compte la réalité des amortissements. La proposition de l'arrêté ne permet pas d'introduire de distinction entre les CAPEX et les OPEX. La CRE propose de définir S comme suit :

$$S = 1 - \text{coeff}_{\text{génération}} * (1 - \text{coeff}_{\text{dépréciation}})$$

Avec $\text{coeff}_{\text{dépréciation}}$ déterminé par une interpolation linéaire entre 1 et 0 en fonction de l'âge du digesteur et $\text{coeff}_{\text{génération}}$ par une interpolation entre 0,19 et 0,13 en fonction de la capacité d'injection de l'installation. Le détail des calculs est présenté en annexe au présent avis.

Tableau 6. – Définition de S

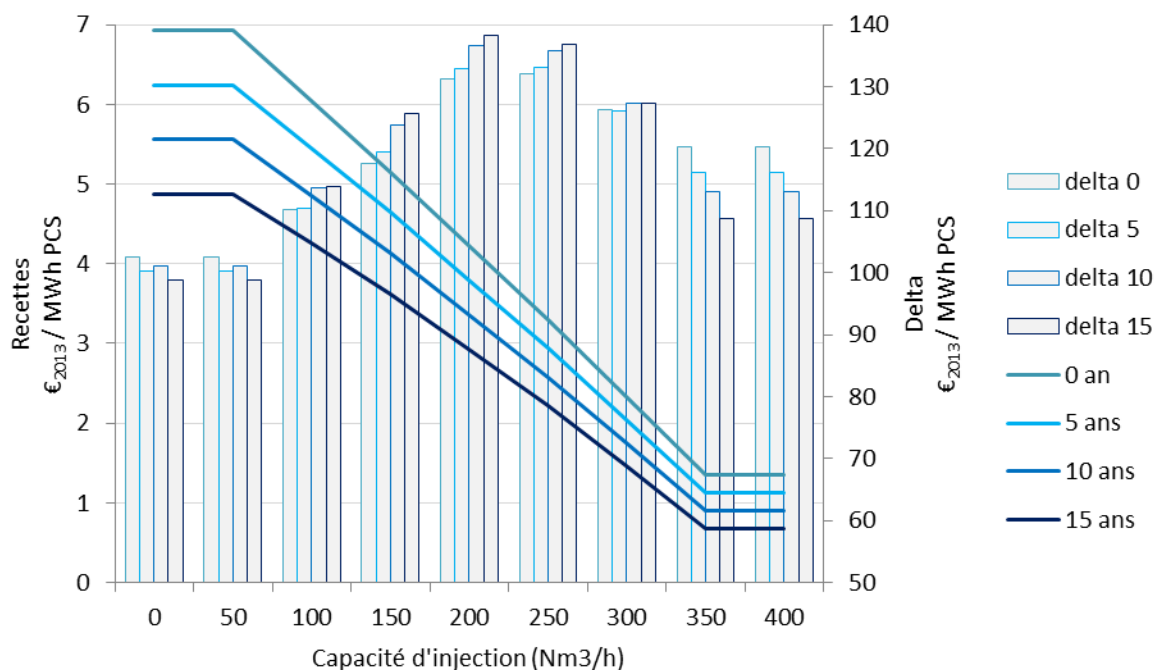
ÂGE DU DIGESTEUR	COEFF _{DÉPRÉCIATION}
0 an	1
5 ans	0,67
10 ans	0,33
15 ans	0

CAPACITÉ MAXIMALE DE PRODUCTION	COEFF _{GÉNÉRATION}
Inférieure ou égale à 50 m³/h	0,19
Comprise entre 50 et 150 m³/h	Interpolation linéaire entre 0,19 et 0,13
Supérieure ou égale à 350 m³/h	0,13

Tableau 7. – Définition de la prime PI_3 suivant la proposition de la CRE

CAPACITÉ MAXIMALE DE PRODUCTION	PI_3 (EN C€ ₂₀₁₃ /KWH PCS) ⁷	C€ ₂₀₁₁ /KWH PCS
Inférieure ou égale à 50 m³/h	4,05	3,9
Comprise entre 50 et 150 m³/h	Interpolation linéaire entre 4,05 et 3,53	entre 3,9 et 3,4
Comprise entre 150 et 250 m³/h	Interpolation linéaire entre 3,53 et 2,18	entre 3,4 et 2,1
Comprise entre 250 et 350 m³/h	Interpolation linéaire entre 2,18 et 0,10	entre 2,1 et 0,1
Supérieure ou égale à 350 m³/h	0,10	0,10

Graphique 5 : proposition tarifaire de la CRE



4.2. Addition de propane ou de butane

Les principes gouvernant les conditions d'accès des producteurs de biométhane au réseau de distribution de GrDF énoncent les caractéristiques physico-chimiques requises afin de garantir la qualité et l'absence de dangerosité du biométhane pour les personnes et les biens. Afin de respecter les prescriptions techniques des gestionnaires de réseau, le producteur peut être contraint d'ajouter du propane ou du butane lors de l'injection du biométhane dans les réseaux de gaz naturel.

En outre, la partie II de l'annexe II du projet d'arrêté énonce la méthode de calcul du tarif d'achat et précise que c'est « l'énergie du biométhane produit par l'installation et injecté dans les réseaux de gaz naturel » qui est facturée à l'acheteur.

Afin d'éviter tout effet d'aubaine qu'entraînerait l'injection de quantités de propane ou de butane au-delà du seuil requis, la CRE rappelle (11) qu'il est nécessaire de spécifier la quantité maximale de propane ou de butane qu'un producteur est autorisé à ajouter au biométhane afin de respecter les prescriptions techniques du gestionnaire de réseau.

4.3. Saisonnalité de la production

L'influence des saisons sur le fonctionnement de la digestion est liée aux variations de température. Les besoins calorifiques de la digestion sont plus élevés en hiver qu'en été. Le gradient de température entre l'intérieur et l'extérieur du digesteur est plus important, et par voie de conséquence les pertes thermiques. On observe donc de manière générale que les stations soumises à d'importants changements de température produisent environ 20 % de biogaz supplémentaire en été qu'en hiver.

A terme, et si cela présentait un intérêt pour le marché du gaz naturel, il serait possible d'envisager une saisonnalité du tarif d'obligation d'achat.

5. Avis de la CRE

Sur la forme :

Le projet d'arrêté soumis à la CRE nécessite la modification préalable de dispositions du décret n° 2011-1597 du 21 novembre 2011 précité.

La CRE n'ayant pas été saisie de ce projet de décret, elle demande au ministre chargé de l'énergie de le lui soumettre pour avis, en application des dispositions de l'article L. 446-4 du code de l'énergie.

Sur le fond :

En application des dispositions de l'article 2 du décret n° 2011-1594 du 21 novembre 2011 relatif aux conditions de vente du biométhane aux fournisseurs de gaz naturel, « les tarifs d'achat de biométhane applicables pendant la durée du contrat prennent en compte les coûts d'investissement et d'exploitation de sorte que la rémunération des capitaux immobilisés dans ces installations n'excède pas, sur la période du contrat, une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie de vente à un tarif déterminé dont elles bénéficient ».

En raison du faible degré d'information disponible relative à cette filière naissante, la CRE n'a pas été en mesure d'apprécier la rémunération des capitaux immobilisés dans ces installations. Pour élaborer son avis, elle a appliqué un critère de couverture des coûts qui constitue toutefois un élément très significatif d'appréciation de la rentabilité des projets.

Sur ce fondement, elle recommande une nouvelle définition du tarif permettant d'assurer une couverture homogène des coûts pour l'ensemble des catégories d'installation.

Conclusion

Compte tenu des éléments qui précèdent, la CRE émet un avis défavorable au projet d'arrêté qui lui est soumis.

Fait à Paris, le 16 janvier 2014.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Un commissaire,
O. CHALLAN BELVAL

(1) Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement et l'agriculture, Ex-Cemagref. Anne-Laure Reverdy, Jean-Christophe Baudez, Emilie Dieude-Fauvel (2011) *La digestion anaérobie des boues de station d'épuration urbaines : Etat des lieux-Etat de l'art* Cemagref.

(2) Les stations de traitement des eaux usées et réseaux de collecte sont nécessairement associés à une agglomération d'assainissement. La taille de l'agglomération correspond à la charge brute de pollution organique contenue dans les eaux usées produites par les populations et activités économiques rassemblées dans l'agglomération d'assainissement, c'est-à-dire par l'ensemble des zones comprises dans le périmètre de l'agglomération d'assainissement définie précédemment.

La pollution est exprimée en équivalent habitant ou en kilogramme de demande biochimique en oxygène pendant cinq jours (DBO5) par jour avec 1 EH = 60 g de DBO5/jour. Elle correspond à la charge journalière de la semaine la plus chargée de l'année, à l'exception des situations inhabituelles.

(3) Portail d'information sur l'assainissement communal, ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie. Les données sont collectées par les services de police de l'eau à travers le renseignement de la base nationale ROSEAU.

(4) Cf. article 1^{er}, 2^o de l'arrêté du 16 avril 2002 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par méthanisation.

(5) Le SIAAP est le syndicat interdépartemental pour l'assainissement de l'agglomération parisienne. L'usine Seine Aval, située dans les Yvelines, traite 70 % des eaux usées de l'agglomération parisienne. C'est une des plus grosses stations d'épuration au monde.

(6) *Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation*, étude réalisée pour le compte de l'ADEME par SOLAGRO et INDDIGO.

(7) Boues et graisses techniquement mobilisables desquels sont déduits les volumes déjà méthanisés.

(8) Cuve qui produit du biogaz grâce à un procédé de méthanisation des matières organiques.

(9) *Etude rentabilité de l'injection de biométhane dans la réseau issu de la méthanisation des boues de STEP*, Synteau, juillet 2013.

(10) Etude commandée à Solagro, *Biométhane issu des boues de station d'épuration. Estimation des coûts de production et proposition de grille tarifaire*.

(11) La CRE avait déjà fait cette remarque dans sa délibération du 26 juillet 2011 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

A N N E X E

1. Quantité de biogaz produite par 1EH

MeS : Matière en suspension en g/L

MS : Matière sèche

MVS : Matière volatile sèche

$$(1) 1 \text{ EH} = 60 \text{ g DBO5/j}$$

$$(2) \text{MS}_{\text{boue produite}} = \frac{1}{2} (\text{MeS} + \text{DBO5})_{\text{entrée STEP}}$$

$$(3) 0,8 \leq \frac{\text{MeS}}{\text{DBO5}} \leq 1,2$$

De (1), (2) et (3), on déduit :

$$0,9 * 60 * 365 * 10^{-6} * \text{nb EH} \leq \text{MS}_{\text{boue produite}} \leq 1,1 * 60 * 365 * 10^{-6} * \text{nb EH en tonnes}$$

Les boues produites doivent être épaissies avant l'étape de digestion. Le taux de capture de la MS sur l'étagé d'épaississement est usuellement approximé à 95 %.

$$(4) 1 \text{ gMS}_{\text{boue produite}} = 0,95 \text{ gMS}_{\text{boue à digérer}}$$

La fraction de matière organique contenue dans la matière sèche est usuellement approximée à 75 %.

$$(5) 1 \text{ gMS}_{\text{boue à digérer}} = 0,75 \text{ gMVS}_{\text{boue à digérer}}$$

Les performances « standard » des digesteurs de boues urbaines sont les suivantes :

- (6) Production de méthane : $700\text{NL}_{\text{CH}_4}/\text{kgMVS}_{\text{éliminé}}$
- (7) Abattement MVS : 45 %
- (8) Proportion de méthane dans le biogaz : 60 %

Des relations précédentes, on déduit $1\text{ Nm}^3_{\text{biogaz produit}} = 2,7\text{ kgMS}_{\text{boue produite}}$

2. Coût de génération du biométhane

Le coût de production du biométhane est la somme du coût de production du biogaz et du coût de conversion du biogaz en biométhane.

Le « coût de génération » du biogaz est la différence entre le coût de la digestion anaérobie, qui inclut les CAPEX et OPEX des ouvrages de méthanisation (digesteurs avec leurs périphériques, gazomètres...) et les économies permises par la digestion anaérobie des boues. Ces économies sont liées à la perte de masse lors de la digestion, qui se traduit par une diminution des coûts de gestion en aval (épandage, séchage, incinération...).

Tout le biogaz produit n'est pas transformé en biométhane car une partie est autoconsommée (chauffage des digesteurs). Pour les stations d'épuration urbaines, on estime que ces besoins de chauffage sont de l'ordre de 20 à 30 % de la production de biogaz.

Concernant les coûts des différents postes, pour GrDF, tout est au catalogue des prestations sauf le raccordement qui est sur devis. Sur ce point, la moyenne des raccordements est à 190 €/ml pour une longueur de 130 k€, mais cette moyenne est faite sur peu de projets (quelques dizaines), en enlevant les points extrêmes (passages de fleuve, de voies de chemin de fer, d'autoroutes).

Les hypothèses de coûts retenus sont exposées dans le tableau et le graphique ci-dessous. Elles s'appuient, pour partie, sur les conclusions du sous-groupe de travail « injection » du groupe de travail « biométhane » qui s'est réuni sous l'égide de la DGEC et sur des données empiriques. Les CAPEX sont calculés comme la valeur du remboursement annuel de l'investissement initial emprunté pendant quinze ans au taux de 10 %.

*Coût complet de production de biométhane
à partir d'une STEU non déjà équipée d'un équipement de digestion*

DÉBIT (NM ³ /H)	TOTAL (€/MWH PCS)
< 50	135
50	135
350	62
> 350	62

Pour les installations déjà équipées d'un processus de digestion, le coût de la conversion est identique à celui des « installations neuves ». Le coût de la génération est fonction de l'âge des digesteurs. Le groupe de travail a retenu les hypothèses suivantes.

ÂGE DU DIGESTEUR (an)	COÛT DE LA GÉNÉRATION PAR RAPPORT au coût de la génération avec un digesteur neuf (%)
5	67
10	33
15	0

La part de la génération dans le coût total est une relation décroissante de la capacité d'injection (de l'ordre de 19 % pour les installations injectant 50Nm³/h à 13 % pour les installations d'une capacité supérieure à 350 Nm³/h).

*Coût complet de production de biométhan
en fonction de l'ancienneté des équipements de digestion*

