

Commission de régulation de l'énergie

Avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz

NOR : INDI0607870V

La CRE a été saisie, le 7 juin 2006, par le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et par le ministre délégué à l'industrie d'un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz.

I. – CONSIDÉRATIONS GÉNÉRALES

1. *Contexte législatif et réglementaire*

1.1. **Cadre communautaire**

La politique européenne dans le domaine de l'environnement est définie au titre XIX du traité instituant la Communauté européenne. En matière de financement, elle établit le principe de pollueur-payeur.

Les critères de compatibilité des dispositifs de financement public avec le marché commun sont précisés par un encadrement communautaire des aides d'Etat pour la protection de l'environnement (2001/C 37/03). Dans le domaine des aides au fonctionnement accordées aux énergies renouvelables, quatre options sont admises :

- une aide correspondant à l'écart entre le coût de production et le prix de marché de l'énergie en cause, ne pouvant excéder l'aide nécessaire pour assurer l'amortissement des installations augmentée d'une « juste » rémunération du capital ;
- une aide basée sur des mécanismes de marché tels que, par exemple, les certificats verts ;
- une aide au fonctionnement calculée sur la base des coûts externes évités, plafonnée à 5 c€/kWh ;
- une aide conforme aux dispositions générales.

Le dispositif d'obligation d'achat envisagé apparaît conforme à cet encadrement, pour autant que le financement des aides soit bien supporté par les secteurs économiques à l'origine de la pollution et que le niveau du soutien prévu corresponde bien au strict apport nécessaire pour assurer l'amortissement des installations, augmenté d'une juste rémunération du capital.

1.2. **Cadre législatif et réglementaire national**

Les projets d'arrêtés fixant les conditions d'achat sont pris en application de l'article 10 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, modifié par la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 et du décret n° 2001-410 du 10 mai 2001. L'article 10 de la loi prévoit que, pour chacune des filières, le tarif d'achat est égal aux coûts d'investissement et d'exploitation évités aux acheteurs, auxquels peut s'ajouter une prime prenant en compte la contribution de la production livrée ou des filières à la réalisation des objectifs définis au deuxième alinéa de l'article 1^{er} de la même loi, soit :

- l'indépendance et la sécurité d'approvisionnement ;
- la qualité de l'air et la lutte contre l'effet de serre ;
- la gestion optimale et le développement des ressources nationales ;
- la maîtrise de la demande d'énergie ;
- la compétitivité de l'activité économique ;
- la maîtrise des choix technologiques d'avenir ;
- l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Comme il n'existe pas d'approche rationnelle permettant d'évaluer la plupart des contributions à ces objectifs, la loi laisse au pouvoir réglementaire une marge d'appréciation très importante, qui rend difficile l'analyse du tarif proposé.

De surcroît, la loi dispose que le niveau de la prime ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé.

2. *Détermination des coûts évités aux acheteurs*

L'article 5 de la loi du 10 février 2000 prévoit que, pour la prise en compte des surcoûts résultant des dispositions de l'article 10 dans la compensation des charges de service public, en France continentale, les

coûts évités aux acheteurs sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité ou, pour les distributeurs non nationalisés, par référence aux tarifs de cession, à proportion de la part de l'électricité acquise à ces tarifs dans leur approvisionnement total.

Cette méthode, qui porte sur une seule année et sur des quantités d'électricité constatées, ne saurait suffire à évaluer les tarifs d'achat. En effet, les tarifs examinés sont appelés à être appliqués sur une longue période (12 à 20 ans), et les arrêtés tarifaires eux-mêmes n'ont pas de limite dans le temps, alors que les prix de marché disponibles sont concentrés sur les courts et moyens termes. Le calcul à partir des prix de marché s'avère donc impossible, d'autant qu'il requiert d'émettre des hypothèses, sur de très longues périodes, sur les quantités installées et leur impact sur les prix. Il aurait nécessité, en outre, d'adopter des références distinctes pour le cas où l'acheteur est EDF ou un distributeur non nationalisé bénéficiant du tarif de cession.

Ainsi, pour l'évaluation des coûts évités aux acheteurs sur la durée d'exécution des contrats, il convient de déterminer à quelle technologie se substituent les moyens de production bénéficiant de l'obligation d'achat.

2.1. Description des technologies auxquelles se substituent les installations de production bénéficiant de l'obligation d'achat

2.1.1. En France continentale

En France continentale, se référer au nucléaire permet de tenir compte de la structure réelle du parc de production national dans les quinze prochaines années, composé majoritairement de nucléaire et d'hydraulique, et d'une hypothèse de renouvellement par du nucléaire au-delà.

Se référer au cycle combiné au gaz ou à une centrale au charbon revient à se fonder sur une hypothèse de renouvellement à long terme (15-25 ans) du parc de production français qui se réaliserait, au moins en partie, avec la technologie du cycle combiné au gaz ou de la centrale au charbon, en fonction de l'évolution comparée du coût des combustibles et de celui des émissions de CO₂.

Les coûts de production retenus dans ce qui suit sont fondés sur les hypothèses de coûts publiées en 2003 par la direction de la demande et des marchés énergétiques (DIDEME) du ministère délégué à l'industrie dans le document *Coûts de référence de la production électrique*. Ils ont été mis à jour par la CRE pour prendre en compte l'évolution du prix des combustibles. Le taux d'actualisation retenu est de 8 % nominal, correspondant au coût moyen pondéré du capital pour les grands électriciens européens. Le régime de fonctionnement retenu, qui conditionne la composante de coût fixe, est un fonctionnement en base.

La centrale au gaz retenue est une unité de 900 MW net, fonctionnant en cycle combiné, dotée d'une efficacité de 57,1 % et implantée à l'écart d'un centre urbain. Le prix du gaz retenu est celui du contrat TROLL (1) en mai 2006. Il s'établit à 23,4 €/MWh PCS (2).

La centrale au charbon retenue est une unité de 900 MW net, fonctionnant au charbon pulvérisé, en régime super-critique, dotée d'une efficacité de 43,1 % et implantée à l'écart d'un centre urbain. Le prix du charbon retenu est celui de la référence CIF ARA (3) en avril 2006. Il s'établit à 53,2 €/t.

La technologie de séquestration du CO₂ n'est pas étudiée, compte tenu des incertitudes quant à sa disponibilité à l'échelle industrielle, à l'échéance considérée et aux coûts de mise en œuvre.

(1) Contrat long terme d'approvisionnement en gaz en provenance de Norvège.

(2) Pouvoir calorifique supérieur.

(3) Référence de cotation du charbon vapeur, livré dans les ports d'Europe du Nord Anvers, Rotterdam, Amsterdam, frais de transport et d'assurance à la charge du vendeur.

2.1.2. Dans les départements d'outre-mer et à Mayotte

La situation est différente dans les départements d'outre-mer et à Mayotte, où la production fait largement appel aux combustibles fossiles, charbon et fuel. Les tarifs d'achat dans ces zones sont, donc, comparés à des centrales de petite taille fonctionnant au charbon ou au fuel. Les coûts varient d'un département à l'autre et sont sensibles à l'évolution du prix des combustibles fossiles.

Les coûts de production retenus correspondent aux coûts moyens constatés en 2005 (4) du parc fuel et charbon, fonctionnant en base. Ils ne préjugent pas de l'évaluation qui pourra être réalisée par la Commission de la compensation d'un projet de centrale qui lui serait soumis en application du V *bis* de l'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004.

(4) Coûts déclarés par EDF dans sa comptabilité appropriée 2005 en vue de l'évaluation des charges de service public que supporte l'entreprise.

2.1.3. En Corse

En Corse, la production est comparable à celle rencontrée dans les départements d'outre-mer. Toutefois, un projet de raccordement de l'île au réseau de gaz naturel Galsi (Algérie-Sardaigne-Italie) permet d'envisager, à

moyen terme, le développement de centrales utilisant, au moins en partie, ce combustible. En raison de conditions météorologiques plus défavorables, l'installation envisagée serait vraisemblablement dotée d'un rendement sensiblement inférieur au cycle combiné retenu en métropole continentale.

Les coûts de production retenus correspondent aux coûts variables envisageables, estimés par la CRE, en fonction des prix récents du gaz algérien.

2.2. Evaluation des coûts des technologies évitées par l'obligation d'achat

Le tableau ci-dessous donne, pour les technologies auxquelles les nouvelles filières sont censées se substituer, les coûts de production retenus, décomposés en coût fixe et coût variable (défini comme la part du coût directement proportionnelle au volume de production).

FILIÈRE	COÛT COMPLET €/MWh	COÛT FIXE €/MWh	COÛT VARIABLES (5) €/MWh
Nucléaire 1 600 MW.....	28,4	22,6	5,8
Cycle combiné gaz 800 MW.....	56,8	8,2	48,6
Centrale charbon 800 MW.....	38,6	18,6	20
Fuel 50 MW DOM Corse.....	145	75	70
Charbon 50 MW DOM.....	90	45	45
Cycle combiné gaz 50 MW Corse.....	ND	ND	75

(5) Hors CO₂. L'impact du CO₂ est assimilé à un coût externe.

Source : DIDEME 2003, CRE.

De manière générale, les filières bénéficiant de l'obligation d'achat peuvent être classées en deux catégories : celles à production garantie ou suffisamment prévisibles pour être anticipées avec un niveau de confiance acceptable, par exemple la cogénération et le biogaz, et celles à production non garantie, par exemple l'éolien et le photovoltaïque.

Les filières à production non garantie ne permettent pas d'éviter la construction de centrales supplémentaires qui produisent de l'énergie garantie, indispensable pour satisfaire à tout instant la demande. A titre d'exemple, RTE évalue à 25 % de la puissance installée la puissance substituée par un parc éolien de 10 GW réparti de façon homogène sur le territoire français continental.

3. Contribution de l'obligation d'achat aux objectifs visés

Le calcul de la valeur associée à la contribution des filières considérées aux objectifs définis à l'article 1^{er} de la loi du 10 février 2000 se fonde, pour chacun des objectifs visés, sur l'évaluation des coûts externes (encore appelés externalités) évités par la substitution des filières concernées aux technologies décrites précédemment.

3.1. Description de la contribution de l'obligation d'achat aux objectifs visés

3.1.1. Qualité de l'air

La contribution de l'obligation d'achat à la qualité de l'air est liée à la réduction des émissions polluantes qu'elle entraîne. Ces émissions ont fait l'objet d'études visant à quantifier les dommages qu'elles causent. Une des études les plus complètes et les plus à jour est l'étude européenne ExternE (ExternE-Pol 2004-2005), qui donne toutefois des fourchettes de résultats très larges. La valeur basse des fourchettes correspond à des installations de technologie récente, établies loin des centres urbains, ce qui minimise les effets sur la santé des populations. La valeur haute correspond à des installations anciennes, sans traitement spécifique des émissions, et situées dans des zones à forte densité de population. L'évaluation se situant dans une perspective de long terme, en France métropolitaine continentale, la valeur basse peut être retenue, dans la mesure où les technologies de maîtrise des émissions polluantes progressent rapidement et où la construction de centrales est de plus en plus rare en zone urbanisée.

En Corse, dans les départements d'outre-mer et à Mayotte, ces centrales sont souvent implantées à proximité des zones peuplées. Les valeurs retenues correspondent donc au scénario ExternE qui majore les dommages locaux.

3.1.2. Contribution à la lutte contre l'effet de serre

La préoccupation de la lutte contre l'effet de serre s'est traduite par l'adhésion de nombreux pays, sous l'égide des Nations unies, à un protocole d'engagement volontaire de réduction des émissions de gaz à effet de

serre liées à l'activité humaine, dit « Protocole de Kyoto ». Celui-ci a été relayé, à l'échelle communautaire, par une politique de quotas de CO₂ qui transfère la contrainte portée par chaque Etat membre sur les principaux sites industriels de chaque Etat et qui crée un marché d'échange des « droits d'émission » ayant vocation à assurer une allocation optimale des ressources.

La France, dont le secteur de la production d'électricité est, en comparaison de la plupart des autres pays industrialisés, peu émetteur de gaz à effet de serre, s'est vu allouer un objectif de stabilisation de ses émissions au niveau de ce qu'elles étaient en 1990. Les dernières statistiques disponibles, portant sur l'année 2004, établissent un respect de ce critère, sans toutefois que cela ne présume formellement de son respect à l'échéance, fixée à 2012.

Sur le marché européen d'échange des « droits d'émission », le prix associé à la tonne de CO₂ est largement lié à l'écart entre les objectifs assignés aux Etats membres et leurs émissions constatées, au montant des pénalités encourues et au bon fonctionnement de ce marché. Jusqu'à aujourd'hui, la forte volatilité du marché ne permet pas d'en déduire un prix pertinent. Dans ces conditions, la meilleure approche disponible est celle établie par la Commission européenne, dont le raisonnement est assis sur une estimation du prix marginal du quota permettant d'atteindre les objectifs assignés par le protocole de Kyoto à l'Union européenne. Elle évalue le prix du quota à 20 €/t_{co2} environ. L'étude ExternE prend en compte les coûts liés à l'impact du CO₂ sur le réchauffement climatique à hauteur de cette même valeur (6).

(6) La valeur retenue est de 19 € 2₀₀₀/tco₂, soit environ 20 € de 2006.

3.1.3. *Maîtrise de la demande d'énergie et utilisation rationnelle de l'énergie*

L'impact de l'obligation d'achat sur la maîtrise de la demande d'énergie est nul. En revanche, l'introduction d'une prime à l'efficacité énergétique est de nature à favoriser l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Il apparaît donc rationnel de proportionner la majoration du tarif accordée aux installations de production d'électricité équipées pour valoriser l'énergie thermique résiduelle aux coûts externes induits par les moyens de production d'énergie thermique conventionnels (en supposant nuls les coûts externes supplémentaires liés à la valorisation de l'énergie résiduelle d'une installation de production d'électricité utilisant le biogaz).

Le tableau qui suit donne les valeurs de coûts externes induits par une chaudière de 1 MW_{th}, en fonction du combustible employé.

COMBUSTIBLE	COÛTS EXTERNES €/MWh
Fuel lourd TBTS (7)	17,2
Fuel domestique	9,6
Gaz	6

(7) Très basse teneur en soufre.

Source : ExternE 2004-2005.

3.1.4. *Gestion optimale et développement des ressources nationales, maîtrise des choix technologiques d'avenir*

La contribution aux objectifs de gestion optimale et de développement des ressources nationales et de maîtrise des choix technologiques d'avenir dépend étroitement de la capacité des filières à constituer, à une échéance raisonnable, une solution compétitive en comparaison des autres moyens à disposition. Or, force est de constater qu'en dépit d'un développement important à l'échelle mondiale les gains de productivité attendus de chacune des filières lors de l'élaboration des précédents tarifs n'ont pas été atteints. En tout état de cause, la contribution de l'obligation d'achat à ces objectifs n'est guère quantifiable.

3.1.5. *Compétitivité de l'activité économique*

Aucun élément ne permet de penser que la contribution à l'objectif de compétitivité de l'activité économique est positive, puisque l'obligation d'achat repose sur la contribution des consommateurs d'électricité nationaux et, en proportion, davantage sur les clients résidentiels et les petites et moyennes entreprises, dont rien ne prouve qu'elle soit inférieure aux éventuelles conséquences favorables du développement des filières concernées sur l'économie française.

3.1.6. *Indépendance et sécurité d'approvisionnement*

La contribution aux objectifs d'indépendance et de sécurité d'approvisionnement est, en général, positive. Cependant, dans le cas de l'énergie éolienne, eu égard à l'importance des objectifs de développement de cette

filière, cette contribution est plus difficile à discerner. En effet, compte tenu du caractère difficilement prévisible et peu modulable de la production éolienne, son développement conduit à substituer une dépendance météorologique à une dépendance géostratégique, n'offrant aucune sécurité particulière d'approvisionnement et se manifestant par des effets comparables sur les prix des marchés électriques les plus concernés, avec des constantes de temps plus courtes. En tout état de cause, la contribution de l'obligation d'achat à ces objectifs est difficilement quantifiable.

3.2. Evaluation de la contribution de l'obligation d'achat aux objectifs visés

Le tableau ci-dessous donne, pour les technologies auxquelles les nouvelles filières sont censées se substituer, la valeur des coûts externes retenus.

FILIÈRE	COÛTS externes €/MWh	DONT CO ₂ €/MWh
Nucléaire 1 600 MW	2	0
Cycle combiné gaz 800 MW.....	10	7,1
Centrale charbon 800 MW.....	20	14,7
Fuel 50 MW DOM Corse	56	16
Charbon 50 MW DOM.....	48	18
Cycle combiné gaz 50 MW Corse.....	11	7,2

Source : ExternE 2004-2005.

Les filières de production d'électricité utilisant les énergies renouvelables ne sont pas sans effets négatifs sur l'environnement. Ceux-ci correspondent aux impacts liés à la construction des équipements de production, à l'utilisation des moyens de transport nécessaires à la maintenance, à l'occupation de l'espace et, parfois, aux émissions atmosphériques. Ces impacts, rapportés aux volumes de production modestes des équipements en question, ne sont pas négligeables.

Le tableau ci-dessous donne, pour les technologies utilisant les énergies renouvelables, la valeur des coûts externes retenus.

FILIÈRE	COÛTS EXTERNES (€/MWh)
Biogaz.....	ND
Eoliennes à terre.....	0,9
Eoliennes en mer.....	1,2
Hydraulique.....	0,5
Photovoltaïque.....	4,1-2,18 (8)

(8) Pour des installations disponibles en 2005 : 2,8 à 4,1 €/MWh, selon la zone d'implantation (Europe du Sud – 1 200 kWh/kWc ou Europe centrale – 800 kWh/kWc).
2,1 €/MWh correspond à la valeur attendue pour des systèmes produits en 2010, implantés en Europe du Sud.

Source : ExternE 2004-2005.

4. Principe d'analyse du tarif proposé

L'analyse est fondée sur deux comparaisons :

- le tarif d'achat, majoré des coûts externes de la filière étudiée, est comparé avec les coûts de production et les coûts externes évités des filières nucléaire, charbon et cycle combiné au gaz, afin de vérifier que l'obligation d'achat se traduit par un gain collectif (partie III) ;
- le tarif d'achat est comparé avec les coûts de production de la filière considérée, afin de vérifier que la rémunération accordée n'excède pas une rémunération normale des capitaux immobilisés (partie IV).

II. – DESCRIPTION DU TARIF PROPOSÉ

1. Installations concernées

Le biogaz est un mélange gazeux principalement composé de méthane provenant de la digestion anaérobie de la matière organique. Le biogaz « de décharge » est le gaz résultant de la décomposition spontanée de la fraction organique des déchets ménagers enfouis dans les centres de stockage. Il est capté par des puits forés dans les alvéoles souterraines contenant les déchets. La « méthanisation » consiste à activer la décomposition

de déchets ménagers, agricoles et industriels sélectionnés ou de matières organiques dédiées dans des installations prévues à cet effet, nommées digesteurs. Elle optimise les volumes captés et produit un résidu valorisable en agriculture.

Le projet d'arrêté fixe les conditions d'achat de l'électricité produite par :

1° 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 de l'agriculture, de la sylviculture et des industries connexes, du traitement des eaux ou de l'industrie agroalimentaire, telles que visées au 5° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 ;

2° Les installations qui valorisent, en utilisant le biogaz, des déchets ménagers ou assimilés mentionnés aux articles L. 2224-13 et L. 2224-14 du code général des collectivités territoriales, mentionnées au 1° de l'article 10 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000.

Cet arrêté se substituerait donc à l'arrêté du 3 octobre 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés en utilisant le biogaz de décharge et à l'arrêté du 16 avril 2002 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par méthanisation.

Il convient cependant de noter que la définition donnée au 1° n'est pas conforme à celle du décret du 6 décembre 2000, dans la mesure où elle élargit le périmètre des installations concernées à celles qui exploitent les produits, déchets et résidus des industries connexes à l'agriculture et à la sylviculture et des industries agroalimentaires, qui ne peuvent nullement être assimilées à la définition figurant au décret.

2. Conditions tarifaires

Le tarif proposé, applicable sur 15 ans, est constitué de trois composantes :

- le tarif de référence, inversement proportionnel à la puissance maximale installée de la centrale ;
- une prime à l'efficacité énergétique ;
- une prime à la méthanisation.

En France continentale et en Corse, le tarif de référence est défini comme suit :

PUISSANCE MAXIMALE installée	TARIF DE RÉFÉRENCE (en €/MWh)
Inférieure ou égale à 150 kW	90
Entre 150 kW et 2 MW	Interpolation linéaire
Supérieure ou égale à 2 MW	75

Dans les départements d'outre-mer, dans la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte, le tarif de référence est défini comme suit :

PUISSANCE MAXIMALE installée	TARIF DE RÉFÉRENCE (en €/MWh)
Inférieure ou égale à 150 kW	103
Entre 150 kW et 2 MW	Interpolation linéaire
Supérieure ou égale à 2 MW	86

La prime à l'efficacité énergétique est calculée comme suit :

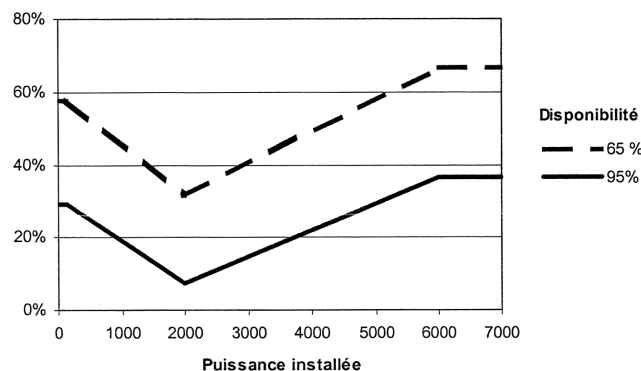
Valeur de V	TARIF DE RÉFÉRENCE (en €/MWh)
$V \leq 40\%$	0
$40\% < V < 75\%$	Interpolation linéaire
$V \geq 75\%$	30

Avec V correspondant à la somme de l'énergie thermique et électrique valorisée, divisée par l'énergie primaire biogaz multipliée par un coefficient 0,97.

En comparaison du tarif en vigueur, le tarif proposé pour les installations utilisant le biogaz de décharge représente une augmentation pouvant atteindre 40 %, hors prime à l'efficacité énergétique, pour une installation offrant une disponibilité exceptionnellement élevée de 95 %. De surcroît, le tarif proposé ne proportionne plus la rémunération à la disponibilité de l'installation, si bien que l'augmentation peut atteindre 70 % pour une installation moins performante, bénéficiant d'un taux de disponibilité de 65 %. Enfin, la prime à l'efficacité énergétique est multipliée par plus de 5.

Le graphique qui suit donne l'augmentation entre le tarif en vigueur et le tarif proposé pour les installations utilisant le biogaz de décharge, mises en service en 2006, en fonction de la puissance installée et de la disponibilité.

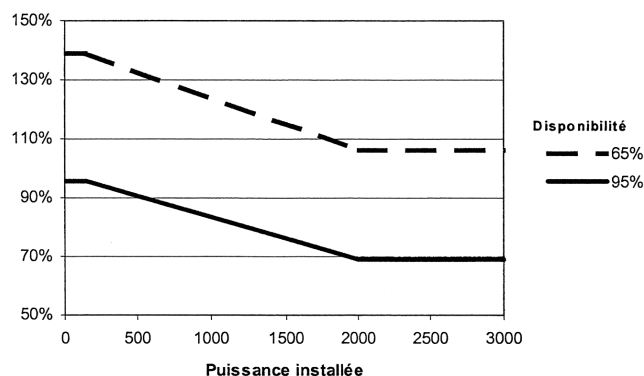
Augmentation entre le tarif en vigueur et le tarif proposé pour une installation utilisant le biogaz de décharge, mise en service en 2006, en fonction de la puissance installée et de la disponibilité



En comparaison du tarif en vigueur, le tarif proposé pour les installations de méthanisation représente une augmentation de 70 à 95 % par rapport au tarif en vigueur, hors prime à l'efficacité énergétique, pour une installation offrant une disponibilité exceptionnellement élevée de 95 % (9). De surcroît, le tarif proposé ne proportionne plus la rémunération à la disponibilité de l'installation, si bien que l'augmentation peut atteindre 140 % pour une installation peu performante, bénéficiant d'un taux de disponibilité de 65 %. Enfin, la prime à l'efficacité énergétique est plus que doublée en moyenne. Elle atteint même 150 % pour les installations dotées d'un rendement particulièrement élevé de 75 %.

Le graphique qui suit donne l'augmentation entre le tarif en vigueur et le tarif proposé pour les installations de méthanisation, mises en service en 2006, en fonction de la puissance installée et de la disponibilité.

Majoration entre le tarif en vigueur et le tarif proposé pour une installation de méthanisation, mise en service en 2006 en fonction de la puissance installée et de la disponibilité



(9) Avec une hypothèse de puissance garantie égale à la puissance maximale.

3. Indexation

Le tarif applicable à une nouvelle installation est fonction de l'année de la demande du contrat. Il est indexé au 1^{er} janvier de chaque année. Le tarif applicable à chaque contrat est révisé au 1^{er} novembre de chaque année.

En comparaison des arrêtés actuellement en vigueur, les formules d'indexation prennent en compte l'indice des prix à la production, ainsi que l'avait préconisé la CRE dans son avis du 8 juin 2005 relatif à la modification des modalités d'indexation des contrats d'obligation d'achat consécutive à la disparition de l'indice PsdA.

4. Installations n'ayant jamais bénéficié d'un contrat d'obligation d'achat

Le projet d'arrêté prévoit que les installations n'ayant jamais bénéficié d'un contrat d'obligation d'achat puissent bénéficier d'un contrat d'obligation d'achat d'une durée de quinze ans, au tarif prévu pour la catégorie d'installation concernée, multiplié par le coefficient S suivant :

$$S = \frac{15 - N}{20} \text{ si } N \text{ est inférieur à } 15 ;$$

$$S = \frac{1}{15} \text{ si } N \text{ est supérieur ou égal à } 15 ;$$

où N est le nombre d'années, entières ou partielles, comprises entre la date de mise en service industrielle de l'installation et la date de signature du contrat d'achat.

Le projet d'arrêté fait référence aux « contrats d'obligation d'achat », terme qui n'est pas formellement défini par la loi. Il conviendrait donc de lui substituer la référence aux « contrats d'achat prévus aux articles 8, 10 et 50 de la loi du 10 février 2000 ».

III. – COMPARAISON DU TARIF PROPOSÉ AVEC LES COÛTS ÉVITÉS DES FILIÈRES CONVENTIONNELLES

1. Principes

Le tarif d'achat, majoré des coûts externes de la filière étudiée, est comparé aux coûts de production et externalités évités des filières conventionnelles considérées.

En toute rigueur, la puissance délivrée par les installations de production d'électricité utilisant le biogaz ne peut être considérée comme garantie, d'autant que, par rapport à l'arrêté en vigueur, toute exigence de disponibilité est supprimée. Cependant, la production de biogaz varie peu et le producteur est incité à exploiter son installation au maximum des capacités disponibles. Il est donc envisageable de prévoir la production de l'ensemble des sites à partir de leur historique. En conséquence, les coûts de production des filières conventionnelles considérés sont les coûts complets.

L'étude ExternE ne fournit pas d'information sur les coûts externes de la production d'électricité à partir de biogaz. Ces coûts sont, donc, négligés.

La prime à l'efficacité énergétique est comparée aux coûts externes évités d'une chaudière équivalente, dotée d'un rendement de 90 % sur PCI. Il est considéré que l'installation de cogénération fonctionnant au biogaz est dimensionnée de façon à valoriser 1 MW thermique pour un 1 MW électrique produit.

2. Analyse

2.1. En France métropolitaine

FILIÈRE substituée	COÛT de production évité €/MWh	COÛT EXTERNE filière thermique évité €/MWh	COÛT TOTAL évité €/MWh	TARIF D'ACHAT proposé €/MWh	PRIME à la méthanisation €/MWh	DIFFÉRENCE hors prime à la méthanisation €/MWh	DIFFÉRENCE prime à la méthanisation incluse €/MWh
Nucléaire 1 600 MW	28,4	2	30,4	75 à 90	20	44,8 à 59,8	64,8 à 79,8
Cycle combiné gaz 800 MW.	56,8	10	66,8	75 à 90	20	8,2 à 23,2	28,2 à 43,2
Centrale charbon 800 MW.....	38,6	20	58,6	75 à 90	20	16,4 à 31,4	36,4 à 51,4
Fuel 50 MW Corse	145	56	201	75 à 90	20	- 126 à - 111	- 106 à - 91

Source : DIDEME, analyse CRE et ExternE.

En France continentale, le tarif proposé dépasse les coûts évités. Il n'est pas prévu d'évolution notable des coûts, dans les prochaines années, de nature à remettre en question cette évaluation. En revanche, en Corse, le développement de cette filière au tarif proposé conduit à un gain collectif.

2.2. Dans les départements d'outre-mer, dans la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte

FILIÈRE substituée	COÛT de production évité €/MWh	COÛT EXTERNE filière thermique évité €/MWh	COÛT TOTAL évité €/MWh	TARIF D'ACHAT proposé €/MWh	PRIME à la méthanisation €/MWh	DIFFÉRENCE hors prime à la méthanisation €/MWh	DIFFÉRENCE prime à la méthanisation incluse €/MWh
Fuel 50 MW DOM	145	56	201	86 à 103	20	- 115 à - 98	- 95 à - 78
Charbon 50 MW DOM	90	48	138	86 à 103	20	- 52 à - 35	- 32 à - 15

Source : DIDEME, analyse CRE et ExternE.

Dans les départements d'outre-mer, dans la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte, le tarif proposé se traduit par un gain collectif immédiat.

2.3. Prime à l'efficacité énergétique

COMBUSTIBLE substitué	PRIME à l'efficacité énergétique €/MWh	COÛT externe évité €/MWh	DIFFÉRENCE €/MWh
Fuel lourd TBTS.....	30	17,2	12,8
Fuel domestique	30	9,6	20,4
Gaz.....	30	6	24

Source : ExternE.

Le niveau de la prime à l'efficacité énergétique semble hors de proportion avec les estimations de coûts externes évités. Elle ne deviendrait pertinente que dans l'hypothèse, peu probable, d'une installation permettant la production de 3 MW thermiques pour 1 MW électrique.

De surcroît, si l'attribution d'une prime à l'efficacité énergétique trouve sa justification dans l'objectif d'utilisation rationnelle de l'énergie, elle vise à éviter des coûts externes dans les entreprises industrielles et de chauffage urbain, qui utilisent des combustibles fossiles pour leur production de chaleur. Assurer le financement de la prime par la contribution au service public de l'électricité fait supporter par le consommateur d'électricité la réduction des impacts environnementaux du secteur des services énergétiques aux entreprises et aux collectivités, auxquels il est étranger.

IV. – COMPARAISON DU TARIF PROPOSÉ AVEC LES COÛTS DE PRODUCTION DE LA FILIÈRE

1. Principes

1.1. Détermination des coûts de la filière

Le tarif d'achat est comparé aux coûts de production de la filière, afin de vérifier que la rémunération accordée n'excède pas une rémunération normale des capitaux immobilisés.

Les valeurs de coûts retenues sont celles publiées en 2003 par la DIDEME dans le document intitulé « Coûts de référence de la production d'électricité ». La méthode repose sur la séparation des coûts « amont » de traitement des déchets et de production du biogaz et les coûts « aval » de conversion du biogaz en électricité.

Le biogaz, principalement composé de méthane, est un puissant gaz à effet de serre. La réglementation relative au traitement et au stockage des ordures ménagères impose, donc, son élimination. La solution de référence communément employée consiste en son captage et sa combustion en torchères (10). En application du principe de pollueur-payeur, ce procédé est à la charge des exploitants de centres de stockage, rémunérés à cet effet par la commune à travers la taxe d'enlèvement des ordures ménagères. En conséquence, le coût « amont » de production du biogaz retenu pour le calcul du coût de production d'électricité s'entend déduction faite des coûts imputables à la solution de référence décrite précédemment. Il s'établit à 1 €/MWh PCI pour le gaz de décharge et entre 20 et 30 €/MWh PCI pour le gaz issu de la méthanisation de déchets. Ce coût pourrait se réduire considérablement dans l'hypothèse d'un relèvement des exigences réglementaires qui conduirait à faire de la méthanisation la solution de référence.

Le cas du biogaz d'origine agricole, dont les coûts sont plus élevés, n'a pas été étudié. En tout état de cause, un tarif uniforme ne saurait rémunérer équitablement l'ensemble des filières de valorisation du biogaz, compte tenu de la disparité des coûts.

L'impact de la prime à l'efficacité énergétique n'a pas été pris en compte, en l'absence de données fiables sur les coûts d'équipement associés.

(10) Ce procédé consiste à transformer le méthane en dioxyde de carbone, qui est d'un impact plus limité sur l'environnement.

1.2. Détermination du niveau de rentabilité normale des installations

L'approche adoptée par la CRE vise à s'assurer que le tarif proposé induit une rentabilité des fonds propres investis dans le projet cohérente avec celle constatée pour les entreprises agissant dans le secteur considéré. Dans le cas de la production d'électricité à partir de biogaz, le secteur pris en référence est celui des entreprises exploitant des installations de cogénération (11). Au sein de celui-ci, l'analyse des entreprises et projets comparables conduit à retenir un financement par la dette à hauteur de 70 % et un niveau de rentabilité des fonds propres cible à 9,5 %.

La plupart des sociétés exploitant des installations de valorisation du biogaz sont des filiales de grands groupes du secteur de l'environnement, des services énergétiques ou des services aux collectivités. Dès lors, le

calcul prend en compte l'avantage fiscal que constitue la possibilité, pour ce type d'entreprise, de générer un fort déficit fiscal en amortissant la totalité de l'investissement au cours de la première année (12) et, pour sa maison mère, de générer une économie d'impôt par consolidation du déficit.

- (11) Une alternative aurait pu consister à retenir le secteur des services aux collectivités.
 (12) Article 39 AA *quinquies* du code général des impôts.

2. Analyse

Compte tenu de l'hypothèse de financement et du scénario fiscal retenus, le calcul fait apparaître une rentabilité des fonds propres de 20 à 50 % environ pour les installations de méthanisation et de 80 à 100 % pour les installations de valorisation du biogaz de décharge. Cette rentabilité est très supérieure, dans les deux cas, à la rentabilité moyenne des fonds propres des entreprises du secteur. Il apparaît que l'avantage fiscal accroît considérablement la rentabilité du projet.

La rentabilité est particulièrement élevée pour les installations valorisant le biogaz de décharge. L'argument qu'une majoration de la rémunération en regard de celle strictement nécessaire à l'exploitation des installations de valorisation électrique doit inciter l'exploitant à un meilleur captage du biogaz ne saurait être légitimement soutenu, car une telle disposition imposerait au consommateur d'électricité de remédier, en méconnaissance du principe de pollueur-payeur, à la difficulté de l'Etat à faire exécuter, avec toute la rigueur nécessaire, par les exploitants de centres de stockage, l'obligation réglementaire de prise en charge du captage des polluants résultant de leur activité.

Enfin, le tarif applicable au biogaz de décharge présente un biais lié aux variations de la production du biogaz, sur la durée du contrat. Dans la mesure où le niveau de la rémunération est déterminé en fonction de la puissance installée, l'exploitant est incité à sous-dimensionner son installation au regard de la ressource disponible, afin d'en optimiser la rentabilité.

V. – CONSÉQUENCES DU TARIF PROPOSÉ

Les conséquences du tarif proposé sur l'évolution des charges de service public sont évaluées au regard des objectifs de développement de la filière à l'horizon 2015, tels que définis dans le rapport au Parlement du 9 juin 2006 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production électrique (PPI). Ces objectifs ont été déclinés en scénarios haut et bas, établis conformément au tableau ci-après. Au-delà de 2015, le développement a été estimé pour le scénario bas ; il est considéré achevé pour le scénario haut.

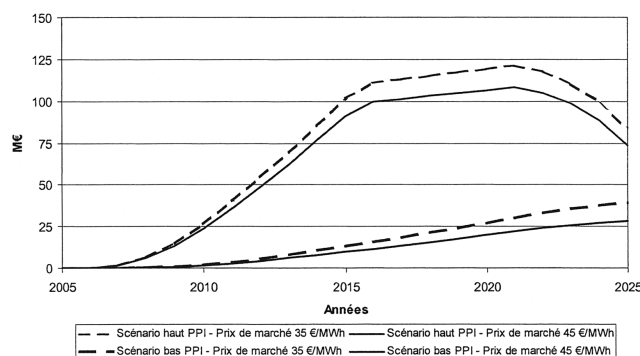
Scénarios de développement de la filière biogaz

	SCÉNARIO BAS	SCÉNARIO HAUT
Parc installé fin 2015	79 MW	188 MW
Au-delà de 2015	+ 10 MW/an	Parc saturé
Productible annuel.....	5 500 h	6 400 h
Part d'installations en ZNI	0 %	10

Sources : rapport sur la PPI & hypothèses CRE.

La figure suivante présente le surcoût d'achat cumulé dû au tarif proposé, en euros constants 2006, pour chacun des deux scénarios envisagés, sur la base de prix de marché de 35 €/MWh et 45 €/MWh sur la période.

Evolution du surcoût annuel dû au tarif proposé pour la filière biogaz (hypothèses hautes et basses)



Le développement de la filière sous les nouvelles conditions tarifaires proposées induirait, *a minima*, un surcoût annuel d'environ 10 M€ à l'horizon 2015. Le strict respect des objectifs hauts prévus par le rapport sur la PPI conduirait à un montant de 25 M€ dès 2010 et de 100 M€ en 2015.

Ces conditions tarifaires sont susceptibles d'entraîner une augmentation non négligeable du coût du service public de l'électricité, malgré une production relativement faible (< 1,2 TWh). La contribution unitaire, due au soutien à la filière biogaz par le tarif proposé, pourrait, ainsi, représenter 0,25 €/MWh environ dès 2015.

VI. – AVIS DE LA CRE

Le tarif proposé augmente substantiellement par rapport au tarif actuellement en vigueur.

Analyse du gain pour la collectivité :

Que l'énergie issue de la valorisation du biogaz se substitue à celle produite par une centrale nucléaire, une centrale au gaz fonctionnant en cycle combiné ou une centrale au charbon de technologie moderne, le tarif d'achat proposé est très supérieur aux coûts et externalités environnementales évités.

En Corse, dans les DOM et à Mayotte, où une part importante de la production d'électricité est assurée par des centrales au charbon et au fuel de faible puissance, relativement coûteuses et polluantes, le développement de la production d'électricité à partir de biogaz pourrait représenter une économie dès aujourd'hui, tout en réduisant le coût de la péréquation tarifaire dans ces zones.

Du fait des caractéristiques du parc de production national, la production d'électricité à partir du biogaz ne contribuera que marginalement à la réduction des émissions françaises de gaz à effet de serre. Or, il existe des alternatives à l'emploi de biogaz, dans les transports ou en réinjection dans le réseau de gaz naturel. La CRE recommande une analyse comparative de ces solutions afin d'éviter qu'un tarif excessivement élevé, soutenu par la contribution financière des consommateurs d'électricité, ne détourne cette ressource d'usages où son emploi s'avérerait plus pertinent.

Au surplus, la CRE relève que ce projet d'arrêté imposerait au consommateur d'électricité de prendre en charge le traitement de polluants ou la réduction des impacts environnementaux de secteurs d'activités auxquels il est étranger, en méconnaissance du principe de pollueur-payeur.

Analyse de la rentabilité :

Compte tenu des conditions de financement accessibles aux groupes industriels concernés et des dispositifs fiscaux très favorables, le tarif occasionne une rentabilité des fonds propres, après impôts, très importante : de l'ordre de 20 à 50 % par an pour les installations de méthanisation de déchets ménagers et de 80 à 100 % pour les installations valorisant le biogaz de décharge, garantie sur 15 ans.

La CRE recommande, donc, pour l'élaboration des tarifs d'achat une meilleure prise en compte des dispositifs fiscaux et des conditions de financement dont bénéficient les entreprises du secteur.

Conséquences sur les charges de service public :

Compte tenu de perspectives de développement limitées par le gisement disponible, l'impact du tarif proposé sur les charges de service public resterait contenu entre 10 et 90 millions d'euros par an, en 2015, soit une augmentation maximale de 0,25 €/MWh de la contribution unitaire, actuellement fixée à 4,5 €/MWh.

*
* *

Au vu de l'ensemble des éléments qui précèdent, la Commission de régulation de l'énergie considère que le tarif proposé, qui s'ajoute à l'ensemble des dispositifs fiscaux en vigueur, constitue un soutien à la filière biogaz très supérieur au bénéfice attendu. Il pourrait conduire, de surcroît, à faire financer par le consommateur d'électricité l'élimination de polluants issus de la filière « déchets » et la réduction des impacts environnementaux du secteur des services énergétiques aux entreprises et aux collectivités, en méconnaissance du principe de pollueur-payeur.

Elle émet, en conséquence, un avis défavorable sur ce projet d'arrêté.

Fait à Paris, le 29 juin 2006.

Pour la Commission de régulation de l'énergie :
Le président,
P. DE LADOUCKETTE