

## AVIS DE LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE EN DATE DU 4 AVRIL 2002 SUR L'ARRETE FIXANT LES CONDITIONS D'ACHAT DE L'ELECTRICITE PRODUITE PAR METHANISATION

La CRE a été saisie, le 27 mars 2002, par le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et par le ministre délégué à l'industrie, aux petites et moyennes entreprises, au commerce, à l'artisanat et à la consommation, d'un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par méthanisation, pris en application du décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat.

Sur le rapport du directeur des relations avec les producteurs, la CRE a rendu l'avis suivant :

### **Considérations communes à toutes les filières bénéficiant de l'obligation d'achat**

I. La loi du 10 février 2000 a prévu deux mécanismes permettant de mettre en œuvre une politique de soutien au développement de certaines filières énergétiques : le système d'appels d'offres et les obligations d'achat.

**Le mécanisme de fixation du tarif d'achat ne permet pas de prévoir ou de contrôler les capacités de production qui vont être finalement réalisées, ni, par suite, le coût pour la collectivité et les conséquences sur le marché** : si le prix fixé est trop bas, la filière concernée ne se développera pas ; s'il est trop élevé, elle se développera au-delà des objectifs poursuivis, générant pour certains producteurs des rentes anormalement élevées et un coût important pour la collectivité (ce coût se traduisant par une augmentation des prix de l'électricité pour l'ensemble des consommateurs français). Ce mécanisme ne permet pas non plus de suivre au plus près les évolutions attendues, à la baisse, des coûts de production des filières subventionnées, risquant ainsi d'augmenter encore les marges des projets concernés.

A politique énergétique donnée, **le choix d'un système fondé sur des appels d'offres tel que prévu à l'article 8 de la loi présente les avantages suivants** :

- la puissance publique conserve la maîtrise du volume des capacités de production réalisées et la possibilité d'orienter l'implantation géographique des projets, ce qui permet à la fois de mener une politique d'aménagement du territoire et de mieux gérer le seuil d'acceptabilité des unités de production par les populations,
- la puissance publique peut conserver le contrôle d'autres critères de qualité des projets, comme l'efficacité énergétique ou la proximité des réseaux,
- les prix ressortant d'un appel d'offres prennent mieux en compte les diverses subventions dont a pu bénéficier un projet, évitant leur cumul et, donc, des rentes indues.

La substitution de mécanismes de marché (comme les appels d'offres ou les marchés de certificats verts) à un mécanisme de prix administrés est une garantie pour la collectivité d'atteindre les objectifs recherchés au moindre coût.

En outre, le mécanisme des appels d'offres est le seul prévu par la loi du 10 février 2000 pour les installations d'une puissance supérieure à 12 MW et utilisant les énergies renouvelables ou la cogénération (hors réseaux de chaleur). L'absence actuelle d'appels d'offres prive, d'ailleurs, les pouvoirs publics d'informations qui seraient précieuses pour apprécier le prix des obligations d'achat et leur nécessaire évolution dans le temps.

Une publication rapide de la programmation pluriannuelle des investissements, prévue par l'article 6 de la loi du 10 février 2000, procurerait une meilleure visibilité sur le moyen et le long terme à l'ensemble des acteurs concernés et offrirait la possibilité d'organiser les appels d'offres prévus par l'article 8 de la loi.

Au surplus, la procédure de l'appel d'offres permet plus facilement d'atteindre avec précision les objectifs quantitatifs (en termes de pourcentage de production à base de sources d'énergies renouvelables) que pourrait fixer l'Union Européenne.

A défaut d'appel d'offres, le présent avis se fonde sur les références existantes, en France et à l'étranger, pour apprécier le niveau et la structure des tarifs d'achat proposés.

**II.** Les projets d'arrêtés fixant les conditions de l'obligation d'achat sont pris en application du décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par les producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat. L'article 8 du décret prévoit, en effet, que, pour chacune des filières concernées, le tarif d'achat est égal aux coûts de production (investissement et exploitation) évités sur le long terme au système électrique, auxquels peut s'ajouter une rémunération supplémentaire correspondant à la contribution des installations à la réalisation des objectifs définis au deuxième alinéa de l'article 1<sup>er</sup> de la loi du 10 février 2000, qui sont :

- 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.

La CRE note que l'article 10 de la loi se borne à indiquer que les conditions d'achat prennent en compte les coûts d'investissements et d'exploitation évités par les acheteurs, sans mentionner la notion de long terme ni d'autre contribution. Comme il n'existe pas d'approche rationnelle permettant d'évaluer la plupart des contributions à ces objectifs, le décret laisse ainsi au tarifificateur une marge d'appréciation très importante, ce qui rend difficile l'analyse du tarif proposé.

**III. Pour évaluer les coûts et les émissions évités, il faut déterminer à quelle technologie se substituent les moyens de production bénéficiant de l'obligation d'achat.** La simulation économique opérée ci-après dans le domaine des charges de service public ne préjuge pas de l'évaluation que la CRE devra réaliser sur la base de comptabilités appropriées tenues par les opérateurs concernés.

Pour la France continentale, les deux références raisonnablement envisageables aujourd'hui pour évaluer les coûts et externalités évités sont une centrale nucléaire et une centrale à cycle combiné au gaz, sans que l'on puisse dire aujourd'hui quelle solution sera privilégiée par les investisseurs à long terme. En tout état de cause, on peut noter que :

a) se référer au nucléaire permet de tenir compte de la structure réelle du parc de production national dans les 15 prochaines années, composé majoritairement de nucléaire (75%) et d'hydraulique (15%), et d'une hypothèse de renouvellement par du nucléaire au-delà.

Les coûts de production retenus dans ce qui suit sont fondés, pour le nucléaire, sur le document « Coûts de référence DIGEC », publié en 1997 par le ministère de l'économie, des finances et de l'industrie.

b) se référer au cycle combiné au gaz 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. La centrale à cycle combiné au gaz retenue comme référence a une puissance installée de 650 MW, un rendement de 58% et une disponibilité de 93% pour un fonctionnement en base, soit la meilleure technologie disponible aujourd'hui.

Le niveau retenu pour les coûts variables s'appuie sur le prix du gaz observé sur les plus longues échéances des marchés à terme du gaz (2004), correspondant à un prix du baril de pétrole de 22 \$.

c) la situation est différente en Corse et dans les DOM, 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 et au fuel.

Les coûts de production retenus pour ces centrales reposent sur les informations communiquées par EDF.

#### **IV. L'obligation d'achat ne contribue pas de la même manière à chacun des objectifs visés à l'article 8 du décret du 10 mai 2001 qui renvoie à l'article 1<sup>er</sup> de la loi du 10 février 2000 :**

1. La contribution à la lutte contre l'effet de serre est un sujet aujourd'hui relativement bien connu. Le Commissariat Général du Plan a, ainsi, recommandé aux décideurs français de s'appuyer sur une valeur de 75 € par tonne de carbone émise. Il est probable que des mécanismes de valorisation des émissions de carbone se développeront en Europe dans les prochaines années. Une éventuelle contribution des tarifs d'achat à la lutte contre l'effet de serre peut donc être considérée comme un investissement ayant vocation à être rentabilisé dans le futur.
2. La contribution à la qualité de l'air est liée à la réduction des émissions polluantes. Ces émissions ont fait l'objet d'études, au demeurant très imprécises en l'absence de mécanismes de marché, visant à quantifier les dommages qu'elles causent. Une des études les plus complètes et les plus récentes est l'étude européenne ExternE (1998) qui donne toutefois des fourchettes 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, 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.

On trouvera, ci-dessous, un tableau donnant, pour les technologies auxquelles les nouvelles filières sont censées se substituer, les valeurs de coût de production, décomposé en coût fixe et coût variable (défini comme la part du coût directement proportionnelle au volume de production), des émissions de carbone et des estimations des externalités liées à la qualité de l'air.

	<b>Coût complet de production (€/MWh)</b>	<b>Coût fixe (€/MWh)</b>	<b>Coût variable (€/MWh)</b>	<b>Valeur émissions de CO<sub>2</sub> (€/MWh)</b>	<b>Valeur pollution de l'air (€/MWh)</b>
<b>Nucléaire 1300 MW</b>	30	21	9	0	0,3 - 2,5 (*)
<b>CCG 650 MW</b>	33	8	25	8	6 - 35
<b>Charbon 50 MW DOM</b>	90	55	35	20	25 - 150
<b>Fuel 50 MW DOM Corse</b>	90	35	55	15	25 - 100

(\*) Ces chiffres incluent les effets externes négatifs du nucléaire autres que la pollution de l'air.

Dans ses avis sur les différents tarifs d'achat, la CRE compare les tarifs proposés à la somme des coûts de production évités, de la valeur des émissions de CO<sub>2</sub> évitées et des estimations des externalités liées à la qualité de l'air.

Il faut également préciser que les autres régimes d'aide publique, notamment régionaux, dont peuvent bénéficier les installations, ne sont pas pris en compte parce qu'ils sont extrêmement variables.

De manière générale, les filières bénéficiant de l'obligation d'achat peuvent être classées en deux catégories : celles à production garantie, par exemple la cogénération, 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 les gestionnaires du système électrique. Il n'existe pas à ce jour d'études statistiques ou économiques suffisantes permettant de penser que ces filières peuvent être prises en compte dans le dimensionnement des marges de sécurité du système électrique. Dans leur cas, les coûts évités de production se limitent donc aux coûts variables, essentiellement les coûts de combustible.

La CRE note à ce stade que les centrales nucléaires n'émettent quasiment pas de gaz à effet de serre ni de polluants atmosphériques et ont, de plus, un coût variable de production très bas. De ce point de vue, l'obligation d'achat pour les filières à production non garantie ne peut apporter en France continentale qu'un bénéfice très limité dans les 15 prochaines années.

A cet égard, le Danemark, l'Allemagne et l'Espagne, les pays européens souvent cités en exemple pour leur engagement en faveur des énergies renouvelables, sont dans une situation bien différente. Ces trois pays produisent une part importante de leur électricité à partir de charbon et le développement des énergies renouvelables leur procure un bénéfice plus important en termes de lutte contre l'effet de serre et de réduction des émissions polluantes.

Il est à noter que si la méthode décrite ci-dessus pour calculer les coûts et les externalités évités par les énergies renouvelables était appliquée pour toutes les formes d'énergie, et même si on tenait compte des externalités autres que le réchauffement global et la pollution de l'air, les résultats chiffrés seraient défavorables au cycle combiné au gaz qui aurait, ainsi, peu de chances de renouveler le parc actuel de production d'électricité français, même en supposant que soit retenue, le moment venu, l'hypothèse d'un prix du gaz en moyenne peu élevé sur la période 2010-2035.

	<b>Coût de production (€/MWh)</b>	<b>Externalités (€/MWh)</b>	<b>Total (€/MWh)</b>
<b>Nucléaire 1300 MW</b>	30	0,3 - 2,5	<b>30,3 - 32,5</b>
<b>CCG 650 MW</b>	33	14 - 43	<b>47 - 76</b>

Néanmoins, cette considération sera mise de côté, dans le souci de favoriser au maximum la valorisation des énergies renouvelables en la comparant aux turbines à gaz, et parce qu'une éventuelle décision politique d'écarter le nucléaire à l'avenir peut l'emporter sur les considérations d'économie et de lutte contre les émissions polluantes dans l'atmosphère.

3. Le décret du 10 mai 2001 permet la prise en compte d'autres critères pour apprécier la valorisation, pour la collectivité, à attribuer aux énergies renouvelables. L'impact sur la maîtrise de la demande d'énergie est nul, comme l'est, le plus souvent, celui sur l'utilisation rationnelle de l'énergie. Les autres critères ne sont, malheureusement, pas quantifiables, mais leur impact global est probablement négligeable :

- 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 est, et restera, une dépense à la charge des consommateurs d'électricité nationaux, dont rien ne prouve qu'elle soit inférieure aux éventuelles conséquences favorables à l'économie du développement des filières concernées.
- la contribution aux objectifs d'indépendance, de sécurité d'approvisionnement, de gestion optimale et de développement des ressources nationales, de maîtrise des choix technologiques d'avenir, est globalement positive mais n'est guère quantifiable. Si elle est manifeste par rapport aux filières thermiques classiques, elle est moins évidente quand on prend en compte la filière nucléaire.

**V. En raison de ses caractéristiques, ce dispositif doit être conforme à la réglementation communautaire des aides d'Etat et notifié à la Commission européenne, en vue de son approbation préalable à toute entrée en vigueur.** A défaut, les autorités communautaires pourraient être amenées à demander aux producteurs qui en auraient bénéficié le remboursement des aides versées.

**VI. Le présent avis est fondé sur deux types d'analyse :**

- la comparaison avec les coûts et les externalités des filières nucléaire et cycle combiné au gaz, afin de vérifier qu'au moins à très long terme, on peut espérer que l'obligation d'achat se traduise par un gain collectif ;
- la comparaison avec les coûts de production de la filière considérée, afin de vérifier, en outre, que le coût de l'obligation d'achat pour les acteurs du marché de l'électricité est le plus faible possible.

## **1. Description du tarif d'achat proposé pour l'électricité produite par méthanisation**

**1-1** Le tarif proposé, dans le cadre d'un contrat de 15 ans, est constitué de trois éléments :

- une rémunération de l'énergie livrée sous une puissance inférieure ou égale à la puissance garantie, égale à un tarif de référence multiplié par un coefficient représentatif de la disponibilité effective de l'installation. Pour une disponibilité de 85%, la rémunération est égale à 46 €/MWh en métropole, et à 52 €/MWh dans les DOM ;
- une rémunération de l'énergie livrée au-delà de la puissance garantie égale au tarif de référence, multiplié par un coefficient de 0,3 ;
- une « prime à l'efficacité énergétique », fonction du rendement énergétique, et pouvant aller jusqu'à 12 €/MWh si ce rendement dépasse 70%.

**1-2** Au terme des 15 années du premier contrat, ou dans le cas d'installations mises en service avant le 11 février 2000, les installations peuvent également bénéficier d'un contrat d'achat d'une durée de 15 ans. La notion de puissance garantie et la prime à l'efficacité énergétique sont alors supprimées, et le tarif d'achat est fixé à 44,2 €/MWh en métropole et à 51,8 €/MWh dans les DOM.

## **2. Comparaison du tarif proposé avec les coûts et les externalités évités**

Le tarif d'achat doit, d'abord, être comparé à la somme des coûts évités de production, de la valeur des émissions de CO<sub>2</sub> et des externalités liées à la qualité de l'air évitées.

**2-1** Le tarif d'achat proposé incite fortement les producteurs à déclarer une puissance garantie aussi élevée que possible, et à la respecter. Si la rémunération d'un producteur est égale au tarif de référence, cela signifie que la disponibilité effective de l'installation est de 85%. Dans ces conditions, la production peut être considérée comme garantie pour l'acheteur. Pour comparer avec le tarif de référence, le coût évité à retenir est donc le coût complet de production, coût fixe plus coût variable.

Du point de vue des externalités environnementales, l'analyse est plus complexe. Les déchets fermentescibles émettent en se décomposant de grandes quantités de gaz à effet de serre, sous forme de méthane essentiellement. Le captage et la combustion du biogaz permettent de réduire sensiblement les émissions, sans toutefois les annuler. Il est logique de considérer que ces émissions de gaz à effet de serre, ainsi que les autres externalités négatives éventuellement associées à la combustion du biogaz, sont inévitables et indépendantes de la production d'électricité, qui n'a donc pas d'externalité négative

Toutefois, cette hypothèse n'est valable que si l'énergie provenant de la combustion du biogaz est consacrée en priorité à des usages thermiques (si des besoins existent localement), pour lesquels elle se substitue directement à des combustibles fossiles. En effet, si les producteurs privilégient une valorisation électrique plutôt qu'une valorisation thermique, le bilan environnemental global est dégradé puisque cela aboutit à la fois à brûler le biogaz de méthanisation pour l'électricité et des combustibles fossiles pour les besoins thermiques.

La prime à l'efficacité énergétique incluse dans le tarif proposé est justement une incitation à la valorisation thermique, quand celle-ci est possible. Pour bénéficier de la prime à taux plein (12 €/MWh), une installation doit avoir un rendement énergétique global de 70%, ce qui correspond à une valorisation thermique très largement supérieure à 50%.

Une installation bénéficiant de la prime au taux maximum peut être considérée en règle générale comme optimisant le bilan environnemental. Pour une comparaison prenant en compte l'ensemble des externalités évitées, le tarif avec prime maximale a donc été retenu.

Les trois tableaux qui suivent comparent, pour la métropole, la Corse et les DOM, le tarif proposé avec les coûts et externalités évités par la production d'électricité à partir de biogaz de méthanisation.

#### Métropole continentale

	Coût de production (€/MWh)	Valeur émissions de CO <sub>2</sub> (€/MWh)	Valeur pollution de l'air (€/MWh)	Total coûts et externalités évitées (€/MWh)	Tarif d'achat moyen (prime 12 € incluse) (€/MWh)	Différence (€/MWh)
Nucléaire 1300 MW	30	0	2 (*)	32	58	26
CCG 650 MW	33	8	6	47		11

(\*) Ce chiffre inclut les effets externes négatifs du nucléaire autres que la pollution de l'air.

#### Corse

	Coût de production (€/MWh)	Valeur émissions de CO <sub>2</sub> (€/MWh)	Valeur pollution de l'air (€/MWh)	Total coûts et externalités évitées (€/MWh)	Tarif d'achat moyen (prime 12 € incluse) (€/MWh)	Différence (€/MWh)
Fuel 50 MW	90	15	25	130	58	- 72

#### DOM

	Coût de production (€/MWh)	Valeur émissions de CO <sub>2</sub> (€/MWh)	Valeur pollution de l'air (€/MWh)	Total coûts et externalités évitées (€/MWh)	Tarif d'achat moyen (prime 3 € incluse) (€/MWh)	Différence (€/MWh)
Charbon 50 MW	90	20	25	135	64	- 71
Fuel 50 MW	90	15	25	130		- 66

Le tarif proposé en métropole est relativement peu éloigné de la somme des coûts et des externalités évités, surtout si on le compare au cycle combiné au gaz. Les autres objectifs mentionnés à l'article 1<sup>er</sup> de la loi (notamment l'indépendance énergétique, la gestion optimale et le développement des ressources nationales, la maîtrise des choix technologiques d'avenir, l'utilisation rationnelle de l'énergie) sont donc valorisés implicitement par le gouvernement, pour la filière biogaz de méthanisation, autour de 10 à 25 €/MWh.

**2-2** En Corse et dans les DOM, le tarif moyen proposé est en revanche très largement couvert par la somme des coûts et des externalités évités.

**2-3** Comme indiqué précédemment, l'utilisation la plus rationnelle de l'énergie dégagée par la combustion de biogaz de méthanisation consiste à satisfaire les besoins thermiques existant à proximité. La production d'électricité ne devrait intervenir qu'en complément de ces besoins thermiques et il est souhaitable que le tarif d'achat contiennent une incitation forte en ce sens. A cet égard, le principe d'une prime à l'efficacité énergétique est tout à fait adapté, et son niveau de 12 €/MWh paraît bien proportionné par rapport aux externalités négatives engendrées par l'utilisation de combustibles fossiles pour des besoins thermiques.

### **3. Comparaison du tarif d'achat avec les coûts de production et analyse des modalités techniques**

**3-1** Il est très difficile de définir des coûts standards de production d'électricité par combustion de biogaz de méthanisation. En effet, ce coût dépend directement d'éléments qui varient fortement en fonction des caractéristiques et du contexte propres à chaque installation, tels que les possibilités de valorisation de la vapeur, ou la réglementation applicable pour la catégorie de déchets considérée.

**3-2** Le coefficient d'indexation K comprend seulement des termes représentatifs de l'évolution des coûts des facteurs de production. L'absence de coefficient de dégressivité signifie qu'aucun gain de productivité n'est attendu de la filière biogaz de méthanisation dans les prochaines années.

**3-3** Les conditions contractuelles de l'accès au réseau des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat ne sont pas évoquées dans le projet d'arrêté. Il serait pourtant logique de prévoir que tout éventuel timbre d'injection que devrait supporter le producteur lui sera intégralement compensé par l'acheteur, qui seul peut le répercuter sur ses clients.

**3-4** Le niveau élevé de la prime à l'efficacité énergétique nécessite que des contrôles réguliers, portant notamment sur les performances électriques et thermiques des installations de production et l'utilisation effective de la chaleur produite, soient prévus dans les modalités des contrats d'achat.

**3-5** L'arrêté du 2 octobre 2001 prévoit que les installations fonctionnant au biogaz de méthanisation peuvent utiliser, pour des raisons techniques, jusqu'à 20% de combustible non renouvelable. Il est nécessaire, dans ce cas, que le tarif proposé ne s'applique qu'à la fraction de l'électricité produite effectivement à partir de biogaz de méthanisation. Or le projet d'arrêté ne contient aucune mention en ce sens.



#### **4 Conséquences du tarif proposé**

Le gouvernement n'indique pas, dans l'exposé des motifs transmis à la CRE, d'objectif spécifique à la filière biogaz de méthanisation. Cependant, les déchets pouvant être valorisés par méthanisation à un coût raisonnable constituent une ressource relativement limitée. En conséquence, le surcoût à supporter par les consommateurs finals d'électricité devrait être peu élevé.

#### **5 Avis de la CRE**

**5-1** La commission constate que le tarif proposé est relativement peu éloigné, en métropole continentale, de la somme des coûts et des externalités évités. Il est même, en Corse et dans les DOM, inférieur aux coûts et externalités évités localement.

**5-2** Le nombre de projets bénéficiant du tarif proposé devrait être assez limité, tout comme le surcoût à supporter par le consommateur final d'électricité.

**5-3** La prime à l'efficacité énergétique incitera les producteurs à rechercher une valorisation thermique concomitante de la production d'électricité, ce qui permettra d'optimiser le bilan énergétique global des installations produisant de l'électricité par méthanisation. Le niveau important de cette rémunération variable (jusqu'à 12 €/MWh) nécessitera cependant que les modalités de contrôle des performances réelles des installations soient étudiées avec soin.

**5-4** En conclusion, la CRE émet un avis favorable sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par méthanisation, sous réserve que le tarif proposé ne s'applique qu'à la fraction de l'électricité produite effectivement par méthanisation, dans le cas des installations utilisant en partie des combustibles non renouvelables.

Fait à Paris, le 4 avril 2002

Le Président

Jean SYROTA