

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 novembre 2009 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant, à titre principal, l'énergie dégagée par la combustion de matières non fossiles d'origine végétale ou animale telles que visées au 4° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

Participaient à la séance : Monsieur Philippe de LADOUCETTE, président, Monsieur Maurice MÉDA, vice-président, Monsieur Eric DYEUVRE, Monsieur Jean-Christophe LE DUIGOU et Monsieur Emmanuel RODRIGUEZ, commissaires.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie, le 27 octobre 2009, par le ministre d'Etat, ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer, d'un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant, à titre principal, l'énergie dégagée par la combustion de matières non fossiles d'origine végétale ou animale, telles que visées au 4° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.

1. Contexte

Le projet d'arrêté s'inscrit dans le cadre de la directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 qui institue un objectif contraignant d'une contribution des énergies renouvelables de 20 % dans la consommation européenne finale d'énergie brute en 2020, objectif porté à 23 % pour la France. Cet objectif a été transposé dans la loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.

En amont de l'élaboration de ce texte, le comité opérationnel «énergies renouvelables» du Grenelle de l'environnement a conclu qu'il conviendrait de viser une augmentation de la production d'électricité à partir de biomasse de 1,2 Mtep d'ici 2020, soit une multiplication par 7 par rapport à la situation en 2006, sous réserve de maintenir une gestion durable de la forêt, de mobiliser la ressource et d'éviter les conflits d'usage.

La délibération de la CRE a pour objet, non pas d'évaluer la pertinence du recours à la biomasse comme moyen d'atteindre les objectifs de développement des filières renouvelables fixés tant par les directives que par le droit national, mais de formuler un avis sur le niveau du tarif de l'obligation d'achat proposé pour l'électricité produite à partir de biomasse.

2. Description du tarif proposé

Le tarif envisagé, applicable sur une période de vingt ans, se décompose en :

- un tarif de référence (nommé composante T) ;
- une prime complémentaire (nommée composante X).

Il remplace et modifie profondément le tarif jusqu'ici défini par l'arrêté du 16 avril 2002 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant, à titre principal, l'énergie dégagée par la combustion de matières non fossiles d'origine végétale, telles que visées au 4° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.

2.1. Tarif de référence

Le tarif de référence s'élève à 45 €/MWh sur l'ensemble du territoire français.

Contrairement à l'arrêté précité, le tarif de référence n'est pas modulé par des critères de disponibilité ou de puissance garantie. Or, les centrales électriques utilisant la biomasse ont l'avantage, par rapport à d'autres filières de production, de présenter une capacité de modulation de puissance en fonction des besoins. Dès lors, il semble pertinent d'inciter à une production maximale pendant les périodes où la consommation est la plus élevée.

Par conséquent, la CRE recommande de réintroduire une exigence de disponibilité en hiver et un malus qui s'imputerait en diminution du tarif de référence en cas de non respect de cette exigence.

2.2. Prime complémentaire

La prime complémentaire est constituée d'une part fixe de 80 €/MWh et d'une part proportionnelle à l'efficacité énergétique, qui est comprise entre 0 (pour une efficacité énergétique de 50 %) et une valeur théorique maximale de 50 €/MWh (pour 100%).

Un projet peut bénéficier de cette prime complémentaire s'il vérifie les trois critères suivants :

- la biomasse utilisée comme combustible répond aux exigences de l'annexe B, laquelle précise les catégories de biomasse éligibles et définit une proportion minimale de biomasse d'origine forestière (dite de catégorie 5) à atteindre pour chaque projet ;
- l'efficacité énergétique de l'installation est supérieure à 50 % ;
- la puissance électrique maximale installée est supérieure ou égale à 5 MW.

2.3. Indexation

Le tarif applicable à une nouvelle installation dépend de l'année de la demande du contrat. Il est indexé au 1^{er} janvier de chaque année en fonction de l'évolution, pour moitié, des prix à la production de l'industrie et, pour l'autre moitié, du coût horaire du travail dans les industries mécaniques et électriques.

Le tarif applicable à chaque contrat est révisé au 1^{er} novembre de chaque année selon les mêmes indices, respectivement pondérés à 40 et 30%.

2.4. 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 peuvent bénéficier d'un tel contrat sur 20 ans, au tarif prévu pour la catégorie d'installation concernée, multiplié par le coefficient S suivant :

- $S = (20 - N) / 20$ si N est inférieur à 20 ;
- $S = 1 / 20$ si N est supérieur ou égal à 20 ;

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

Le projet d'arrêté fait référence aux « contrats d'obligation d'achat », termes qui ne sont pas formellement définis par la loi. Il conviendrait donc de leur substituer la référence aux « contrats d'achat prévus aux articles 8, 10 et 50 de la loi du 10 février 2000 ».

3. Rentabilité des projets

3.1. Méthodologie

L'article 10 de la loi du 10 février 2000 prévoit que les conditions d'achat de l'électricité produite à partir de centrales biomasse prennent en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par les acheteurs, auxquels peut s'ajouter une prime prenant en compte la contribution de la production livrée ou de la filière à la réalisation des objectifs fixés par la loi.

La loi précise que le niveau de la prime ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés 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.

L'analyse de la CRE vise à s'assurer que les tarifs proposés induisent une rentabilité des fonds propres investis dans les projets cohérente avec celle attendue par les investisseurs dans ce type de projet. Il s'agit de comparer le taux de rentabilité interne des fonds propres investis dans un projet type avec le coût des fonds propres, estimé par la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF), qui se base sur des données financières relatives aux principales entreprises du secteur.

3.2. Hypothèses

Le secteur pris en référence est celui des entreprises de production d'électricité dont le parc de production comporte une proportion importante de centrales de cogénération, parmi lesquelles certaines utilisent de la biomasse. Au sein de celui-ci, l'analyse des entreprises et projets comparables conduit à retenir un financement par la dette à hauteur de 70 %. Elle aboutit à la définition d'un seuil de rentabilité minimale, après impôts, de l'ordre de 5,4 % pour les capitaux engagés et de 10,4 % pour les fonds propres.

Les coûts de combustibles d'origine végétale utilisés pour la production d'électricité sont très hétérogènes. Ils ont, de plus, connu une forte inflation sous l'effet de la mise en place progressive de dispositifs de soutien à la valorisation énergétique de la biomasse. Cet avis se fonde pour partie sur les données obtenues auprès des industriels du secteur. Parmi les combustibles éligibles à l'octroi de la prime d'approvisionnement, les prix des produits sylvicoles, pour lesquels il existe un marché structuré, sont mieux connus et ont donc été retenus pour l'analyse. Enfin, l'estimation prend en compte les recettes liées à la vente de la chaleur résiduelle produite par l'installation, valorisées au coût de production des quantités correspondantes par une chaudière fonctionnant au gaz naturel.

L'hypothèse fiscale retenue pour le calcul de la rentabilité des fonds propres est celle d'un amortissement exceptionnel de l'investissement la première année, avec report en avant du déficit fiscal ainsi généré. Elle influe favorablement sur la rentabilité.

Les projections de coûts opérationnels tiennent compte du projet de suppression de la taxe professionnelle. Cette réforme, si elle est adoptée, entrera en vigueur dès le 1^{er} janvier 2010. Le projet de loi prévoit le remplacement de la taxe professionnelle par une contribution économique territoriale (CET). Cette taxe pourrait être complétée, dans certains cas, par une imposition forfaitaire sur les entreprises de réseau (IFER). Toutefois, en l'état des discussions au Parlement, les installations produisant de l'électricité à partir de biomasse visées par l'obligation d'achat ne devraient pas être redevables de cette taxe complémentaire. Elles bénéficieraient alors, au global, d'une réduction de leur imposition par rapport au dispositif précédent.

Plusieurs paramètres susceptibles de varier de manière significative d'un projet biomasse à l'autre ont un impact notable sur la rentabilité d'une installation : le coût du combustible, l'efficacité énergétique, la capacité de la centrale ou encore, le cas échéant, le prix auquel la chaleur peut être revendue. Afin de rendre compte de la manière la plus exhaustive possible de la diversité des installations concernées par le tarif proposé, il convient de considérer les plages de variation suivantes :

Tableau 4.2 : Domaines de variation des principaux paramètres influençant la rentabilité des projets

	Scénario référence	Variations maximales	Taux de Rentabilité Interne (TRI)			
			Capitaux investis		Fonds propres	
			Réf.	Variations	Réf.	Variations
Prix des combustibles						
Biomasse d'origine forestière (catégorie 5) (€/MWh)	15	+ 5 - 5	7,8 %	- 1,8 % + 1,7 %	16,4 %	- 5,9 % + 6,0 %
Biomasse hors catégorie 5 (€/MWh)	10	-		-		-
Gaz (\$/Mbtu)	8	+ 1,5 - 1,5		+ 0,8 % - 0,8 %		+ 2,7 % - 2,7 %
Rendement énergétique (%)	70	+ 20 - 20		+ 2,6 % - 3,6 %		+ 9,3 % - 11,4 %
Investissement (€/kWe)	3 900	+ 700		- 1,5 %		- 4,6 %
		- 700		+ 1,6 %		+ 5,4 %

3.3. Analyse

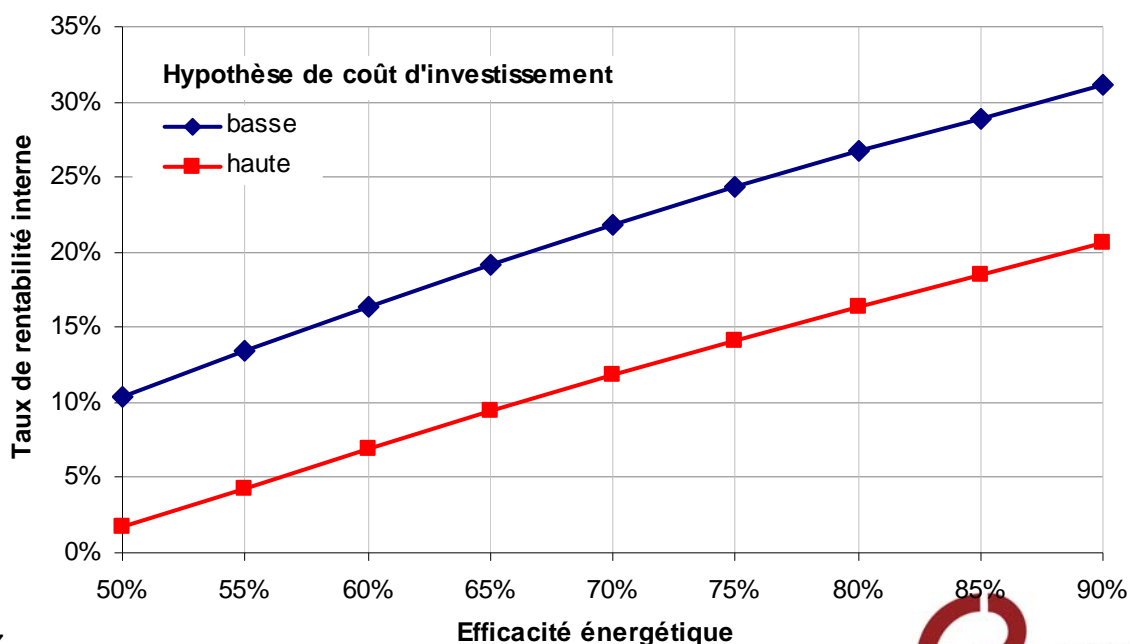
3.3.1. Tarif de référence

Dans la limite des hypothèses détaillées au tableau 4.2, aucune installation produisant de l'électricité à partir de biomasse ne peut être rentabilisée grâce au seul tarif de référence, fixé à 45 €/MWh. Au vu des conditions fixées pour bénéficier d'une prime complémentaire, il apparaît donc que les projets d'une puissance inférieure à 5 MW, d'une efficacité énergétique inférieure à 50%, ou ceux dont le plan d'approvisionnement ne serait pas conforme aux dispositions de l'annexe B ne pourront pas être développés dans le cadre de l'obligation d'achat.

3.3.2. Prime complémentaire

Le graphique 4.3 illustre la variation du TRI en fonction de l'efficacité énergétique, aux conditions du scénario de référence décrit précédemment. L'enveloppe décrite par les deux courbes exprime la dépendance du TRI vis-à-vis des hypothèses retenues pour les coûts d'investissement.

Figure 4.3 : Rentabilité des capitaux engagés et des fonds propres pour un projet biomasse en métropole en fonction de l'efficacité énergétique et du coût d'investissement



Il ressort des calculs que la part fixe de la prime complémentaire (80 €/MWh) est fixée à un niveau adéquat. Toutefois, elle ne permet pas, à elle seule, de rentabiliser les projets dans l'hypothèse d'un coût d'investissement élevé.

L'introduction d'une part variable proportionnelle à l'efficacité énergétique est justifiée. En effet, en son absence, il n'y aurait pas d'incitation à maximiser le rendement de l'installation, le gain résultant d'une meilleure valorisation de la chaleur étant annulé par des coûts d'investissement supérieurs. Toutefois, le gradient de rémunération induit par le projet d'arrêté génère des rentabilités très importantes : un gain de 5 % en efficacité énergétique conduit à une augmentation de 1 % de la rentabilité sur capitaux engagés et de plus de 3 % pour la rentabilité sur fonds propres. Une limitation de l'amplitude de la part variable à 15 €/MWh permettrait d'atteindre des conditions d'achat suffisamment incitatives.

Par conséquent, la CRE préconise une diminution de la part variable de la prime complémentaire, avec une valeur maximale de 15 €/MWh, et un plafonnement de celle-ci pour des efficacités énergétiques supérieures à 70 %.

4. Cohérence de la structure tarifaire proposée avec la procédure d'appel d'offres

A ce jour, le développement de la filière biomasse en France destinée à la production d'électricité résulte principalement de la mise en œuvre des appels d'offres prévus à l'article 8 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000. Trois appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie en 2003, 2006 et 2009 ont porté respectivement sur 200, 300 et 250 MWe de capacité cumulée installée. A titre de comparaison, le tarif d'obligation d'achat fixé par le précédent arrêté à 45 €/MWh n'a permis la construction que de 2 projets totalisant 5 MWe.

La filière biomasse présente une difficulté singulière liée aux nombreux usages des produits employés comme combustibles. Une partie d'entre eux peut également servir à l'alimentation humaine ou animale, comme matière première non substituable dans certaines industries de transformation telles que la fabrication de pâte à papier, ou trouver des débouchés plus pertinents dans d'autres secteurs énergétiques (chauffage individuel et collectif, biocarburants...). La procédure d'appel d'offres peut permettre un meilleur contrôle par la puissance publique des quantités de biomasse mobilisées, par zone géographique, et des risques de conflit d'usage.

En tout état de cause, la coexistence de deux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, l'obligation d'achat et les appels d'offres, réduit les conditions de concurrence de ces derniers. En effet, le tarif d'obligation d'achat définit *de facto* un plancher de prix pour les projets déposés dans le cadre d'appel d'offres.

5. Charges de service public dues au développement d'une filière électrique biomasse

Les charges de service public liées à l'obligation d'achat représentent une part prépondérante des charges de service public de l'électricité, financées par l'ensemble des consommateurs présents sur le territoire français à travers la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Le calcul de ces charges est basé sur une comparaison entre le coût d'achat, correspondant aux versements effectués par les acheteurs en faveur des producteurs, et le coût évité à ces acheteurs, lié à l'acquisition de l'électricité correspondante. En application des dispositions de l'article 5 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, le coût évité est déterminé en référence aux prix de marché. Dans l'hypothèse d'un développement de la capacité de production supplémentaire au moyen du tarif proposé, le tableau ci-dessous indique le montant des charges estimées à l'horizon 2020.

Tableau 6 : Estimation des charges annuelles de service public imputables aux centrales électriques utilisant la biomasse en fonction des prix de marché

Coût évité (€/MWh)	Objectif 2020 8 TWh en obligation d'achat
45	650 – 1 000 M€/an
60	550 - 850 M€/an
75	400 - 750 M€/an

Si les objectifs de développement de nouvelles capacités de production étaient atteints, les charges supplémentaire induites conduiraient à une augmentation de la contribution unitaire comprise entre 1,0 et 2,5 €/MWh à l'horizon 2020.

6. Avis de la CRE

L'article 10 de la loi du 10 février 2000 prévoit que les conditions d'achat de l'électricité produite à partir de centrales biomasse ne peuvent conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés 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.

La délibération de la CRE a pour objet, non pas d'évaluer la pertinence du recours à la biomasse comme moyen d'atteindre les objectifs de développement des filières renouvelables fixés tant par les directives que par le droit national, mais de formuler un avis sur le niveau du tarif de l'obligation d'achat proposé pour l'électricité produite à partir de biomasse, au regard du critère de rentabilité défini par la loi.

Rentabilité des projets

Le tarif de référence, fixé à 45 €/MWh, ne permet pas d'atteindre des conditions de rentabilité suffisantes. En revanche, la part fixe de la prime complémentaire, de 80 €/MWh, est établie à un niveau adéquat et permet aux projets éligibles d'atteindre une rentabilité suffisante, sous réserve d'une bonne maîtrise des coûts.

L'introduction d'une part variable proportionnelle à l'efficacité énergétique peut se justifier par des considérations liées à une utilisation optimale des ressources disponibles. Cependant, le niveau proposé induit des rentabilités très importantes pour une efficacité énergétique élevée.

Par conséquent, la CRE recommande que la part variable soit limitée à 15 €/MWh et plafonnée à ce montant pour les installations présentant une efficacité énergétique supérieure à 70 %. Une telle structure de la part variable permettrait d'offrir des conditions de rémunération suffisamment incitatives au regard des critères issus d'une l'analyse financière sectorielle.

Disponibilité

Les centrales électriques utilisant la biomasse ont l'avantage, par rapport à d'autres filières de production, de présenter une capacité de modulation de puissance en fonction des besoins. Dès lors, il semble pertinent d'inciter à une production maximale pendant les périodes où la consommation est la plus élevée.

Par conséquent, la CRE recommande de réintroduire un objectif de disponibilité en hiver et un malus qui s'imputerait en diminution du tarif de référence en cas de non respect de cette exigence.

Cohérence de la structure tarifaire proposée avec la procédure d'appel d'offres

La procédure d'appel d'offres peut permettre un meilleur contrôle par la puissance publique des quantités de biomasse mobilisées, par zone géographique, et des risques de conflit d'usage. En tout état de cause, la coexistence de deux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, l'obligation d'achat et les appels d'offres, réduit les conditions de concurrence de ces derniers. En effet, le tarif d'obligation d'achat définit *de facto* un plancher de prix pour les projets déposés dans le cadre d'appel d'offres.

Charges de service public dues à la filière biomasse

Les conditions d'achat envisagées pourraient conduire, dans l'hypothèse d'un développement de la capacité de production supplémentaire pour répondre aux objectifs à l'horizon 2020 qui serait intégralement fondé sur l'obligation d'achat, à augmenter la contribution au service public de l'électricité de 1,0 à 2,5 €/MWh, alors que, pour 2009, la contribution évaluée par la CRE pour couvrir les charges de service public de l'électricité dépasse déjà le plafond fixé par la loi.

Fait à Paris, le 26 novembre 2009

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le président,

Philippe de LADOUCKETTE