

5 juin 2001

AVIS DE LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE EN DATE DU 5 JUIN 2001 SUR L'ARRETE FIXANT LES CONDITIONS D'ACHAT DE L'ELECTRICITE PRODUITE PAR DES INSTALLATIONS UTILISANT L'ENERGIE HYDRAULIQUE DES LACS, COURS D'EAU ET MERS, TELLES QUE VISEES A L'ARTICLE 2-1 DU DECRET N° 2000-1196 DU 6 DECEMBRE 2000.

La CRE a été saisie, le 18 mai 2001, par le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et par le secrétaire d'Etat à l'industrie, d'un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, cours d'eau et mers, 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^{er} 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 tarificateur 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^{er} 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.

	Coût complet de production (€/MWh)	Coût fixe (€/MWh)	Coût variable (€/MWh)	Valeur émissions de CO₂ (€/MWh)	Valeur pollution de l'air (€/MWh)
Nucléaire 1300 MW	30	21	9	0	0,3 - 2,5 (*)
CCG 650 MW	33	8	25	8	6 - 35
Charbon 50 MW DOM	90	55	35	20	25 - 150
Fuel 50 MW DOM Corse	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 CO₂ 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.

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

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 hydraulique

1-1 Le tarif proposé, applicable sur une durée de 20 ans, reprend exactement la structure des conditions d'achat précédentes. Il comprend une rémunération de base de l'énergie avec modulation horosaisonnaire calquée sur celle des tarifs de vente d'EDF, et une majoration de qualité liée à la régularité de la production en hiver, dont le niveau et les modalités sont inchangés. Les modifications suivantes sont néanmoins introduites :

- une augmentation moyenne de 7,7 €/MWh de la rémunération de base, qui passe à 54,9 €/MWh pour le tarif à une composante,
- une incitation spécifique pour la micro hydraulique (moins de 500 kVA) avec une augmentation supplémentaire de 6,1 €/MWh,
- une baisse du tarif pour les installations existantes, qui perdent le bénéfice de la majoration de qualité. Les producteurs ont cependant la possibilité, jusqu'au terme de leur ancien contrat, de bénéficier du prix d'achat actuel.

Métropole continentale

	Nouveau tarif (€/MWh)			Anciennes conditions (€/MWh)	
	Micro 500 kVA et moins (1)	Petite 600 kVA et plus (1)	Installations existantes	Installations nouvelles	Installations existantes
Rémunération de base	61	54,9	44,2	47,2	44,2
Majoration de qualité moyenne annuelle (2)	3		0	3	
Tarif moyen	64	57,9	44,2	50,2	47,2

(1) Interpolation linéaire entre 500 et 600 kVA.

(2) La majoration de qualité va de 0 à 15,2 €/MWh, et est versée pendant les 5 mois de tarif d'hiver.

En cas d'augmentation de puissance sur une installation existante, la part relative de la production issue de l'augmentation de puissance bénéficie du tarif pour les installations nouvelles.

1-2 Le tarif pour la Corse et les DOM est supérieur de 9,1 €/MWh à celui de la métropole.

Corse et DOM

	Nouveau tarif (€/MWh)			Anciennes conditions €/MWh	
	Micro 500 kVA et moins (1)	Petite 600 kVA et plus (1)	Installations existantes	Corse	DOM
Rémunération de base	70,1	64	53,4	53,4	47
Majoration de qualité moyenne annuelle	3		0	5	6
Tarif moyen	73,1	67	53,4	58,4	53

(1) Interpolation linéaire entre 500 et 600 kVA.

(2) La majoration de qualité va de 0 à 15,2 €/MWh, le versement est concentré sur les mois d'hiver pour la Corse, et étalé sur toute l'année pour 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 CO₂ évitées et des externalités liées à la qualité de l'air évitées.

2-1 La production d'électricité par la petite hydraulique ne peut être garantie que partiellement, et son développement ne permet donc pas d'éviter la construction de centrales supplémentaires à puissance garantie. Néanmoins la production hydraulique possède une certaine régularité, ce qui signifie que les gestionnaires du système électrique peuvent compter à tout moment sur une certaine production minimale.

Le tarif proposé comprend justement, en plus de la rémunération de base, une majoration de qualité liée à la régularité de la production en hiver (période de la pointe de consommation en métropole où le parc de production est sollicité au maximum). Cette prime rémunère, en fait, la contribution de la centrale hydraulique au système électrique pour constituer la marge nécessaire par rapport à la puissance appelée de pointe.

Le fait pour une centrale hydraulique d'avoir une majoration de qualité égale à 0 signifie que sa participation à la sécurité du système électrique en hiver est nulle, donc qu'elle ne permet d'éviter aucun coût fixe de production.

Si cette majoration de qualité représente la rémunération de la part garantie de la production, on peut en déduire que la rémunération de base (hors majoration de qualité) valorise la production variable pure et peut donc être comparée aux coûts variables évités de production.

Les externalités, quant à elles, sont évitées en totalité, puisque la production hydraulique n'émet ni gaz à effet de serre ni polluants atmosphériques (la production hydraulique a cependant, elle aussi, des externalités négatives qu'en toute rigueur il ne faudrait pas négliger).

Métropole continentale

	Coût variable (€/MWh)	Valeur émissions de CO ₂ (€/MWh)	Valeur pollution de l'air (€/MWh)	Total coûts et externalités évités (€/MWh)	Tarif moyen rémunération de base (€/MWh)	Différence (€/MWh)
Nucléaire 1300 MW	9	0	2 (*)	11	58	47
CCG 650 MW	25	8	6	39	58	19

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

Corse - DOM

	Coût variable (€/MWh)	Valeur émissions de CO ₂ (€/MWh)	Valeur pollution de l'air (€/MWh)	Total coûts et externalités évités (€/MWh)	Tarif moyen rémunération de base (€/MWh)	Différence (€/MWh)
Charbon 50 MW	35	20	25	80	67	- 13
Fuel 50 MW	55	15	25	95	67	- 28

Que la production hydraulique soit comparée au nucléaire ou au gaz, le tarif proposé pour la métropole continentale est très supérieur à la somme des coûts et des externalités évités. La contribution aux autres objectifs mentionnés à l'article 1^{er} de la Loi serait, par différence, de 47 ou 19 €/MWh suivant l'hypothèse retenue.

Le gouvernement indique, dans l'exposé des motifs transmis à la CRE, qu'il retient principalement, pour la production hydraulique, l'objectif de gestion optimale et de développement des ressources nationales. La quantification de cet objectif est évidemment arbitraire, d'autant que la production d'électricité peut concurrencer d'autres usages de la ressource hydraulique. Il apparaît, en tout état de cause, que le niveau du tarif proposé est fondé sur une valorisation très élevée de cet objectif.

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

3. Comparaison du tarif d'achat avec les coûts de production de l'électricité hydraulique et analyse des modalités techniques

3-1 A la lumière des informations qu'elle a recueillies auprès des acteurs concernés, la CRE a constaté que :

- l'application du tarif proposé à des projets représentatifs conduit à des rentabilités annuelles des fonds propres, après impôts, de l'ordre de 11% pour la micro hydraulique et de 8% pour la petite hydraulique. Ces niveaux moyens de rémunération peuvent être considérés comme raisonnables, et susceptibles de permettre le développement de la filière.

- depuis une dizaine d'années, le développement de la petite hydraulique, en France, est très ralenti. L'augmentation moyenne de plus de 10 €/MWh par rapport au tarif existant pourrait permettre de relancer les projets qui subissent tous un renchérissement du fait des contraintes environnementales lourdes qu'ils doivent supporter.

- la formule d'indexation retenue comprend une part fixe de 30%, qui est probablement justifiée s'agissant de l'indexation s'appliquant au tarif initial pour les nouveaux projets, mais devrait être beaucoup plus élevée pour ce qui concerne l'évolution de la rémunération pendant le contrat de 15 ans, la part des coûts fixes d'une centrale hydraulique récente en fonctionnement étant d'au moins 70%.

3-2 La différence de tarif entre les installations nouvelles et existantes est justifiée dans la mesure où la durée de vie des centrales hydrauliques est, en moyenne, largement plus grande que la durée d'amortissement comptable. Toutefois, cet écart ne devrait pas se traduire par la suppression de la majoration de qualité pour les installations existantes. **Il convient au contraire, à niveau moyen de tarif inchangé, de conserver une incitation à la régularité de la production en hiver.**

3-3 Les modalités applicables en cas d'augmentation de puissance sur une installation existante ne sont pas suffisamment précises dans le projet d'arrêté. Outre le fait que l'existence de deux contrats ayant des tarifs et des échéances différents pour une même installation est une complexité inutile, le niveau de tarif applicable (petite ou micro hydraulique) n'est pas explicité dans le cas où une augmentation de puissance est susceptible de faire changer l'installation de catégorie ou dans d'autres cas similaires.

3-4 Les coûts de production des petites centrales hydrauliques sont très fortement variables, jusqu'à plus ou moins 30% autour des valeurs moyennes données ci-dessus. Le lancement

d'appels d'offres permettrait de sélectionner les projets les plus compétitifs et d'atteindre les objectifs de développement de la filière à un coût moins élevé pour la collectivité.

3-5 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.

3-6 Le tarif pour la Corse et les DOM s'élève à 70 €/MWh en moyenne, soit 9 €/MWh de plus que la métropole. Du point de vue de l'analyse de la rentabilité des projets hydrauliques, cette prime, censée compenser les surcoûts inhérents à ces zones, s'ajoute, pour les DOM, à plusieurs dispositifs fiscaux également conçus pour prendre en compte les spécificités de ces zones. **Le cumul de la prime et de ces dispositifs fiscaux pourrait conduire à des rentabilités inutilement élevées.**

4. Conséquences du tarif proposé

Le gouvernement a annoncé qu'il prévoyait la réalisation de 600 MW en 2010, **ce qui se traduirait, compte tenu du tarif proposé, par un surcoût annuel de 70 ou 100 millions d'euros à cette échéance**, suivant que ce surcoût est calculé par rapport à la production par une centrale nucléaire ou une centrale à cycle combiné au gaz.

5 Avis de la CRE

5-1 La CRE constate que le tarif proposé en métropole continentale est nettement supérieur, dans tous les cas, à la somme des coûts et externalités évités. A ce niveau de tarif, il paraît certain que tout nouveau développement de petite centrale hydraulique se traduira par une perte nette pour la collectivité nationale.

La rentabilité à prévoir des projets hydrauliques n'est pas pour autant très élevée, ce qui traduit la faible efficacité de ce moyen de production pour le potentiel restant à exploiter et donc l'effort qu'il faut réaliser si l'on veut qu'il se développe.

Compte tenu des fortes disparités des coûts de revient des petites centrales hydrauliques, il serait préférable d'utiliser la procédure d'appel d'offres prévue par la loi pour sélectionner les moins coûteux de ces projets.

5-2 Le tarif pour les installations existantes devrait, à niveau moyen équivalent, comprendre une incitation à la régularité de la production en hiver. Par ailleurs, il est nécessaire que les modalités tarifaires applicables en cas d'augmentation de puissance sur une installation existante soient précisées.

5-3 S'agissant de la Corse et des DOM, le tarif proposé est inférieur, dès aujourd'hui, aux coûts et externalités évitées localement, et devrait donc se traduire par un gain net pour la collectivité. Cependant, la CRE doute de la nécessité de la prime de 9 €/MWh dans les DOM, du fait des dispositifs fiscaux spécifiques existants.

5-4 Au vu de l'ensemble des éléments qui précèdent, la CRE note que, compte tenu de la faible efficacité de ce moyen de production pour le potentiel restant à exploiter en métropole continentale, tout nouveau projet bénéficiant du tarif proposé entraînera un surcoût important pour la collectivité qui se traduira par une augmentation du prix de l'électricité payé par les consommateurs. Elle souhaite que, si le gouvernement devait mettre en œuvre son projet, il prenne en compte les modifications demandées au paragraphe 3 du présent avis, et remplace, le plus tôt possible, l'obligation d'achat par la procédure d'appels d'offres, telle que prévue par l'article 8 de la loi du 10 février 2000.