

12 Février 2002

FICHE N° 1

**LE SERVICE PUBLIC DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ
COUTERA 3 €/MWh EN 2002**

Conformément à la proposition que la CRE avait transmise au gouvernement le 20 décembre 2001 en application du décret du 6 décembre 2001, le montant prévisionnel de la contribution au fonds du service public de la production d'électricité (FSPPE) pour l'année 2002 est de 3 €/MWh pour l'année 2002.

Le FSPPE est le mécanisme prévu par la loi du 10 février 2000 pour financer les surcoûts résultant des politiques de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables, ainsi que les surcoûts de production dans les départements d'outre-mer et en Corse. Ces surcoûts sont, pour l'essentiel, supportés par EDF, et, pour une petite partie, par certains distributeurs non nationalisés.

La loi prévoit que c'est la CRE qui évalue et propose le montant total des charges à compenser, ainsi que le montant de la contribution par kWh qui porte sur chacun des 430 milliards de kilowattheures consommés en France. Ces montants sont ensuite arrêtés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie. Le fonds est géré par la Caisse des dépôts et consignations.

La contribution doit être versée par tous les fournisseurs français vendant à des consommateurs finals installés en France, et directement par tous les clients finals importateurs ainsi que par les auto-producteurs au dessus de 240 GWh.

Sur cette base, les acteurs concernés devront verser, avant le 31 juillet 2002, leur contribution due pour le premier semestre 2002 et, avant le 31 janvier 2003, leur contribution due pour le second semestre 2002. Des opérations de régularisation se dérouleront en 2003 en fonction des charges effectivement constatées sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs qui les supportent.

Compte tenu du calendrier qui prévoyait la signature de l'arrêté par le ministre avant le 31 décembre 2001, la CRE n'a disposé que de quelques jours pour calculer les charges et n'a pu faire un choix définitif de méthode (une consultation publique lancée sur ce thème fin 2001 est actuellement en cours de dépouillement). Elle s'est efforcée, dans sa proposition, de respecter en premier lieu les principes d'objectivité, de simplicité et de transparence.

La CRE a évalué de façon prudente le montant des charges supportées par EDF en Corse et dans les DOM à 376 millions € (soit 710 millions € de coûts de production, pour 334 millions € de recettes).

Concernant les obligations d'achat, les surcoûts ont été évalués à 923 millions € pour EDF (soit 1433 millions € versés aux producteurs bénéficiaires des obligations d'achat, alors que les coûts évités à EDF se sont élevés à 510 millions € - ces coûts évités correspondant aux coûts, pour EDF, si elle avait dû produire ou acheter les mêmes quantités d'électricité), et 7 millions € pour les distributeurs non nationalisés.

Le montant prévisionnel des charges à compenser s'élève donc à 1306 millions € ce qui correspond à une contribution unitaire de 3 €/MWh identique pour tous les MWh consommés en France, comme le précise l'arrêté du 25 janvier 2002 paru au J.O. du 9 février 2002.

L'entrée en vigueur du FSPPE entraînera une diminution simultanée du barème provisoire d'accès au réseau établi par EDF en 1999, qui comprenait une part de 1 cF/kWh (soit 1,52 €/MWh) destinée à couvrir les charges du service public. Elle se traduira donc, au total, par une hausse d'environ 1,5 €/MWh du prix de l'électricité pour les clients éligibles, soit jusqu'à 5% de leur facture globale (les clients non éligibles ne sont pas directement concernés ; l'augmentation des charges de service public fait partie des éléments que le gouvernement devra intégrer lors des prochains mouvements tarifaires qu'il arrêtera.

Compte tenu du coût des politiques de développement des énergies renouvelables et de la cogénération, la CRE a déjà eu, plusieurs fois, l'occasion de recommander que soient privilégiés des mécanismes plus économiques de soutien à ces filières (comme les appels d'offres ou les marchés de certificats verts), afin d'atteindre, au moindre coût pour les consommateurs, l'objectif de politique énergétique que s'est fixé le gouvernement.

12 Février 2002

FICHE N° 2

LE FSPPE

L'article 5 de la loi du 10 février 2000 prévoit que les charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité sont intégralement compensées. Le montant annuel des charges à compenser est arrêté par les ministres chargés de l'économie et de l'industrie, sur proposition de la CRE. Ces charges sont de deux natures :

- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées (Corse et départements d'outre-mer) ;
- les surcoûts résultant des contrats consécutifs aux appels d'offres ou à la mise en œuvre de l'obligation d'achat.

La compensation de ces charges est assurée par le fonds du service public de la production d'électricité (FSPPE), géré par la Caisse des dépôts et consignations, et alimenté par les contributions :

- des fournisseurs français qui livrent à des clients finals installés sur le territoire national, pour l'essentiel les distributeurs, les producteurs et leurs filiales ;
- des producteurs produisant annuellement pour leur propre usage plus de 240 GWh ;
- des clients finals importateurs ou qui effectuent des acquisitions intracommunautaires.

Sur cette base, les acteurs concernés devront verser, avant le 31 juillet 2002, leur contribution due pour le premier semestre 2002 et, avant le 31 janvier 2003, leur contribution due pour le second semestre 2002. Des opérations de régularisation se dérouleront en 2003 en fonction des charges effectivement constatées sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs qui les supportent.

Le fonctionnement du FSPPE est complexe, et nécessite pour une année N donnée :

- de réaliser, en fin d'année N-1, une prévision du montant des charges à compenser et de la contribution unitaire, sur la base de laquelle les acteurs concernés versent leur contribution ou reçoivent leur compensation ;
- de réaliser des opérations de régularisation pendant l'année N+1. De nombreux facteurs sont en effet susceptibles de faire diverger le montant réel final des charges et des contributions, de la prévision : développement plus ou moins rapide des énergies renouvelables et de la cogénération, niveau de la consommation, prix des combustibles, conditions réelles de fonctionnement des parc de production et des marchés... Tous les opérateurs, contributeurs ou bénéficiaires du fonds, sont concernés par les opérations de régularisation ;

- l'implication active des clients éligibles qui doivent :
 - identifier la fraction d'électricité qu'ils achètent à un fournisseur installé à l'étranger,
 - établir une déclaration semestrielle des quantités correspondantes,
 - adresser à la Caisse des Dépôts, la déclaration et le paiement correspondant.

- l'implication active des fournisseurs français qui doivent :
 - identifier la fraction d'électricité qu'ils vendent à des clients finals installés sur le territoire national,
 - établir une déclaration semestrielle des quantités correspondantes,
 - adresser à la Caisse des Dépôts, la déclaration et le paiement correspondant.

- l'implication active des producteurs produisant pour leur propre usage qui doivent :
 - identifier la fraction d'électricité qu'ils produisent pour se livrer à eux-mêmes et excédant le seuil de 240 GWh,
 - établir une déclaration semestrielle des quantités correspondantes
 - adresser à la Caisse des Dépôts, la déclaration et le paiement correspondant.

<p>LES MODES DE CALCUL RETENUS</p>

Les charges à compenser sont de deux natures :

1. Les surcoûts de production dans les zones non interconnectées (Corse et départements d'outre-mer) :

Les surcoûts pour EDF (qui est actuellement le seul acteur concerné) sont le résultat de la péréquation tarifaire : les tarifs de l'électricité dans les ZNI sont les mêmes qu'en métropole continentale, alors que les coûts de production y sont beaucoup plus élevés.

Suivant le décret du 6 décembre 2001, le montant des surcoûts est égal à la différence entre les coûts de production d'EDF dans ces zones, et la recette correspondante pour EDF, c'est-à-dire à la part relative à la production dans les recettes d'EDF dans ces zones.

La proposition de la CRE est fondée sur une prévision d'augmentation de la consommation dans les ZNI de 5% en 2002. La CRE a retenu des montants prévisionnels de 710 millions € pour les coûts de production d'EDF, et de 334 millions € pour les recettes de production, soit un surcoût prévisionnel de 376 millions € en 2002.

Ces chiffres seront vérifiés (et éventuellement modifiés) lors de la régularisation en 2003 sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par EDF et les distributeurs non nationalisés, et contrôlés à leurs frais par un organisme agréé par la CRE.

2. Les surcoûts résultant des contrats consécutifs aux appels d'offres ou à la mise en œuvre de l'obligation d'achat :

EDF et certains distributeurs non nationalisés sont concernés par les contrats d'achat conclus avec les producteurs des filières d'énergies renouvelables ou de cogénération (y compris les contrats signés antérieurement à la loi du 10 février 2000).

Le surcoût à compenser pour les distributeurs non nationalisés est égal à la différence entre le prix d'achat aux producteurs bénéficiant de ces contrats, et le prix qu'ils auraient payé s'ils avaient dû acheter la même quantité d'électricité au tarif de cession d'EDF.

Le surcoût à compenser pour EDF est égal à la différence entre le prix d'achat aux producteurs bénéficiant de ces contrats, et les coûts qu'aurait supportés EDF si elle avait dû se procurer elle-même la même quantité d'électricité (« coût évité »). La notion de coûts évités est complexe et sujette à de multiples interprétations car, par définition, il s'agit de coûts qui n'ont pas été supportés et ne peuvent être retracés en comptabilité.

La CRE a choisi, pour la prévision 2002, de prendre pour référence de coût évité, les prix du marché tels qu'ils étaient anticipés par les acteurs du marché à la fin de l'année 2001. Cette méthode a l'avantage de la transparence et de l'objectivité, les indices de prix de marché étant régulièrement publiés et connus de tous. Il en résulte un surcoût prévisionnel pour EDF de 923 millions €, soit 1433 millions € de coût d'achat aux producteurs, pour 510 millions € de coût évité si EDF devait acheter les mêmes quantités. Ce choix ne préjuge en rien du choix final de méthode de calcul des coûts évités qui sera opéré pour le calcul définitif des charges 2002, lors de la régularisation effectuée en 2003.

12 Février 2002

FICHE N° 4

LA CONSULTATION PUBLIQUE SUR LES COÛTS ÉVITÉS

La CRE a lancé, fin 2001, une consultation publique sur les méthodes de calcul des coûts évités. A l'issue de son dépouillement, la CRE fera connaître la méthode de calcul des coûts évités qu'elle retient pour le calcul définitif des charges en 2002, qui interviendra début 2003.

Le document soumis à consultation par la CRE propose deux méthodes pour le calcul des coûts évités, qui dépendent de la réponse à la question suivante : « que ferait EDF si l'obligation d'achat n'existait plus ? » Si cette quantité d'électricité n'était plus à sa disposition, on peut considérer qu'EDF aurait le choix entre :

- produire elle-même les quantités d'électricité correspondantes. Le calcul des coûts évités nécessite alors d'étudier le fonctionnement détaillé du parc de production d'EDF pendant l'année considérée (d'un point de vue technique et économique) pour déterminer le coût qu'aurait supporté EDF pour produire une quantité d'électricité équivalente à celle issue de l'obligation d'achat ;
- acheter les quantités d'électricité correspondantes. Le calcul des coûts évités consiste alors à examiner les prix pratiqués sur les marchés européens pendant l'année considérée pour déterminer le coût qu'aurait supporté EDF pour acheter une quantité d'électricité équivalente à celle issue de l'obligation d'achat.

Le document de consultation de la CRE traite également le cas des distributeurs non nationalisés, même si le décret paru le 8 décembre 2001 a précisé le mode de calcul des surcoûts les concernant. Le calcul doit se faire sur la base du coût qu'ils auraient supporté s'ils avaient acheté les mêmes quantités d'électricité à EDF au tarif de cession en vigueur (tarif qui doit intervenir en application de l'article 4 de la loi du 10 février 2000).

12 Février 2002

FICHE N° 5

**ATTEINDRE AU MOINDRE COUT LES OBJECTIFS DE SOUTIEN
AUX ENERGIES RENOUVELABLES**

Compte tenu du coût des politiques de développement des énergies renouvelables et de la cogénération, la CRE a recommandé à plusieurs reprises que des mécanismes plus économiques de soutien à ces filières (comme les appels d'offres ou les marchés de certificats verts) soient privilégiés, afin d'atteindre, au moindre coût pour les consommateurs, l'objectif de politique énergétique que s'est fixé le gouvernement.

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 un coût important pour la collectivité.

D'autres mécanismes de soutien aux énergies nouvelles sont possibles : les appels d'offres tel que prévu à l'article 8 de la loi ou les marchés de certificats verts, en cours de mise en place dans plusieurs pays européens.

A politique énergétique donnée, le choix d'un système fondé sur des appels d'offres 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,
- la puissance publique peut conserver le contrôle d'autres critères de qualité des projets, comme l'efficacité énergétique ou la proximité des réseaux,

Un marché de certificats verts¹ est un marché distinct de celui de l'électricité, où il est possible d'acheter ou de vendre des certificats verts, permettant à chaque opérateur (producteur ou consommateur) d'atteindre un quota minimum d'électricité d'origine renouvelable. La puissance publique peut alors maîtriser les quantités produites et le coût pour la collectivité, en agissant sur le niveau minimum imposé d'électricité renouvelable et le niveau de la pénalité à payer en cas de non respect de ce minimum.

La substitution de l'un ou l'autre de ces mécanismes de marché à un mécanisme de prix administrés est un moyen pour la collectivité d'atteindre les objectifs recherchés au moindre coût.

¹ Un certificat vert est la preuve attestant que l'électricité qui a été injectée sur le réseau par un producteur est bien d'origine renouvelable.