

## **Communication de la CRE relative au calcul des charges du service public de la production d'électricité pour l'année 2002**

Après analyse du contenu des réponses à la consultation publique sur les méthodes de calcul des coûts évités, la CRE souhaite indiquer les orientations qu'elle envisage de retenir pour le calcul des charges du service public de la production d'électricité de l'année 2002, dont elle proposera le montant au ministre chargé de l'énergie en application de l'article 5 de la loi du 10 février 2000.

### **Introduction**

Les modalités de fonctionnement du FSPPE ont été précisées par le décret n° 2001 – 1157 du 6 décembre 2001. Conformément à ce décret, la CRE a proposé au gouvernement, le 20 décembre 2001, le montant prévisionnel des charges de service public pour 2002. Celui-ci a ensuite arrêté le montant prévisionnel de la contribution à 3 €/MWh, conformément à la proposition de la CRE.

Le présent document a pour objet de présenter les méthodes retenues par la CRE pour le calcul définitif des charges à compenser pour l'année 2002, qui interviendra en 2003 et donnera lieu à des régularisations financières.

La CRE juge nécessaire de préciser dès aujourd'hui les méthodes qu'elle devrait employer pour le calcul définitif des charges, afin que l'ensemble des acteurs concernés soient parfaitement informés. En outre, les différentes méthodes envisageables sont susceptibles, en fonction de paramètres dont il est impossible de prévoir l'évolution, de conduire à des résultats sensiblement différents. S'il était effectué au dernier moment, le choix de la méthode de calcul risquerait d'être perturbé par des considérations relatives aux divers intérêts financiers en jeu, alors qu'il doit reposer sur des considérations de transparence, d'objectivité et de précision.

Il convient, au préalable, de rappeler que le calcul des charges s'effectue dans un contexte législatif et réglementaire qui l'encadre étroitement. L'article 5 de la loi du 10 février 2000, en particulier, précise que les charges doivent être « intégralement compensées ». Les méthodes de calcul retenues doivent donc viser à ce que le système de compensation des charges soit financièrement neutre, de manière à n'entraîner aucune distorsion de concurrence.

### **1. Surcoûts dus à l'obligation d'achat et aux contrats d'achat antérieurs à la loi du 10 février 2000.**

Ces surcoûts sont égaux à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité et les « coûts d'investissement et d'exploitation évités » à l'acheteur (article 5 de la loi du 10 février 2000).

La CRE doit donc déterminer ces deux valeurs, d'abord sous forme d'évaluation prévisionnelle, puis de manière définitive.

#### **1.1 Coûts évités**

La CRE a lancé le 22 octobre 2001 une consultation sur les méthodes de calcul des coûts évités. 32 réponses ont été reçues : 10 entreprises du secteur électrique, 17 associations ou organismes professionnels, 2 entités institutionnelles, et 3 réponses individuelles. *La synthèse des réponses* à la consultation ne fait pas apparaître de consensus sur le choix de la méthode de calcul des coûts évités à EDF. Les réponses sont, dans l'ensemble, partagées entre les deux types de méthodes proposées par la CRE : prise en compte du fonctionnement du parc de production d'EDF, prise en compte des prix de marché. En dehors des propositions que la CRE ne peut retenir car non conformes au cadre législatif et réglementaire, une troisième méthode de calcul des coûts évités, parfois utilisée dans le passé, a été proposée : le coût évité serait égal au coût complet de production d'une centrale à cycle combiné au gaz (CCG).

Trois types de méthodes de calcul des coûts évités sont donc envisagées dans la suite de ce document :

- coût évité égal au coût marginal de fonctionnement du parc d'EDF ;
- coût évité égal au prix de marché ;
- coût évité égal au coût de production d'un CCG.

### 1.1.1 Coût évité égal au coût marginal de fonctionnement du parc d'EDF

Rappelons que cette méthode, appelée « méthode 1 » dans la consultation publique, correspond à l'hypothèse selon laquelle EDF, en l'absence d'obligation d'achat, produirait lui-même les quantités correspondantes pour faire face à la même demande. Le coût évité est donc égal au coût variable des moyens de production qui auraient été appelés en plus par EDF, en l'absence d'obligation d'achat.

La CRE avait, dans sa consultation publique, laissé ouverte la question de savoir s'il convenait, pour le calcul des coûts évités, d'ajouter des coûts fixes correspondant à la fraction garantie de la production issue de l'obligation d'achat.

**En fait, une réflexion plus approfondie montre que, sous réserve de considérer qu'EDF se comporte comme un acteur économique rationnel, l'ajout ou non de coûts fixes évités est sans conséquence sur le niveau global des coûts évités.**

En effet, si l'on suppose qu'EDF aurait construit des CCG supplémentaires en l'absence d'obligation d'achat, il faut les prendre en considération dans la gestion optimisée, par EDF, de son parc suivant l'ordre de préséance économique. La présence des CCG supplémentaires fait alors diminuer le total des coûts variables évités puisque, quand les CCG sont appelés, c'est forcément à la place de centrales dont le coût variable leur est égal ou supérieur.

Or pour un acteur économique rationnel, le critère pour décider un investissement est justement que l'économie espérée sur les coûts variables permette de rembourser (et au-delà) les coûts fixes générés par cet investissement :

$$CF_{CCG} \leq CV_{sansCCG}^1 - CV_{avecCCG}^1$$

En conséquence, la somme des coûts fixes et des coûts variables évités, si l'on suppose la construction de CCG, est inférieure ou égale aux seuls coûts variables évités sans construction de CCG :

---

<sup>1</sup> Comme cela est précisé au 1.1.2, ces coûts variables peuvent être des coûts de production ou des coûts d'achat sur les marchés, l'opérateur optimisant à tout moment le choix entre produire et acheter sur le marché pour satisfaire la demande

$$CF_{CCG} + CV_{avecCCG} \leq CV_{sansCCG}$$

Cette inégalité décrit, de manière schématique, le critère de choix d'un investissement pour produire une quantité donnée. En pratique, elle n'est bien entendu pas systématiquement vérifiée a posteriori, certains investissements pouvant se révéler non rentables.

Toutefois, dans le contexte du calcul des coûts évités, la loi indique que les surcoûts sont « *intégralement compensés* ». Si l'on suppose, pour les besoins du calcul, qu'EDF aurait réalisé des investissements, il serait alors illogique de considérer en plus que ceux-ci n'auraient pas été rentables.

Dans ces conditions, l'inégalité ci-dessus s'applique, et supposer qu'il existe des coûts fixes évités ne conduit pas à augmenter le niveau total des coûts évités par rapport à la méthode 1 proposée par la CRE, du fait de la baisse induite des coûts variables évités.

### 1.1.2 Coût évité égal au prix de marché

Cette méthode correspond à l'hypothèse selon laquelle EDF, en l'absence d'obligation d'achat, gèrerait différemment son portefeuille de contrats commerciaux, soit qu'elle augmenterait ses achats (« méthode 2 » proposée par la CRE), soit qu'elle réduirait ses ventes sur les marchés concurrentiels (« méthode 3 » proposée par la CRE). Le coût évité est alors égal au prix de marché, majoré ou minoré, le cas échéant, des frais de transit internationaux.

A tout moment, EDF a le choix (correspondant aujourd'hui à la pratique de tous les électriciens européens) entre décider de produire plus ou moins, et décider d'acheter plus ou moins sur les marchés. Ces décisions sont prises sur la base de critères d'optimisation économique. Il en résulte que les coûts marginaux variables de production d'EDF ne peuvent être, en théorie, supérieurs aux prix de marché.

Le parc d'EDF a, par ailleurs, la capacité de faire face à la demande qui lui est adressée, hors situation exceptionnelle. Le coût marginal de production d'EDF ne peut donc, sauf situation exceptionnelle, être inférieur de beaucoup au prix du marché (faute de quoi EDF aurait intérêt à produire plus). Toutefois, ceci n'est vrai que si des contraintes de réseaux ne rendent pas impossible l'accès aux marchés.

La méthode des prix de marché proposée par la CRE donne donc un niveau de coût évité supérieur, en théorie, à celle du parc de production d'EDF. En pratique, à condition de considérer un ou des marchés sur lesquels les contraintes de réseau sont peu fréquentes, les deux méthodes donnent des résultats peu éloignés.

### 1.1.3 Coût évité égal au coût de production d'un CCG

Cette méthode correspond à l'idée qu'EDF, en l'absence de l'obligation d'achat, aurait dû construire des moyens de production supplémentaires. Compte tenu de la structure actuelle du parc de production français et des coûts des différentes filières, il est logique de considérer qu'EDF aurait plutôt construit des CCG. Par ailleurs, les conditions d'achat de l'électricité produite par cogénération, dites « contrat 97-01 », avaient été historiquement déterminées à partir des coûts de production d'un CCG.

Il s'avère que ce mode de calcul ne reflète pas les coûts évités à EDF par l'obligation d'achat.

Tout d'abord, il est impossible de retenir simplement comme coût évité le coût complet de production d'un CCG (qui, par ailleurs, ne peut être estimé que de façon forfaitaire, donc contestable : environ 31 €/MWh en base et 43 €/MWh en semi-base avec les prix actuels du gaz). En effet, ce serait négliger les caractéristiques réelles de l'obligation d'achat : saisonnalité (répartition sur toute l'année, mais avec une proportion plus importante sur la période hivernale, du fait de la cogénération) et non garantie d'une partie de la production (par exemple hydro-électricité partiellement et éolien en totalité), qui n'évite donc aucun coût fixe à EDF.

Une méthode de calcul moins éloignée de la notion de coût évité serait la suivante :

- déterminer, pour chaque filière bénéficiant de l'obligation d'achat, la fraction de la production pouvant être considérée comme garantie ;
- considérer que cette puissance garantie évite à EDF les coûts fixes d'un CCG (annuité d'investissement plus charges fixes d'exploitation) ;
- ajouter, pour chaque kWh acheté, les coûts variables de production d'un CCG (coûts de combustibles plus charges variables d'exploitation), en tenant compte de la saisonnalité de l'obligation d'achat.

Cependant, pour les coûts variables, cette méthode n'a, en réalité, aucun rapport avec des coûts évités à EDF. A supposer qu'EDF ait construit des CCG si l'obligation d'achat n'avait pas existé, il n'y a aucune raison de considérer qu'elle les aurait fait fonctionner en permanence. EDF les aurait, au contraire, intégrés à la gestion optimale de son parc, chaque centrale étant appelée ou non en fonction de l'ordre de préséance économique, qui traduit le coût marginal à court terme. Le coût variable évité ne peut donc, en aucune façon, être égal au coût variable d'un CCG.

Cette méthode conduirait ainsi à surévaluer le coût évité à EDF. Pour éviter cette difficulté, il faudrait retenir les coûts fixes d'un CCG pour la puissance garantie, augmentée des coûts variables de production du parc de production d'EDF.

Il s'agit alors, exactement, de la « méthode 1 » proposée par la CRE dans sa consultation publique.

#### 1.1.4 Synthèse sur les éléments de choix de la méthode de calcul des coûts évités

Sous la seule condition qu'EDF se comporte comme un acteur économique rationnel, il apparaît que :

- les coûts de production d'une centrale à cycle combiné au gaz ne peuvent en aucune manière être considérés comme reflétant des coûts évités à EDF ;
- les coûts marginaux du parc de production d'EDF sont inférieurs ou égaux aux prix de marché en théorie. Ils ne peuvent s'en écarter beaucoup si l'on considère le marché dit de la plaque continentale, malgré des congestions occasionnelles à certaines frontières ;

- la prise en compte de coûts fixes évités ne change rien au calcul global des coûts évités, dans la mesure où ceux-ci s'accompagnent d'une diminution des coûts variables évités d'un montant au moins équivalent.

Il apparaît que les deux méthodes possibles donnent des résultats théoriques voisins, mais que la méthode des prix de marché possède des avantages pratiques incontestables, en matière notamment de simplicité et de transparence. Il existe aujourd'hui des indices fiables et convergents des prix des marchés de gros de l'électricité sur la plaque continentale, qui permettent un calcul des coûts évités précis et transparent. Au contraire, la méthode des coûts marginaux de production d'EDF nécessiterait de recourir à des données détaillées relatives au fonctionnement du parc de production d'EDF. Ces données, commercialement sensibles, ne pourraient être publiées, ce qui enlèverait toute transparence au calcul des coûts évités. En outre, elles seraient nécessairement fournies par EDF, et la question de leur validation se poserait.

Au vu de l'ensemble des éléments qui précèdent, la CRE est conduite à privilégier, pour le calcul des coûts évités, la méthode des prix de marché. Cette orientation devrait être revue s'il apparaissait des congestions régulières vers la France aux interconnexions.

#### 1.1.5. Conformité avec les textes

Plusieurs réponses à la consultation publique de la CRE indiquent que la méthode de calcul des coûts évités par les prix de marché est contraire au texte de la loi, qui parle de « coûts d'investissement et d'exploitation évités ». Selon ces contributions, un prix ne peut en aucune manière être assimilé à un coût, et cette méthode doit donc être exclue.

Il convient tout d'abord de rappeler que le décret du 6 décembre 2001 fait explicitement référence aux conditions de marché : les coûts évités à EDF doivent être calculés « ... *dans le contexte du parc de production national et du marché* ».

Mais surtout, il existe une équivalence de principe entre les notions de prix et de coût, qui correspond au choix, qui se présente régulièrement à tout acteur économique, entre faire et faire faire. Ainsi, EDF a, à tout moment, le choix entre produire (faire), et acheter sur le marché (faire faire). S'il choisit de faire, il supporte un coût interne de production, s'il choisit de faire faire, il supporte un coût d'achat, qui est égal au prix du marché. Dans les deux cas, il supporte un coût pour avoir la disposition des quantités d'électricité nécessaires pour satisfaire la demande qui lui est adressée.

Il n'existe donc aucune incompatibilité de principe entre les notions de prix et de coût, et la loi ne fait pas obstacle à ce qu'un prix de marché soit utilisé pour calculer le coût évité.

#### 1.1.6 Modalités pratiques de mise en œuvre

##### a) *Choix des marchés et des indices de référence*

La référence qui s'impose, pour le coût évité à EDF par l'obligation d'achat, est le marché dit de la « plaque continentale », qui comprend la France, l'Allemagne, la Suisse et l'Autriche. Toutes les observations montrent que les prix de gros de l'électricité dans ces pays sont très homogènes.

Il existe, sur le marché de la plaque continentale, de nombreuses références de prix de l'électricité qui peuvent être classées en deux catégories :

- les prix sur les marchés organisés, ou bourses de l'électricité ;
- les indices agrégés, qui reflètent le niveau des transactions bilatérales.

La représentativité et le poids à accorder à ces différents indices de prix peuvent évoluer. La CRE considère qu'il serait prématuré de définir dès aujourd'hui les indices qu'elle utilisera en 2003 pour le calcul définitif des coûts évités. En tout état de cause, toutes les références donnent actuellement des niveaux de prix voisins et le choix définitif des indices ne pourra avoir qu'un impact faible sur le niveau des coûts évités.

#### *b) Prise en compte des frais de transit internationaux*

Suivant l'hypothèse de comportement d'EDF en l'absence d'obligation d'achat que l'on privilégie, la prise en compte des frais de transit aux frontières est différente :

- si l'on considère qu'EDF aurait augmenté ses achats en provenance de l'étranger, le coût évité doit être égal au prix de marché majoré des frais de transit ;
- si l'on considère qu'EDF aurait réduit ses ventes vers l'étranger, le coût évité doit être égal au prix de marché minoré des frais de transit ;
- si l'on considère qu'EDF aurait augmenté ses achats ou réduit ses ventes en France, le coût évité doit être simplement égal au prix de marché .

Considérant :

- qu'EDF est structurellement exportateur ;
- qu'en conséquence, il serait logique de considérer qu'EDF, plutôt que d'augmenter ses importations (ce qui lui ferait payer doublement les frais de transit), aurait réduit ses exportations ;

mais

- que les coûts de transit sont faibles ;
- qu'il est nécessaire que le calcul des coûts évités demeure simple et transparent ;
- qu'en outre, il existe un marché de gros français sur lequel EDF opère et qui se développe rapidement ;

la CRE n'envisage pas de tenir compte des frais de transit internationaux, ni dans un sens, ni dans l'autre.

#### *c) Calcul a posteriori ou a priori*

Le calcul des coûts évités par la méthode des prix de marché a l'avantage de simplifier la phase de prévision des charges de service public pour l'année à venir. Il suffit de prendre pour référence les prix de marché pour des livraisons à terme sur l'année considérée (c'est ainsi que la CRE a procédé pour la prévision de charges de l'année 2002).

La question se pose alors de savoir quelle référence de prix de marché retenir pour le calcul définitif de charges, qui intervient a posteriori.

Il est envisageable de conserver la référence utilisée pour le calcul prévisionnel, c'est-à-dire le prix de l'électricité sur l'année tel qu'il était à la fin de l'année précédente. Une telle méthode aurait l'avantage de réduire l'incertitude sur le montant final des charges, puisque la référence de coût évité serait inchangée par rapport à la prévision.

Mais il ne serait alors pas tenu compte des fluctuations réelles du prix de l'électricité tout au long de l'année considérée. Or, celui-ci peut s'écarter fortement, à la hausse comme à la baisse, de la prévision. Il semble nécessaire de tenir compte de ces fluctuations, qui reflètent la véritable valeur de l'électricité achetée pour EDF, tout au long de l'année considérée.

En conséquence, la CRE préférera sans doute utiliser, pour le calcul définitif des coûts évités de l'année 2002, la chronique quotidienne des prix de l'électricité constatés. Celle-ci pouvant s'écarter de la prévision, l'écart entre le calcul définitif et le calcul prévisionnel des charges pourra être important, dans un sens comme dans l'autre, mais cet écart ne fera que refléter la véritable valeur qu'aura eue l'électricité achetée pour EDF, en fonction des conditions de marché (et donc aussi du fonctionnement de son parc de production) rencontrées tout au long de l'année.

*d) Pas de temps utilisé pour le calcul du coût évité*

Comme cela a été indiqué dans la consultation publique de la CRE sur le calcul des coûts évités, les quantités achetées sous obligation d'achat et les prix de marché sont fortement corrélées suivant la période de l'année (environ les deux tiers de l'obligation d'achat sont concentrés sur les mois de novembre à mars, période où les prix de marché sont généralement plus élevés). Il n'est donc pas possible de faire un simple calcul annuel pour calculer le coût évité, c'est-à-dire d'appliquer simplement le prix de marché moyen annuel à l'ensemble des quantités achetées.

Dans l'absolu, le calcul devrait être horaire : les quantités achetées seraient sommées heure par heure, et on appliquerait le prix du marché pour chaque heure de l'année.

En pratique, il n'est pas possible de procéder ainsi, car la majorité des installations bénéficiant de l'obligation d'achat ne sont pas équipées de compteurs à courbe de charge, du fait de leur coût trop élevé pour de petites installations (environ 900 installations sur 2300 sont équipées).

La CRE envisage donc de procéder pour 2002 à un calcul mensuel, c'est-à-dire de calculer des prix de marché moyens mensuels, en faisant la moyenne des prix quotidiens décrits au point c), et d'appliquer ces prix mensuels aux quantités achetées chaque mois. Ce mode de calcul est à la fois simple et efficace. En effet, les facturations émises par les producteurs sont mensuelles, donc l'information sur les quantités mensuelles achetées est aisément disponible. En outre, du fait des caractéristiques des contrats d'achat (en particulier cogénération et UIOM), il ne semble pas exister de corrélation forte entre les prix et les quantités achetées sur des périodes plus courtes que le mois.

Toutefois, la CRE n'exclut pas d'utiliser un pas de temps inférieur, quotidien ou horaire, en introduisant les simplifications rendues nécessaires par l'absence de certaines données. Compte-tenu de sa complexité et des risques supplémentaires d'erreurs dus à l'utilisation de coefficients arbitraires, ce mode de calcul ne serait retenu que s'il révélait une différence importante avec le calcul mensuel.

*e) Prise en compte du caractère non prévisible d'une partie de la production issue de l'obligation d'achat*

Une partie importante de la production issue de l'obligation d'achat a un caractère imprévisible. Prendre comme référence le prix du marché conduit à survaloriser cette production non prévisible, puisqu'il est manifeste, qu'en raison même de son caractère aléatoire, EDF ne pourrait pas la vendre à ce prix.

Pour obtenir la véritable valeur de la production non prévisible, il conviendrait, en théorie, de soustraire du prix de marché, le coût des écarts supportés par EDF du fait de l'imprévisibilité d'une partie de l'obligation d'achat.

La procédure la plus adéquate pour calculer le coût des écarts consisterait à créer un périmètre d'équilibre composé uniquement de la production issue de l'obligation d'achat, et à confier à un « intégrateur » la responsabilité de gérer ce périmètre d'équilibre, c'est-à-dire de déclarer à RTE la prévision quotidienne de production, et de payer le coût dû aux écarts entre la prévision et la réalisation. L'intégrateur aurait pour mission de minimiser le coût des écarts, c'est-à-dire en pratique de mettre en œuvre les meilleures techniques disponibles de prévision.

Il est important de noter que cette procédure (prix du marché moins coût des écarts entre prévision et réalisation) conduit, sur le plan théorique, à la détermination exacte de la valeur de la production issue de l'obligation d'achat.

En pratique cependant, elle paraît impossible à mettre en œuvre à court terme, pour plusieurs raisons :

- EDF ne dispose pas, à l'heure actuelle, du système d'information permettant de calculer la production agrégée issue de l'obligation d'achat, demi-heure par demi-heure ;
- il faudrait déterminer comment et par qui est fait le choix de l'intégrateur (qui ne saurait être EDF), et comment l'intégrateur est incité à réduire au maximum le coût des écarts ;
- il faudrait également évaluer si le coût de mise en œuvre de cette procédure est en rapport avec le gain attendu, et décider qui paye ce coût.

Par ailleurs, le coût des écarts dus à l'obligation d'achat est, dans les circonstances actuelles, relativement faible pour EDF. En effet :

- la majeure partie de l'obligation d'achat est constituée aujourd'hui par la cogénération, filière à la production prévisible, alors que les éoliennes représentent aujourd'hui une production très faible comparativement ;
- le regroupement de l'ensemble de l'obligation d'achat dans un seul périmètre d'équilibre permet un effet de foisonnement, qui réduit le coût des écarts ramené au kWh (ce serait moins vrai s'il était décidé de constituer un périmètre d'équilibre par filière, de façon à faire apparaître le coût de chaque filière de production bénéficiant de l'obligation d'achat) ;

- l'obligation d'achat est, en outre, intégrée au périmètre d'équilibre d'EDF, elle foisonne donc avec l'ensemble des écarts de ce périmètre, ce qui réduit encore le coût unitaire pour EDF.

En outre, la possibilité, qui devrait se développer, pour les responsables d'équilibre de faire des redéclarations infrajournalières, permettra d'utiliser des prévisions de meilleure qualité, et donc réduira le coût des écarts pour EDF.

Au vu de l'ensemble de ces considérations, la CRE n'envisage pas, pour l'année 2002, de prendre en compte, dans le calcul des coûts évités, la décote due à la production non prévisible.

#### *f) Installations dispatchables*

Le recours à des prix de marché n'est pas possible pour ces installations dont la vocation est de participer à l'ajustement de très court terme de l'équilibre entre production et consommation. En l'absence de mécanisme d'ajustement, il n'existe à ce jour aucune référence, contractuelle ou de marché, permettant de valoriser la production de ces installations.

Dans ces conditions, la CRE devrait maintenir, pour le calcul définitif des charges, le raisonnement déjà tenu pour le calcul prévisionnel :

- les coûts variables de ces installations n'entraînent aucun surcoût pour EDF, qui ne les appelle qu'en cas de besoin ;
- en l'absence de preuve formelle du contraire, ces installations sont considérées comme étant utiles à EDF ;
- le surcoût supporté par EDF est égal à la différence entre la prime fixe payée par EDF aux producteurs, et le coût fixe annuel d'une installation présentant les mêmes caractéristiques.

#### 1.1.7 Cas des distributeurs non nationalisés

Le décret du 6 décembre 2001 décrit précisément la référence à retenir pour le calcul des charges à compenser dans le cas des DNN : « le coût qui résulterait de l'achat de la même quantité d'électricité au tarif de cession appliqué à ce distributeur ... ».

Le principe du calcul sera simple lorsque les tarifs de cession aux DNN mentionnés à l'article 4 de la loi du 10 février 2000 auront été publiés. Le coût évité sera égal à la différence entre le prix d'achat à EDF constaté dans la comptabilité du DNN, et ce qu'aurait été ce prix d'achat en l'absence d'obligation d'achat.

Dans la situation transitoire où les tarifs de cession ne sont pas publiés, il conviendra de déduire du coût évité calculé par application du prix de vente intégré actuel d'EDF, l'éventuelle économie sur la part réseau de ce prix de vente, qui n'a pas vocation à être prise en compte par le FSPPE.

## **1.2 Prix d'acquisition de l'électricité bénéficiant de l'obligation d'achat**

Les prix d'acquisition payés par les acheteurs (EDF et certains DNN) sont, en théorie, simples à établir. Ils constituent l'un des éléments de la comptabilité appropriée que les opérateurs concernés devront tenir, et qui fera l'objet d'une communication de la CRE.

Cependant, les contrats des obligations d'achat comprennent des éléments de rémunération variables : prime à l'efficacité énergétique, rémunération variable liée à la régularité de la production ou à la disponibilité de l'installation, etc ... Il appartient à l'acheteur de contrôler les caractéristiques de la production des installations sous contrat, et de vérifier la conformité des factures des producteurs à ces caractéristiques.

Dès lors que la loi prévoit que les acheteurs sont remboursés intégralement des surcoûts qu'ils supportent, il est important de s'assurer que les acheteurs exercent rigoureusement ces contrôles. Cela est encore plus vrai dans le cas où l'acheteur est propriétaire ou actionnaire du producteur (c'est le cas d'EDF, qui est actionnaire de producteurs éoliens ou cogénérateurs, et, à une moindre échelle, de certains DNN).

Pour autant, il ne semble pas possible (ni même souhaitable) d'interdire tout lien entre acheteurs et producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat. Dans ces conditions, la CRE sera vigilante quand au respect par les acheteurs de leurs obligations : contrôles réguliers des installations des producteurs, conformité des factures avec les caractéristiques effectives de la production achetée.

## **2. Surcoûts de production dans les zones non interconnectées (Corse et départements d'outre-mer)**

Ces surcoûts sont égaux à la différence entre le coût de production dans ces zones, « *compte tenu des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones* », et la part relative à la production dans le tarif de vente aux clients non éligibles (article 5 de la loi du 10 février 2000 et article 6 du décret du 6 décembre 2001).

La CRE doit donc déterminer ces deux valeurs, d'abord sous forme d'évaluation prévisionnelle, puis de manière définitive.

### **2.1 Calcul des coûts de production dans les zones non interconnectées**

Les termes de la loi du 10 février 2000 et du décret du 6 décembre 2001 impliquent que seuls doivent être compensés les surcoûts liés aux particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones. Il est donc de la responsabilité de la CRE de s'assurer que les surcoûts de production, même s'ils sont constatés rigoureusement par le biais de la comptabilité appropriée, sont bien liés aux particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones.

En conséquence, la CRE va engager une analyse comparative des coûts de production électrique des zones insulaires étrangères aux caractéristiques voisines, sur les plans économique et électrique, de celles des zones non interconnectées (ZNI) françaises. Ces travaux devront en particulier permettre à la CRE d'être en mesure de porter une appréciation sur :

- les coûts d'exploitation des unités de production électrique actuellement en service en Corse et dans les DOM ;

- la bonne gestion des réseaux ou des systèmes électriques insulaires, qui doit se traduire, entre autres, par la minimisation des pertes et l'usage optimal du parc de centrales existant ;
- le niveau des coûts d'investissement dans les futurs moyens de production, en fonction des besoins à satisfaire et de l'usage attendu.

En ce qui concerne les coûts d'exploitation, la CRE se réserve la possibilité, lors du calcul définitif des charges du service public, de ne pas les retenir en totalité, s'il s'avérait qu'une partie d'entre eux étaient imputables à une mauvaise gestion de la part d'EDF, qu'il s'agisse du parc de production, des réseaux ou du système électrique insulaire.

En ce qui concerne les coûts liés aux investissements (amortissements et charges financières), il convient de distinguer deux cas :

- les investissements anciens, qui se traduisent aujourd'hui par des coûts qu'EDF ne peut que constater dans ses comptes, sans pouvoir les réduire. La CRE considère qu'il serait illogique de refuser de compenser ces coûts. Il paraît en effet tout à fait impossible d'établir avec certitude, a posteriori, que des décisions passées d'investissement, prises dans un contexte tout à fait différent, étaient ou n'étaient pas économiquement optimales ;
- les investissements à venir, pour lesquels il semble au contraire légitime que ne soient pas compensés les surcoûts qui résulteraient, le cas échéant, de mauvaises décisions d'investissement.

En conséquence, EDF (ainsi que tout autre producteur concerné si le cas se présente) sera invitée à transmettre à la CRE les dossiers justificatifs de tout nouvel investissement de production à réaliser, comprenant au minimum les éléments détaillés suivants :

- besoin que le futur moyen de production est destiné à satisfaire ;
- coûts d'investissement et d'exploitation prévus du projet ;
- comparaison avec les autres solutions envisageables pour répondre au besoin.

## **2.2 Calcul de la part production dans le tarif de vente aux non éligibles**

Cette part production sera très facile à établir lorsque les deux tarifs prévus par la loi du 10 février 2000 seront entrés en vigueur : tarif de vente aux clients non éligibles et tarif d'utilisation des réseaux. La part production se calculera par simple différence entre ces deux tarifs, appliqués à la clientèle non éligible d'EDF dans les ZNI.

Fait à Paris, le 16 mai 2002

Le Président

Jean SYROTA