

Synthèse de la consultation publique sur les méthodes de calcul des coûts évités

1. Introduction et rappels

La CRE a lancé le 22 octobre 2001 une consultation publique portant sur les méthodes de calcul des coûts évités, servant à déterminer le montant des charges du service public de la production d'électricité.

Les principales questions soumises à consultation publique portaient sur :

- le positionnement général des acteurs par rapport aux deux types de méthodes de calcul proposés par la CRE ;
- les modalités concrètes de mise en œuvre de chaque type de méthode ;
- les méthodes alternatives envisageables ;
- le cas des distributeurs non nationalisés.

Préalablement à la présentation détaillée des réponses reçues, plusieurs remarques à caractère général doivent être formulées :

1. La parution du décret relatif au FSPPE depuis le lancement de la consultation

Le décret du 6 décembre 2001 relatif au fonds du service public de la production d'électricité (FSPPE) définit les modalités de fonctionnement du mécanisme de compensation des charges du service public de la production d'électricité prévu à l'article 5 de la loi du 10 février 2000.

Ce décret, paru après le lancement de la consultation publique sur le calcul des coûts évités, apporte des précisions sur certains sujets évoqués dans les réponses à la consultation :

- les surcoûts supportés par EDF doivent être calculés par référence aux « *coûts d'exploitation et d'investissement évités à EDF pour le mode de fonctionnement considéré, dans le contexte du parc de production national et du marché* » ;
- les surcoûts supportés par les distributeurs non nationalisés (DNN) sont calculés par référence au coût « *qui résulterait de l'achat de la même quantité d'électricité au tarif de cession appliqué à ce distributeur ...* » ;
- si des droits attachés à la nature particulière de l'électricité achetée doivent être valorisés par les acheteurs (par exemple dans le cadre d'un marché de certificats verts), cette valorisation doit être déduite des charges à compenser.

2. Les limites posées par le cadre législatif et réglementaire en vigueur

Certains acteurs proposent des méthodes de calcul des coûts évités, voire des méthodes de soutien aux énergies renouvelables, qui nécessiteraient des modifications importantes de l'actuel cadre législatif et réglementaire. Quel que soit l'intérêt de ces propositions, elle sortent du cadre de la consultation publique et de la liberté de choix de la CRE, et ne peuvent être prises en considération par la CRE. Il en est ainsi, par exemple, de propositions visant à vendre aux enchères les contrats d'achat d'EDF ou des DNN, à remplacer l'obligation d'achat par un mécanisme de certificats verts, à ne pas compenser les contrats antérieurs à la loi du 10 février 2000 ...

La priorité sera donnée, dans la présente synthèse, aux propositions susceptibles de faire l'objet d'une application directe, parce que compatibles avec le cadre législatif et réglementaire actuel.

3. La notion même de coût évité

Un certain nombre d'acteurs proposent d'intégrer, dans le calcul des coûts évités, les externalités que l'électricité achetée permet d'éviter. Il s'agit là d'une erreur de compréhension de la loi et de la réglementation, qui prévoient d'une part que les tarifs d'achat sont égaux à la somme des coûts évités et d'externalités évitées, et d'autre part que la compensation se fait par rapport aux seuls coûts évités. Le principe même du fonds de compensation est bien que l'intégralité des surcoûts, y compris ceux qui pourraient être rattachés à des externalités évitées, doit être supportée, non par EDF seul, mais par l'ensemble des acteurs du marché de l'électricité : « *les charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité sont intégralement compensés* » (article 5 de la loi du 10 février 2000).

En conséquence, seules des charges qui auraient effectivement pesé sur EDF en l'absence d'obligation d'achat doivent être intégrées dans le calcul des coûts évités.

4. La non prise en compte des coûts évités de réseau

Certains acteurs souhaitent que soient prises en compte, dans le calcul des coûts évités, les économies de réseau que pourrait entraîner la production issue de l'obligation d'achat, particulièrement dans le cas des installations situées à proximité immédiate de grands centres de consommation.

Il est exact que la loi et le décret, qui mentionnent « les coûts d'investissement et d'exploitation évités » n'excluent pas explicitement les coûts évités de réseau.

Cependant, l'article 5 de la loi du 10 février 2000 indique que la compensation porte sur les « missions de service public assignées aux producteurs d'électricité ». C'est donc, au sens de la séparation comptable, l'entité EDF-Production qui doit être intégralement compensée des surcoûts qu'elle supporte du fait de l'obligation d'achat. Or, il est bien évident que ce sont, au sein d'EDF, les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution (au sens de la séparation comptable), et non EDF-Production, qui bénéficient des éventuelles économies de réseau.

Si des économies de réseau étaient intégrées dans les coûts évités, les montants correspondants devraient être reversés par RTE et EDF-Distribution à EDF-Production, et ne manqueraient pas d'être répercutés sur les tarifs d'utilisation des réseaux. Toute baisse du FSPPE serait immédiatement compensée par une hausse exactement identique des tarifs d'utilisation des réseaux.

A l'inverse, si l'on ne prend pas en compte dans le FSPPE les éventuelles économies de réseau, celles-ci se traduisent par des économies constatées par les gestionnaires de réseaux publics, qui sont répercutées sur les tarifs d'acheminement de l'électricité puisque ces tarifs sont proposés par la CRE, qui veille à équilibrer les charges des opérateurs de réseau.

Par ailleurs, tout calcul d'économie de réseau ne peut être qu'extrêmement complexe et sujet à controverse, d'autant plus que les projets générant des surcoûts de réseau, et non pas des économies, devraient aussi être pris en compte.

Au total, la CRE estime que les principes de séparation comptable imposent de limiter strictement le périmètre du FSPPE aux flux financiers touchant directement l'activité de production (au sens de la séparation comptable) d'EDF. Elle souligne que ce choix n'a aucune conséquence sur le niveau des prix de l'électricité en France

2. Positionnement des acteurs par rapport aux deux types de méthodes proposées par la CRE

Il convient tout d'abord de noter que les acteurs sont globalement en accord avec la définition des critères que doit respecter la méthode de calcul : transparence, simplicité et continuité. Le critère de transparence est jugé particulièrement important, la plupart des contributions soulignant la nécessité d'utiliser, pour le calcul des coûts évités, des données fiables et vérifiables.

Question 1 : *La méthode 1 décrite ci-dessus donne-t-elle un juste reflet des coûts de production évités à EDF ? Répond-elle aux critères de simplicité, de transparence et de continuité que l'on peut attendre de la méthode de calcul des coûts évités ?*

Question 4 : *Les méthodes 2 et 3 donnent-elles un juste reflet des coûts de production évités à EDF ? Répondent-elles aux critères de simplicité, de transparence et de continuité que l'on peut attendre de la méthode de calcul des coûts évités ?*

Les acteurs sont relativement partagés sur le type de méthodes de calcul. Parmi ceux qui se prononcent clairement en faveur de l'une ou de l'autre :

- sont en faveur d'une méthode de calcul reposant sur les conditions de fonctionnement du parc de production d'EDF (méthode 1 dans le document de consultation de la CRE) : tous les acteurs bénéficiant des obligations d'achat (filiales renouvelables et cogénération) ainsi qu'une partie des représentants de consommateurs d'électricité.

Pour la plupart de ces acteurs, les méthodes de prix de marché ne sont pas conformes au texte de la loi qui parle des « *coûts d'investissement et d'exploitation évités à EDF* ». Par ailleurs, les indices de prix de marché, calculés le plus souvent à partir de contrats bilatéraux, sont jugés peu fiables. Enfin, certains acteurs considèrent que le service public français de l'électricité n'a pas à dépendre, pour son financement, des fluctuations aléatoires des prix sur les marchés étrangers.

- sont en faveur d'une méthode reposant sur des prix de marché (méthodes 2 et 3 dans le document de consultation de la CRE) : tous les producteurs et fournisseurs présents sur les marchés de l'électricité ayant répondu, ainsi qu'une partie des représentants de consommateurs d'électricité. Ces acteurs considèrent que les méthodes de prix de marché sont les seules à répondre aux critères de transparence et de simplicité énoncés par la CRE, et que des indicateurs de marchés de gros suffisamment fiables existent aujourd'hui. La méthode 1, au contraire, nécessite de recourir à des données relatives au fonctionnement du parc de production d'EDF, commercialement sensibles. Ces données ne pourront pas être publiées, ce qui enlèvera toute transparence aux calculs de la CRE, celle-ci dépendant, en outre, totalement d'EDF pour la fourniture de ces données.

Par ailleurs, plusieurs acteurs font remarquer qu'EDF, en tant qu'agent économique rationnel, arbitre en permanence, de la façon la moins coûteuse, entre utiliser ses moyens de production existants, et acheter ou vendre plus ou moins sur les marchés. Dans ces conditions, les prix de marché sont un bon reflet des coûts d'EDF.

Enfin, une réponse considère que le secteur européen de l'électricité évoluera progressivement vers une structure d'oligopole, avec des prix de marché supérieurs, à moyen terme, aux coûts marginaux. Dans ces conditions, la méthode 1 reviendrait à faire bénéficier EDF d'une rente d'oligopole.

3. Modalités de mise en œuvre de chaque type de méthode

Sur la méthode 1 :

Question 2 : Concernant les coûts variables évités :

- *Le calcul mensuel envisagé correspond-il bien aux caractéristiques horo-saisonnnières de l'obligation d'achat ?*
- *Est-il possible d'expertiser de manière fiable et transparente des notions telles que le coût variable moyen des centrales d'EDF, le taux de marginalité du parc d'EDF, la marge disponible ?*

Les avis sont partagés quant au pas de temps le plus adéquat. Certains acteurs jugent indispensable de recourir à un pas de temps horaire ou demi-horaire, essentiellement par souci d'exactitude des calculs. Une contribution indique, sans fournir de justification, qu'un pas de temps mensuel diminuerait systématiquement le coût évité.

Inversement, d'autres acteurs, surtout parmi les producteurs ou fournisseurs, jugent que les avantages de la simplification introduite par l'usage d'un pas de temps mensuel l'emportent largement sur le risque d'imprécision du calcul, considéré comme mineur, pour autant qu'aucun biais systématique ne soit introduit.

Les acteurs répondant sur le second point, particulièrement les producteurs et fournisseurs, soulignent que des données telles que le coût variable moyen des centrales d'EDF, le taux de marginalité du parc d'EDF, la marge disponible, doivent être considérées comme confidentielles, pour tout producteur intervenant sur les marchés. Elles ne pourront donc être divulguées par la CRE, ce qui rendrait non transparente toute méthode de calcul des coûts évités recourant à ces données. En outre, ces mêmes acteurs doutent de la possibilité réelle pour la CRE, compte-tenu de la situation d'asymétrie d'information forte, d'expertiser de manière fiable les données qui pourraient être fournies par EDF.

Question 3 : Concernant les coûts fixes évités :

- *Comment déterminer, pour chaque filière bénéficiant de l'obligation d'achat, la part de puissance garantie ?*
- *A quelle date apparaissent les besoins de renouvellement ou de développement du parc d'EDF, en base et en semi-base ?*
- *Quels sont les coûts fixes d'un moyen de production en base, en semi-base ?*

Sur le premier point, la majorité des acteurs se prononçant en faveur de la méthode 1 juge nécessaire d'intégrer au calcul des coûts évités, suivant cette méthode, une part de puissance garantie, mais aucune contribution ne propose de valeur chiffrée pour les coefficients de puissance garantie.

Plusieurs acteurs insistent sur la prise en compte nécessaire du foisonnement entre les différentes centrales, qui permet d'obtenir un certain niveau de puissance garantie, même pour les filières pour lesquelles la production individuelle de chaque centrale ne peut être garantie.

Une contribution propose de s'appuyer, pour la petite hydraulique, sur les données historiques de production, compte tenu du recul existant pour cette filière.

Une autre contribution souligne l'importance d'une définition précise de la disponibilité des moyens classiques de production, qui n'est pas égale à 100%.

A l'inverse, un acteur juge que la part garantie de l'obligation d'achat ne peut être que marginale. Même dans le cas des filières dont la production peut être garantie techniquement (cogénération), EDF n'a pas de réelle garantie juridique ou contractuelle, les producteurs pouvant s'arrêter à tout moment, quelle qu'en soit la raison. EDF, sur qui repose la responsabilité de satisfaire la demande nationale, ne peut compter sur cette production et doit donc conserver en réserve des moyens supplémentaires.

Sur le deuxième point, les avis semblent partagés. Une première catégorie d'acteurs considère qu'en absence de cogénération, il aurait d'ores et déjà fallu construire un certain nombre de moyens de semi-base, et qu'en conséquence la cogénération évite dès aujourd'hui en totalité les coûts fixes d'un moyen de semi-base à EDF.

Selon d'autres acteurs, EDF est en situation durable de suréquipement, et aucun coût fixe ne doit être pris en compte dans le coût évité, les moyens de production d'EDF étant en outre déjà amortis.

Sur le troisième point, la seule contribution abordant directement ce point indique que la cogénération évite des coûts fixes de moyens de semi-base, qui doivent être calculés avec un taux d'actualisation supérieur à 11%, et non pas 8% comme dans le contrat 97-01.

Sur les méthodes 2 et 3 :

Question 5 : *Comment déterminer les prix de marché sur la plaque continentale ? Les niveaux de prix observés sur les marchés organisés existants sont-ils représentatifs des prix de marché ? Le seront-ils dans un proche avenir ? Pour le calcul des coûts évités, faut-il retenir un des indices agrégés existants (par exemple Platt's), ou faut-il construire un indice spécifique ? Dans ce dernier cas, quel poids accorder à chaque marché concerné ?*

La majorité des contributions traitant de cette question sont favorables à l'utilisation d'un indice de type « Platt's France » ou « Platt's continental », jusqu'à ce que les marchés organisés soient suffisamment mûrs. Un acteur souligne que le prix sur le marché allemand peut être utilisé sans difficulté, car aucune congestion ne sépare le système allemand du nôtre.

Un acteur se prononce, lui, en faveur d'un calcul sur la base d'une moyenne mensuelle des prix de marché horaires constatés sur les grandes bourses de la plaque continentale (Leipzig, Francfort, Paris) pondérés par les volumes des transactions réalisées sur chacune des bourses.

Un autre opérateur propose, compte tenu de la liquidité encore limitée des marchés et du volume de l'obligation d'achat (environ 3% de la consommation française), d'utiliser une pondération incluant tous les marchés sur lesquels EDF exporte.

Question 6 : *Faut-il utiliser les prix de marché ex ante (prix constatés sur les marchés à terme), ou les prix de marché ex post (prix constatés a posteriori sur les marchés spot) ?*

La majorité des acteurs expriment leur préférence pour les prix ex-post, c'est-à-dire pour la prise en compte a posteriori de la chronique quotidienne des prix dits « spot » (il s'agit en fait des prix déterminés la veille pour une fourniture le lendemain). Les principaux arguments avancés sont que la liquidité des marchés à plus long terme est insuffisante et que les prix des contrats à long terme sont plus facilement manipulables.

Un acteur est, lui, favorable aux prix ex-ante, car la référence aux contrats à terme reflète mieux, selon lui, le comportement réel des acteurs, dont la majeure partie des échanges se fait sur des contrats de longue durée, seul le complément étant échangé sur les marchés spot.

Question 7 : *Le calcul mensuel envisagé correspond-il bien aux caractéristiques horo-saisonnères de l'obligation d'achat ?*

Cf réponse au premier point de la question 2.

Question 8 : *Est-il nécessaire d'intégrer dans le calcul les frais d'interconnexion que supporterait EDF, à l'import ou à l'export ? Si oui, comment les quantifier ?*

Le seul acteur répondant sur ce point est favorable à l'ajout des frais d'interconnexion, car, selon lui, le texte de la loi exclut l'hypothèse de la réduction de ses ventes par EDF.

Question 9 : *Peut-on au contraire identifier le coût évité au seul prix de marché sur la plaque continentale, considérant, par exemple, qu'EDF réduirait ses ventes sur le marché français, ou achèterait sur la plaque continentale pour y revendre sans supporter de frais de transport ? Si oui, les prix ressortant de la mise aux enchères par EDF de capacités virtuelles peuvent-ils être assimilés à des coûts évités pour les obligations d'achat ? Même question pour les produits représentatifs des contrats d'achats de cogénération (PPA).*

La majeure partie des contributions est défavorable à l'utilisation des prix des enchères EDF pour le calcul des coûts évités, considérant qu'il s'agit de produits très spécifiques vendus à un instant précis du passé, un acteur jugeant même que ces enchères ne sont pas suffisamment transparentes et équitables.

Deux contributions sont favorables à l'utilisation du résultat de ces enchères comme référence de coûts évités, l'une d'entre elles étant plus particulièrement favorable à une référence aux enchères PPA pour la cogénération, qui représente la plus grande partie des obligations d'achat.

Question 10 : *Faut-il prendre en compte le caractère aléatoire de certaines filières bénéficiant de l'obligation d'achat (éolien par exemple) ? Si oui, peut-on envisager d'appliquer pour ces filières une décote par rapport aux prix de marché, et quelle devrait être cette décote pour chacune des filières ?*

La totalité des contributions répondant sur ce point est en faveur du principe d'une décote pour les filières dont la production ne peut être correctement prévue. Les avis sont partagés en

ce qui concerne les modalités de prise en compte du foisonnement de la production pour le calcul de la décote :

- certains souhaitent qu'il soit tenu compte du foisonnement des écarts sur l'ensemble du parc EDF ;
- d'autres préconisent un calcul unique de la décote toutes filières confondues ;
- d'autres enfin souhaitent qu'une distinction soit faite entre les filières, particulièrement cogénération et éolienne.

Une contribution propose une méthode complète de calcul de la décote : la valeur de la production des filières non prévisibles serait égale au prix du marché, minoré du coût des écarts supporté par l'acheteur du fait des erreurs de prévision. Un périmètre d'équilibre distinct regroupant la production issue de l'obligation d'achat serait créé, et un « intégrateur » aurait pour mission de gérer ce périmètre d'équilibre au mieux en minimisant les erreurs de prévision.

Sur les contrats de type appel modulable

Question 11 : *Un calcul des coûts évités spécifique pour les centrales dispatchables est-il nécessaire ? La méthode décrite ci-dessus est-elle appropriée ? Quel est aujourd'hui sur le marché le niveau des coûts fixes annuels pour une centrale de pointe ?*

Les acteurs ayant répondu à cette question estiment que les centrales dispatchables nécessitent un traitement spécifique pour le calcul des coûts évités.

L'un d'entre eux considère que les centrales dispatchables sont équivalentes, du point de vue des caractéristiques de fourniture, à des TAC. En l'absence de référence de marché, il indique que la méthode proposée par la CRE peut être utilisée transitoirement, mais qu'elle ne devrait s'appliquer qu'à partir du moment où des besoins de moyens de pointe auraient été nécessaires en l'absence de ces centrales dispatchables.

Un autre acteur pense que les centrales dispatchables doivent être considérés comme des moyens participant à la réserve de puissance dite tertiaire rapide. Il souhaite que les surcoûts supportés par EDF soient correctement compensés, faute de quoi, ces surcoûts seront répercutés sur RTE dans le cadre du futur mécanisme d'ajustement, et finalement sur les responsables d'équilibre par le biais du règlement des écarts.

Sur les coûts évités aux distributeurs non nationalisés

Question 12 : *La méthode décrite ci-dessus pour le calcul des coûts évités aux DNN est-elle appropriée ?*

Certains acteurs approuvent la méthode proposée, notant qu'on ne peut pas appliquer une méthode de prix de marché aux DNN, puisque ceux-ci ne sont pas éligibles aujourd'hui, sauf pour fournir leurs clients éligibles.

D'autres regrettent que la proposition de la CRE présente une dissymétrie par rapport à EDF, qui « bénéficie » d'un prix de marché, plus favorable, dans les conditions actuelles, que le tarif de cession aux DNN.

Par ailleurs, certains acteurs indiquent que des charges ou risques supplémentaires pèseront sur les DNN du fait de l'obligation d'achat :

- coût des dépassement de puissance en cas d'arrêt des producteurs ;
- coûts de gestion divers ;
- frais financiers ;
- coûts éventuels de renforcement de réseau.

Enfin, plusieurs contributions évoquent une situation où les quantités achetées par un DNN excèderaient la demande qui lui est adressée par ses clients. Se poserait alors le problème du refoulement du surplus, non prévu par la loi. Ces mêmes contributions soulignent que les coûts de renforcement de réseau que les DNN supporteront devraient être intégrés dans la rémunération de l'utilisation des réseaux élaborée par la CRE.

Question générale

Question 13 : *Les méthodes décrites dans ce document sont, pour la CRE, les plus opérationnelles, dans l'état actuel de ses réflexions. Ceci ne signifie pas que la méthode finalement retenue sera nécessairement l'une des trois exposées ci-dessus. Préférez-vous que la CRE prenne en considération une autre méthode ? La CRE vous serait alors reconnaissante d'apporter toute justification au regard des termes de la loi du 10 février 2000 et des critères d'appréciation décrits au paragraphe 2.*

Plusieurs acteurs font remarquer qu'il faut prendre en compte, dans le calcul des charges à compenser, d'éventuels revenus liés aux certificats verts.

D'autres pensent que l'obligation d'achat évite des coûts de réseau qui doivent être intégrés au calcul.

(Nota : pour un commentaire sur ces deux propositions, voir l'introduction de la présente synthèse)

Un acteur indique que, les tarifs d'achat de la cogénération dits «97-01 » ayant été calculés à partir des coûts d'un cycle combiné au gaz et ayant été qualifiés à l'époque de « coûts évités », le coût évité doit être considéré comme égal au tarif d'achat, le surcoût à compenser étant donc nul.

A l'inverse, une contribution souligne que la cogénération a été détournée de ses buts, les producteurs ayant fait de la vapeur un complément accessoire d'une production principale d'électricité. Il considère que, dans ce cas, le coût évité devrait être nul.

Une réponse propose de prendre comme coût évité le coût de production d'un cycle combiné au gaz en semi-base, soit 41 €/MWh, du fait des besoins de développement des moyens de production en semi-base, dus à la croissance attendue de la consommation.

Une contribution considère qu'il convient de prendre pour référence une situation où EDF ne serait pas soumis à l'obligation d'achat, et d'examiner ce qui se passe quand on introduit l'obligation d'achat (alors que la CRE propose la démarche inverse). Si la production issue de l'obligation d'achat venait se rajouter à sa production propre, EDF, en acteur économique rationnel, supprimerait d'abord ses moyens de production (ou ses contrats d'achat sur les marchés) les moins rentables. Le coût évité est alors égal au coût du moyen de production (ou du contrat) le moins rentable parmi ceux utilisés, et non pas, comme dans les solutions proposées par la CRE, au coût du moyen de production (ou du contrat) le plus rentable parmi ceux qui restent disponibles. En pratique, cette approche semble très voisine de celles soumises à consultation par la CRE.

Une autre contribution estime qu'il ne faut pas prendre comme référence le parc de production actuel d'EDF, car sa structure n'est pas conforme aux objectifs fixés par la directive européenne sur l'électricité d'origine renouvelable.

Enfin, plusieurs acteurs proposent de considérer que l'électricité issue de l'obligation d'achat est destinée à la fourniture des clients non éligibles et des DNN. Le coût évité serait alors égal à la part relative à la production dans ces tarifs. Cette méthode permettrait de traiter de manière égale EDF et les DNN.

Fait à Paris, le 16 mai 2002

Le Président

Jean SYROTA

Annexe

Liste des acteurs ayant répondu

- ABIES Bureau d'études
- ATEL
- Compagnie nationale du Rhône
- Dalkia
- Electricité de France
- EGL
- Endesa Trading
- INESTENE
- Réseau de Transport d'Electricité
- Union Fenosa

- Association française des opérateurs indépendants d'électricité
- Association force ouvrière consommateurs
- Association technique énergie environnement – Club cogénération
- CGT fédération nationale des mines et de l'énergie
- Electricité autonome française
- Ecowatt
- Entreprises locales d'électricité European federation of energy traders
- European federation of energy traders
- France énergie éolienne
- Fédération nationale des collectivités concédantes et régies
- Fédération nationale des sociétés coopératives d'intérêt collectif agricole d'électricité
- Groupement des producteurs autonomes d'énergie hydro-électrique
- Indecosa
- Syndicat des énergies renouvelables
- Union des industries chimiques
- Institut national de la consommation
- Union des industries utilisatrices d'énergie

- Direction de la prévision
- Conseil de la Concurrence

- Groupe d'élèves de l'ENA
- M. Bernard CRES
- Mme Liliane BATTAIS et M. Serge DEFAYE