

Note technique de consultation

1. Rappel sur les coûts évités - définition et enjeux

1.1. Dispositions de la loi

La loi du 10 février 2000 prévoit que les charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité sont intégralement compensées. L'article 5 de la loi précise comment doivent être calculés les surcoûts résultant des contrats consécutifs aux appels d'offres ou à la mise en œuvre de l'obligation d'achat : « *par rapport aux coûts d'investissement et d'exploitation évités* ».

Les organismes supportant ces surcoûts sont EDF et, le cas échéant, les distributeurs non nationalisés (DNN).

La CRE propose le montant de ces surcoûts et les ministres chargés de l'économie et de l'énergie les arrêtent.

1.2. Mécanisme

Les surcoûts à calculer par la CRE sont la différence entre 2 grandeurs :

- les coûts supportés par EDF et les DNN, c'est-à-dire le montant total des achats d'électricité aux producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat,
- et
- les coûts « évités » à EDF et aux DNN, que l'on peut définir en première analyse comme les coûts qu'ils auraient dû supporter pour produire ou se procurer la quantité d'électricité achetée au titre de ces obligations.

La première quantité est, au moins en théorie, calculable objectivement, puisqu'il s'agit de charges effectivement supportées par EDF et les DNN. La loi prévoit que ces organismes doivent, à cet effet, tenir une « *comptabilité appropriée* », contrôlée par « *un organisme indépendant agréé par la CRE* ».

La seconde quantité, par contre, comporte par nature davantage d'incertitudes, puisqu'elle nécessite des hypothèses sur ce qu'auraient été les comptes d'EDF et des DNN si l'obligation d'achat n'avait pas existé.

C'est sur la méthode de calcul de cette seconde quantité que porte la présente consultation.

2. Critères à respecter par la méthode de calcul des coûts évités

La méthode de calcul des coûts évités doit, en premier lieu, permettre de refléter aussi fidèlement que possible les coûts évités à EDF et aux DNN par l'obligation d'achat (notion d'exactitude) ; mais elle doit, autant que possible, respecter également les critères suivants, pour ne pas être en permanence contestée et remise en cause :

- transparence : le calcul doit reposer sur des données fiables, vérifiables et non manipulables, et ne pas nécessiter le recours à des coefficients fixés arbitrairement ;
- simplicité : le calcul doit pouvoir être justifié et expliqué facilement ;
- continuité : il est souhaitable que la méthode retenue puisse être reconduite pendant plusieurs années, et donc qu'elle intègre autant que possible les évolutions prévisibles du marché de l'électricité.

3. Méthodes de calcul envisagées

A ce jour, EDF supporte la très grande majorité des charges à compenser. Le cas des distributeurs non nationalisés sera traité à part au paragraphe 4.

La démarche retenue par la CRE s'appuie sur la définition même de la notion de coût évité. Par définition, un coût évité est une charge que l'obligation d'achat évite à EDF de supporter. Calculer les coûts évités nécessite donc de répondre à la question suivante : « que ferait EDF si l'obligation d'achat n'existait plus ? »

En pratique, cela se traduirait par la disparition d'une fourniture d'environ 15 TWh (en 2000) composée, en particulier, d'environ 10 TWh provenant d'installations de cogénération et d'incinération de déchets, à capacité de production garantie en hiver, et 3,5 TWh de petite hydraulique. Les prochaines années devraient voir une augmentation de ces quantités (jusqu'à environ 50 TWh en 2010 si les objectifs fixés par la Directive européenne sur l'électricité d'origine renouvelable sont atteints) avec notamment un développement important de la production éolienne.

Si cette quantité d'électricité n'était plus à sa disposition, on peut considérer qu'EDF aurait plusieurs possibilités :

- maintenir ses ventes au même niveau et se procurer les kWh nécessaires
 - . soit en les produisant elle-même (*méthode 1*),
 - . soit en les achetant sur les marchés (*méthode 2*),
- réduire le niveau de ses ventes d'une quantité équivalente (*méthode 3*).

3.1. Méthode 1: EDF remplace l'obligation d'achat en produisant par ses propres moyens

Le parc de production actuel d'EDF est souvent considéré comme largement suffisant pour faire face à la demande. Dans cette hypothèse, en l'absence de l'obligation d'achat, EDF pourrait se contenter de solliciter davantage ses propres centrales. Le coût évité à EDF pour 1 kWh acheté est alors simplement le coût des charges variables économisées (principalement du combustible), soit environ 8 €/MWh pour le nucléaire, 20 €/MWh pour le charbon, et de 30 à 100 €/MWh pour les moyens de pointe.

Tout kWh issu de l'obligation d'achat permet à EDF d'éviter des coûts marginaux de court terme.

Toutefois, ce raisonnement ne tient pas compte du caractère garanti d'une partie au moins de la production de certaines filières bénéficiant de l'obligation d'achat. Les volumes de l'obligation d'achat (environ 15 TWh en 2000) ne sont pas négligeables, et il est possible de considérer que la fraction garantie de cette production est prise en compte par EDF dans le

dimensionnement de son parc. En son absence, EDF pourrait avoir à construire des moyens de production supplémentaires ou à ne pas en déclasser certains.

La production garantie permet à EDF d'éviter des coûts fixes (charges fixes d'exploitation et annuités d'investissement), en plus des coûts marginaux de court terme.

Le coût évité se décompose alors en deux parties :

- les coûts variables évités,
- les coûts fixes évités.

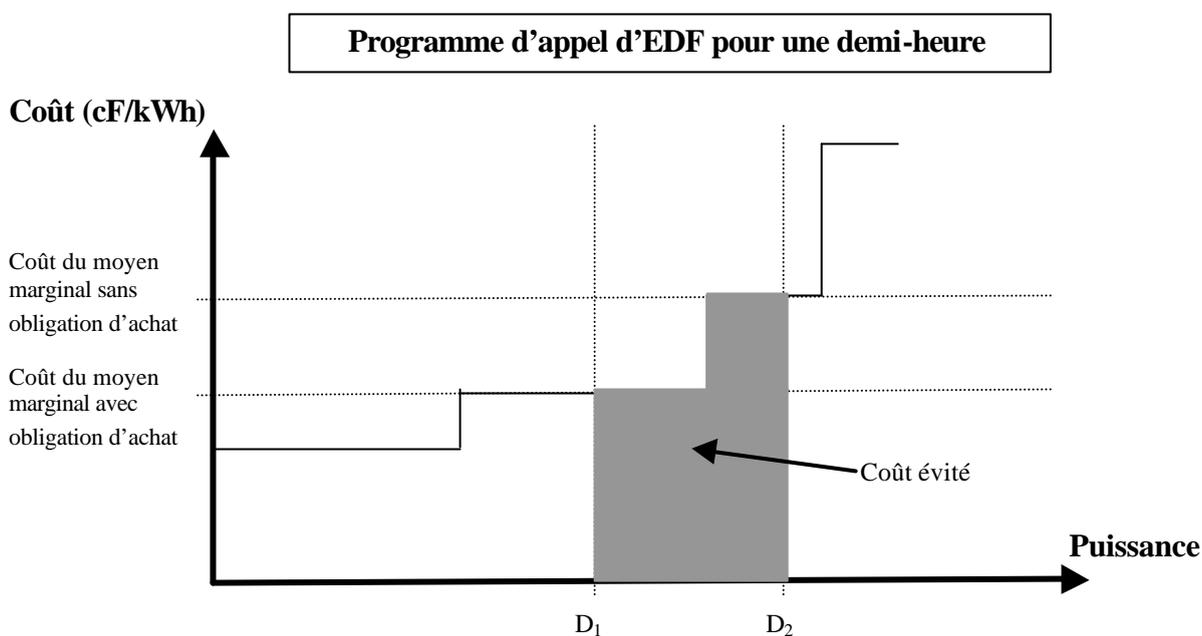
Calcul des coûts variables évités

Même si la production issue de l'obligation d'achat a un caractère aléatoire, EDF estime pouvoir compter sur un certain niveau de celle-ci du jour pour le lendemain, et en tient compte dans son programme d'appel. Si l'obligation d'achat n'existait pas, EDF solliciterait d'autant plus son propre parc de production dans son programme d'appel.

On peut donc considérer que le coût variable évité de l'obligation d'achat est égal aux coûts variables des centrales non sollicitées par EDF dans son programme d'appel.

Il reste à déterminer à quel type de centrale EDF ferait appel si l'obligation d'achat n'existait pas.

En toute rigueur, il faut pour cela prendre en compte, demi-heure par demi-heure, le coût et la proportion respectifs du moyen marginal et de celui qui aurait été marginal sans l'obligation d'achat. On calcule de cette manière le montant du coût évité pour chaque demi-heure de l'année, et ensuite on somme le résultat de toutes les demi-heures de l'année.



D₁ = demande à satisfaire compte tenu de l'obligation d'achat

D₂ = demande à satisfaire en l'absence de l'obligation d'achat

Ce calcul rigoureux apparaît très complexe, puisqu'il nécessite d'utiliser les programmes d'appel d'EDF demi-heure par demi-heure. Il peut être simplifié en utilisant un pas de temps plus long que la demi-heure. Un pas annuel n'est cependant pas possible, compte tenu de la corrélation saisonnière entre le volume de l'obligation d'achat et les coûts marginaux (du fait principalement de la cogénération, l'obligation d'achat est concentrée sur l'hiver, période où les coûts marginaux d'EDF sont plus élevés). En revanche, un pas mensuel paraît bien adapté.

Il faut alors déterminer, à la fin de chaque mois, la durée de marginalité de chaque type de moyen de production, ainsi que, pour chacun d'entre eux, la puissance (limitée au niveau de l'obligation d'achat) qui restait disponible en moyenne quand il était marginal. Cela suppose que ces deux données soient incluses dans la comptabilité appropriée que doit tenir EDF selon la loi du 10 février 2000, et qu'elles puissent être auditées et certifiées.

La durée de marginalité semble une donnée facilement vérifiable. Ceci est moins évident pour la marge moyenne. En cas d'impossibilité de certifier cette donnée, il serait possible, pour minimiser l'erreur commise, de retenir comme coût évité la demi-somme du coût variable du moyen marginal et du coût variable du moyen suivant dans l'ordre de préséance économique.

Calcul des coûts fixes évités

Rappelons que les coûts fixes évités s'appliquent seulement à la part garantie de l'obligation d'achat. Compte-tenu des caractéristiques de l'obligation d'achat, il convient d'identifier la production garantie toute l'année, et la production garantie en hiver.

A ce stade, on fait l'hypothèse qu'EDF dimensionne son propre parc de production en tenant compte de la garantie de fourniture apportée par l'obligation d'achat.

Si la production garantie toute l'année n'existait pas, EDF serait peut-être contraint de construire de nouveaux moyens de production de base. Le coût fixe évité des productions garanties toute l'année serait égal au coût fixe d'un moyen de production de base.

Si la production garantie en hiver n'existait pas, EDF serait peut-être contraint de construire de nouveaux moyens de production de semi-base. Le coût fixe évité des productions garanties en hiver serait égal au coût fixe d'un moyen de production de semi-base.

Prise en compte de la structure du parc de production réel d'EDF

Le parc de production d'EDF est souvent considéré comme largement suffisant pour faire face à la demande, voire surcapacitaire. On pourrait donc estimer qu'il n'y a de ce fait aucune économie réelle de coûts fixes pour EDF.

Cependant, la notion de surcapacité pour un producteur donné, même dans un système de monopole fermé, est complexe à définir de façon objective (en particulier, le fait que certains équipements ne fonctionnent pratiquement jamais, sauf pour faire face à des situations extrêmes, n'est pas le révélateur de surcapacités, mais une nécessité pour assurer la sûreté du système électrique). En outre, toute éventuelle surcapacité au niveau national perd de sa signification lorsque les interconnexions avec les pays voisins se développent. Enfin, l'ouverture des marchés, qui entraîne des fluctuations permanentes de la demande adressée à un producteur donné, réduit encore la pertinence de cette notion.

Si l'idée que les surcapacités empêchent toute économie de coûts fixes à EDF paraît devoir être écartée, il convient néanmoins de prendre en compte la structure du parc de production réel d'EDF pour calculer les coûts fixes évités. Pour cela, il faudrait, en toute rigueur,

examiner à quelle échéance apparaissent les besoins de développement ou de renouvellement de ce parc, et actualiser en conséquence les coûts fixes évités. Pour simplifier, une approche possible serait de considérer :

- que les besoins de renouvellement du parc en base sont très lointains (15 ou 20 ans), et donc qu'il ne faut pas tenir compte de coûts fixes évités de moyens de base (ce qui revient à les actualiser à l'infini) ;
- qu'en revanche, EDF a une beaucoup plus grande flexibilité dans la gestion de ses moyens de semi-base, et que, dès aujourd'hui, le développement de l'obligation d'achat peut lui permettre d'éviter des coûts fixes de moyens de semi-base (ce qui revient à les actualiser dès maintenant).

Détermination, pour chaque filière, de la part d'énergie garantie

Il est nécessaire de déterminer, pour chaque filière, quelle proportion de la production doit être considérée comme garantie (c'est-à-dire aussi prévisible et disponible qu'une centrale thermique classique).

Certaines filières ont clairement une production presque entièrement de type garanti, notamment en raison de la structure du tarif d'achat (les incinérateurs d'ordures ménagères et la cogénération par exemple). Mais une partie de la production hydraulique peut également être considérée comme garantie. Il s'agit de la puissance en dessous de laquelle la production hydraulique bénéficiant d'obligations d'achat ne descend jamais, avec un degré de certitude équivalent à la fiabilité d'une centrale thermique classique. C'est donc une « valeur plancher ».

Il convient en théorie, pour chaque filière, d'établir la part de puissance garantie sur toute l'année (qui permet à EDF d'éviter le développement d'un moyen de base) et la part de puissance garantie sur toute la période d'hiver (qui permet à EDF d'éviter le développement d'un moyen de semi-base) pour chaque filière.

Respect des critères définis au paragraphe 2 ci-dessus

Cette méthode permet d'approcher au plus près les coûts de production évités en prenant en compte les conditions réelles de fonctionnement du parc de production d'EDF.

En revanche, elle est complexe et nécessite d'utiliser des données relatives à la structure et au fonctionnement du parc de centrales d'EDF, dont le caractère auditable et indiscutable reste à démontrer. Par ailleurs, elle utilise des valeurs pour lesquelles il n'existe pas de référence incontestée (coûts fixes de développement, coefficients de puissance garantie).

3.2. Méthode 2: EDF remplace l'obligation d'achat par des achats sur les marchés étrangers

On se place toujours dans l'hypothèse de l'absence d'obligation d'achat. Afin de continuer à répondre à la même demande, EDF pourrait acheter les kilowattheures nécessaires sur les marchés étrangers. La référence de prix la plus logique est la zone dite « plaque continentale »

(France, Allemagne, Suisse, Autriche, Bénélux) parce les prix y sont compétitifs et homogènes, et les volumes échangés importants.

Le coût évité serait alors égal au prix du marché sur la plaque continentale, majoré des frais de transport internationaux.

Comme pour la première méthode, il n'est pas possible de faire un simple calcul annuel, car les quantités achetées par EDF et les prix de marché sont fortement corrélés (par exemple, 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). Là aussi, un calcul mensuel semble adapté.

La détermination du prix de marché sur la plaque continentale est toutefois délicate, aucune référence incontestable n'existant à ce jour. Le développement récent de marchés spot est susceptible d'apporter un progrès, mais les volumes échangés restent faibles par rapport à la consommation, et les produits à terme sont encore échangés de façon bilatérale.

Il est sans doute préférable d'utiliser les indices régulièrement publiés dans la presse spécialisée (Platt's, ...), qui prennent en compte les transactions bilatérales et qui servent de plus en plus de référence. Ainsi, on constate que le prix résultant des 1200 premiers MW mis au enchères par EDF est très proche de l'indice Platt's relatif au marché allemand publié dans les jours précédents.

Par ailleurs, il convient de décider si le niveau des coûts évités sera calculé à partir des prix constatés *ex post* sur les marchés (par exemple par la chronique des prix quotidiens sur les marchés spot), ou bien à partir des prix constatés *ex ante* sur les marchés à terme (par exemple à échéance mensuelle ou annuelle).

Respect des critères définis au paragraphe 2 ci-dessus

Cette méthode, fondée sur les prix de marché, répond parfaitement aux critères de transparence et de simplicité (même si la mise en œuvre pose des difficultés pratiques non négligeables, en particulier le choix de l'indice représentatif du prix de marché et la prise en compte des frais de transport internationaux). Elle présente également des avantages en terme de continuité, la poursuite de l'ouverture des marchés devant permettre, en principe, une meilleure transparence des prix.

En revanche, cette méthode conduit à négliger le caractère aléatoire de certaines productions issues de l'obligation d'achat.

3.3. Méthode 3 : EDF diminue ses ventes, en France et à l'étranger

Toujours dans l'hypothèse de l'absence d'obligation d'achat, EDF pourrait décider de réduire ses ventes d'autant. Le coût évité serait alors égal à la recette perdue par EDF.

EDF étant tenu de fournir sa clientèle non éligible, ce sont les ventes aux éligibles et les exportations qui seraient réduites si l'obligation d'achat n'existait plus.

De plus, EDF aurait logiquement tendance à diminuer ses ventes sur les marchés les moins rentables. Etant donné que les prix sont généralement plus élevés en Angleterre, en Espagne et en Italie que sur la plaque continentale, c'est dans cette dernière zone qu'EDF diminuerait

ses ventes. On peut alors valoriser directement les kilowattheures issus de l'obligation d'achat au prix du marché de la plaque continentale, minorés d'éventuels frais d'interconnexion.

Le coût évité serait égal au prix du marché sur la plaque continentale, minoré, le cas échéant, des frais de transport internationaux.

En pratique, la mise en œuvre de cette méthode est identique à la précédente, à l'exception de la prise en compte des frais de transport. Si l'on considère qu'EDF réduirait ses ventes en France et non pas à l'étranger, le coût évité est alors égal au prix du marché français.

Dans cette hypothèse, il serait possible de prendre comme référence les prix résultant de la mise aux enchères par EDF de capacités virtuelles, qui représentent, à la date où ces enchères ont lieu, un excellent reflet de la valeur de l'électricité sur le marché en France.

Respect des critères définis au paragraphe 2 ci-dessus

La méthode 3, fondée sur les prix de marché, possède les mêmes avantages et inconvénients que la méthode 2 exposée ci-dessus. Elle a l'avantage supplémentaire d'éviter d'intégrer dans le calcul les coûts de transport internationaux.

3.4. Le cas des contrats de type « appel modulable »

L'article 48 de la loi du 10 février 2000 prévoit que les charges résultant des contrats de type « appel modulable », passés par EDF avec les producteurs autonomes de pointe avant le 19 février 1997, sont compensées selon les mêmes modalités que les surcoûts résultant des appels d'offres ou de l'obligation d'achat.

Ces contrats concernent les installations dites « dispatchables », qui sont appelées par EDF en fonction de ses besoins et selon un préavis très court (15 à 20 minutes). En contrepartie, EDF paie aux producteurs une prime fixe complète, et les coûts variables (de l'ordre de 80 à 100 €/MWh) en cas d'appel des centrales.

Ces installations paraissent nécessiter un traitement spécifique, car le service qu'elles rendent est différent de celui rendu par les autres moyens de production. Leur valeur ajoutée réside essentiellement dans la capacité disponible avec un préavis court, et non pas dans la fourniture d'énergie. En particulier, il ne semble pas possible de recourir à un prix de marché pour déterminer le coût évité, car il n'existe pas aujourd'hui de marché organisé pour la fourniture de telles prestations, qui relèvent principalement des services système et participent à la sûreté du système électrique.

La puissance totale des centrales concernées était pour l'année 2000 de plus de 700 MW. Elles ont coûté à EDF 52 millions d'euros en 2000, (dont environ 45 millions d'euros de primes fixes, et 7 millions d'euros de coûts variables) pour 78 GWh produits, soit environ 670 €/MWh.

Si EDF est tenu de payer aux producteurs concernés une prime fixe, l'appel des centrales se fait en revanche uniquement en fonction des besoins et de la volonté d'EDF. En cas d'appel de ces centrales, on peut donc considérer qu'EDF n'avait pas, à cet instant, de solution plus économe à sa disposition.

En conséquence, EDF ne supporte aucun surcoût lié à la rémunération des coûts variables de ces centrales.

Les surcoûts liés aux coûts fixes supportés par EDF peuvent être classés en deux catégories :

- un surcoût lié à des quantités contractées supérieures aux besoins d'EDF en moyens de production de pointe. Compte tenu de l'ancienneté de ces contrats (antérieurs à février 1997) et de la flexibilité de ce type de moyens de production, une approche possible serait de considérer qu'EDF a eu le temps et la possibilité d'adapter son propre parc de moyens de pointe. Dans cette hypothèse, EDF ne supporterait pas aujourd'hui de surcoût au titre de la surcapacité en moyens de pointe ;
- un surcoût lié au montant des primes fixes payées aux producteurs. S'il s'avère que la prime fixe moyenne payée par EDF est supérieure aux charges fixes annuelles pour de telles installations sur le marché, le surcoût annuel correspondant donnerait droit à compensation pour EDF.

4. Le cas des entreprises locales de distribution (ELD)

La loi du 10 février 2000 prévoit que les ELD sont, au même titre qu'EDF, tenus de conclure des contrats d'achat avec les producteurs pouvant bénéficier de l'obligation d'achat.

Les ELD n'étant pas éligibles (hormis pour la fourniture de clients éligibles), il ne semble pas opportun de retenir un prix de marché comme référence de coûts évités. Le calcul direct de coûts évités de production n'est pas non plus envisageable dans leur cas.

Pour un ELD donné, la référence la plus logique pour le coût évité semble être le prix auquel il achète son électricité à EDF.

Le coût évité serait alors égal au coût qu'aurait supporté l'ELD s'il avait dû acheter la même quantité d'électricité au tarif de cession d'EDF.

Cette méthode permet de prendre en compte, comme pour le cas d'EDF, la garantie de fourniture et l'horo-saisonnalité de l'obligation d'achat.

En effet, une production garantie (par exemple une centrale de cogénération) permet à l'ELD de réduire sa puissance souscrite, et donc la prime fixe qu'il paye à EDF. En revanche, une production non garantie (par exemple une centrale éolienne) ne lui permet que de diminuer la quantité d'énergie soutirée.

De même, si le tarif de cession d'EDF à l'ELD comprend des prix différenciés par tranche horaire ou par période saisonnière, il est possible de retenir comme coût évité le prix d'achat correspondant à chacune de ces périodes.

La Commission invite ceux qui le souhaitent à lui faire part de leurs observations et commentaires sur le document proposé ci-dessus. A titre indicatif, quelques questions sont énumérées ci-après :

Sur la méthode 1 :

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 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 ?*

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 les méthodes 2 et 3 :

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 ?*

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 ?*

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) ?*

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

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 ?*

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).

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 ?

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 ?

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 ?

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.