



Paris, le 25 mars 2009

Consultation publique sur les principes de calcul du coût évité par l'obligation d'achat en métropole

Les charges de service public liées à l'obligation d'achat¹ représentent une part prépondérante des charges de service public de l'électricité, au financement desquelles contribue l'ensemble des consommateurs présents sur le territoire français par le biais de la contribution au service public de l'électricité (CSPE).

Chaque année, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) calcule les charges prévisionnelles liées à l'obligation d'achat au titre de l'année suivante en fondant son calcul du coût évité par la production d'électricité correspondante sur les prix observés sur les marchés à terme (les charges sont le résultat de la différence entre le coût d'achat et le coût évité). Le calcul du coût évité définitif, et par conséquent des charges réellement constatées, qui intervient deux ans plus tard, se fonde, lui, sur les prix de marché *day-ahead*. La volatilité des prix sur ce marché observée depuis plusieurs années conduit à constater des écarts, parfois très importants, entre les charges prévisionnelles au titre d'une année et les charges constatées pour la même année. Cet écart varie fortement en amplitude comme en signe et conduit à une variation des charges supportées par les opérateurs², et, par suite, de la contribution unitaire qui devrait être payée par tous les consommateurs finals d'électricité³.

Ainsi, les charges constatées au titre de 2007 se sont révélées supérieures de plus de 500 M€ aux charges prévisionnelles au titre de 2007, dont 481 M€ imputables à l'obligation d'achat en métropole⁴. A contrario, les charges constatées au titre de 2006 ont été inférieures de plus de 150 M€ à celles qui avaient été prévues, pour la part correspondant à l'obligation d'achat.

1. Objectif recherché

Aux fins d'assurer une meilleure concordance entre les charges prévisionnelles et celles constatées et de limiter la variation de la contribution unitaire nécessaire pour couvrir les charges de service public, la CRE étudie la possibilité de modifier la référence de prix de marché utilisée pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat. Cette modification induirait également des évolutions des principes de calcul du coût évité.

Depuis la mise en œuvre du fonds de service public de la production d'électricité, devenu par la suite la CSPE, la référence de prix utilisée pour le calcul du coût évité a évolué : combinaison d'indices de prix quotidiens de produits livrés en France et de produits livrés en Allemagne (références : Platts, Heren, Powernext et EEX), puis combinaison de prix de marché *day-ahead* horaires de produits français et allemands (références : Powernext et EEX) et finalement, depuis le 30 janvier 2007, prix *day-ahead* de produits livrés en France observés sur Powernext.

¹ Dans ce document, le terme obligation d'achat recouvre les achats au titre des contrats relevant des articles 8, 10, 48 ou 50 de la loi du 10 février 2000

² Essentiellement EDF, les ELD s'approvisionnant encore quasiment exclusivement aux tarifs de cession, qui eux, n'ont pas évolué entre le 30 janvier 2005 et le 15 août 2008

³ La CSPE 2005 a été fixée dans la loi de finances rectificative pour 2004. Depuis, la contribution unitaire a toujours été reconduite en application du douzième alinéa de l'article 5 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000

⁴ Pour cette même année, l'écart sur le coût total d'achat et les volumes d'achat était, respectivement, de 0,9 % et 2,6 %. L'essentiel de l'écart résulte donc directement d'une différence sur la référence de compensation retenue

Les modifications envisagées ne concerneraient pas le calcul du coût évité par les achats effectués en zones non interconnectées⁵(ZNI). En effet, dans ces zones, en l'absence de référence de marché pertinente et compte tenu du mécanisme de péréquation tarifaire, la référence retenue est celle de la part production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité.

Les paragraphes qui suivent décrivent les références et les principes de calcul du coût évité qui pourraient être envisagés et énoncent les questions qui sont soumises à l'avis des parties prenantes.

2. Cadre juridique

L'article 5 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 définit les charges imputables aux missions de service public assignées aux opérateurs électriques en matière de production d'électricité.

En dehors des zones non interconnectées, ces charges correspondent aux « *surcoûts qui résultent, le cas échéant, de la mise en œuvre des dispositions des articles 8 et 10 par rapport aux coûts évités à Electricité de France ou, le cas échéant, à ceux évités aux distributeurs non nationalisés* ». Elles intègrent également les surcoûts induits par l'exécution des contrats de type « appel modulable », tel que cela est prévu par l'article 48 de la loi précitée ainsi que les surcoûts induits par les contrats mentionnés à l'article 50 de la même loi.

L'article 5 prévoit que « *les coûts évités sont calculés par rapport aux prix de marché de l'électricité ou, pour les distributeurs non nationalisés, par référence aux tarifs de cession mentionnés à l'article 4 à proportion de la part d'électricité acquise à ces tarifs dans leur approvisionnement total* ».

3. Principes de calcul du coût évité

3.1. Rappel des principes de calcul actuellement utilisés hors des ZNI

Ainsi qu'il est indiqué en introduction, le coût évité par la production sous obligation d'achat hors ZNI est, en règle générale, calculé en référence aux prix de marché *day-ahead* observés sur la bourse de l'électricité Powernext. Néanmoins, le principe de calcul retenu diffère en fonction de la structure tarifaire prévue par les contrats.

En outre, pour une minorité d'installations fonctionnant en pointe, sur appel de l'acheteur, le calcul repose sur des références de marché spécifiques.

Cas des installations bénéficiant d'un contrat sans différenciation horosaisonnaire :

Ce mode de calcul concerne la très grande majorité des contrats sous obligation d'achat. Le coût évité par la production de ce type d'installations est calculé mensuellement, en faisant le produit de la moyenne du prix *day-ahead* en base observé sur Powernext et du volume d'énergie effectivement produit par ces installations.

Cas des installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé⁶ :

Le coût évité par l'énergie produite par ces installations est calculé en utilisant la moyenne des prix *day-ahead* horaires sur chaque poste horosaisonnier.

Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat « appel modulable » :

Le calcul du coût évité par l'énergie produite varie selon l'utilisation de cette énergie. L'énergie revendue sur le mécanisme d'ajustement est valorisée au prix des écarts à la baisse constaté sur le mécanisme d'ajustement pour chaque période d'appel considérée. Le coût évité par l'énergie utilisée hors ajustement est valorisée, pour chaque mois de l'année, sur la base d'une moyenne mensuelle des prix *day-ahead* en pointe observés sur Powernext.

La puissance garantie par ces installations est également valorisée. Le montant correspondant constitue le coût fixe évité par ces installations.

⁵ Les zones non interconnectées sont : la Corse ; les départements d'outre-mer : Guadeloupe, Guyane, Martinique, Réunion ; les collectivités d'outre mer de Mayotte, Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon ; les trois îles bretonnes : Sein, Molène et Ouessant

⁶ La différenciation horosaisonnaire correspond à une modulation de la rémunération de l'électricité produite en fonction de la période de l'année et de l'heure de la journée

Cas particulier des installations de cogénération fonctionnant en mode « dispatchable » :

A l'instar du calcul effectué pour les installations bénéficiant d'un contrat « appel modulable », le coût évité par l'énergie produite dépend de l'utilisation qui en est faite. L'énergie produite en dehors des périodes de dispatchabilité est valorisée à la moyenne mensuelle des prix *day-ahead* observés sur Powernext. L'énergie produite pendant les périodes de dispatchabilité est, quant à elle, valorisée à partir des prix de marché *day-ahead* horaires observés sur Powernext.

La puissance garantie par ces installations est également valorisée. Le montant correspondant constitue le coût fixe évité par ces installations.

3.2. Evolution des principes de calcul du coût évité

Il est envisageable de modifier les principes de calcul du coût évité par les installations bénéficiant d'un contrat sans différenciation horosaisonnaire, en distinguant :

- le coût évité par la production qui peut être considérée comme quasi-certaine et qui serait calculé en utilisant les prix des produits à terme « France » observés sur Powernext puis sur EEX Power Derivatives⁷ ;
- le coût évité par la production qui n'est pas certaine et qui continuerait d'être calculé en utilisant les prix *day-ahead* « France » observés sur EPEX SPOT (remplaçant Powernext depuis le 1^{er} janvier 2009).

En revanche, il n'est pas envisagé, à ce stade, de modifier les modalités de calcul du coût évité pour :

- les installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé ;
- les installations bénéficiant d'un contrat « appel modulable » ;
- les installations de cogénération fonctionnant en mode « dispatchable ».

Question 1 : *Que pensez-vous de l'opportunité de changer la méthode d'évaluation des coûts évités hors ZNI en se fondant sur des prix à terme plutôt que des prix day-ahead ?*

Question 2 : *Dans l'hypothèse où la méthode serait modifiée, que pensez-vous de conserver la méthode de calcul du coût évité en vigueur pour les installations bénéficiant d'un contrat présentant une différenciation temporelle ?*

4. Définition de la production quasi-certaine

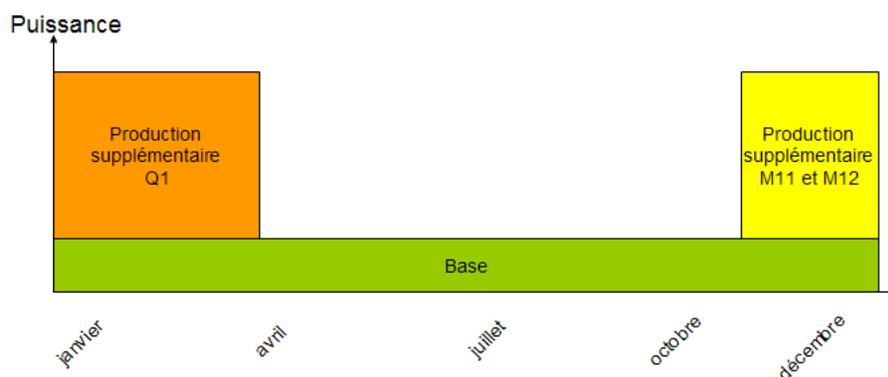
La part quasi-certaine pourrait être définie en tenant compte des spécificités de la production sous obligation d'achat. A cet effet, on distinguerait deux types de production :

- la production en base ;
- la production supplémentaire d'hiver occasionnée par un fonctionnement plus important de certains types d'installations pendant les mois d'hiver.

En raison de l'importance de la cogénération dans les volumes de production sous obligation d'achat et de son régime de fonctionnement fortement saisonnalisé, la période d'hiver est définie en référence aux périodes tarifaires applicables à ce type d'installation, du 1^{er} novembre au 31 mars.

⁷ Les futures traités sur Powernext sont transférés vers EEX Power Derivatives à compter du 1^{er} avril 2009

Figure 1 : répartition de la production sur l'année



Pour chaque filière de production, un pourcentage de la puissance garantie ou installée, déterminé à partir de l'analyse de la production des années écoulées, permettrait d'estimer la puissance quasi-certaine qui serait retenue pour chaque type de production. Les valeurs envisagées pour ces coefficients sont indiquées dans le tableau 1.

On entend par puissance quasi-garantie, pour une filière donnée, la part de puissance disponible à tout instant sur la période de temps considérée, avec une probabilité de l'ordre de 90 %.

Tableau 1 : pourcentage de la puissance garantie ou installée envisagé par filière

	Cogénération	Biogaz/biomasse/incinération	Eolien	Hydraulique	Autres ⁸
Hiver	80 %	80 %	15 %	20 %	0 %
Été	0 %	50 %	5 %	10 %	0 %

A partir de ces coefficients et de la puissance installée pour chaque filière, il serait possible de déterminer une puissance quasi-certaine pour chaque type de production. Les valeurs qui suivent se fondent sur l'obligation d'achat supportée par EDF en 2007 :

- la production de base correspond à l'énergie livrée sous une puissance d'environ 700 MW à chaque heure, de chaque jour de l'année ;
- la production supplémentaire d'hiver occasionnée par le fonctionnement de certains types d'installations pendant les mois d'hiver correspond à l'énergie livrée sous une puissance d'environ 3 600 MW.

Ces valeurs seraient réévaluées annuellement, en fonction des prévisions de développement de chaque filière et des statistiques de puissance garantie tirées des courbes de charge.

Question 3 : Avez-vous des observations à formuler sur le découpage de l'énergie produite de façon quasi-certaine ?

Question 4 : Avez-vous des observations à formuler sur les valeurs des coefficients de puissance quasi-certaine envisagées ?

5. Prix de marché utilisés

Le choix des références de prix de marché s'est porté sur les produits standards « France » cotés sur la place de marché de Powernext ou, ultérieurement, sur EPEX SPOT et EEX Power Derivatives.

⁸ Photovoltaïque, géothermie (pas d'installation sous contrat en métropole à l'heure actuelle) et autres (divers et petites installations)

5.1. Ruban base annuel

Il serait envisageable de calculer le coût évité par la production de base en utilisant la moyenne des cotations journalières du produit à terme *Calendar* « France » de Powernext puis du produit EEX Power Derivatives équivalent sur les deux années précédant l'achat d'électricité à des installations sous obligation d'achat.

Exemple : le prix de marché utilisé pour le calcul du coût évité par la production de base en 2012 serait la moyenne des cotations journalières du *Calendar* 2012 « France » sur les années 2010 et 2011.

5.2. Production supplémentaire d'hiver

Cette approche conduirait à scinder la production d'hiver en trois produits :

- le produit trimestriel de janvier à mars ;
- le produit mensuel de novembre et celui de décembre.

Il serait envisageable de calculer le coût évité par le surplus de production du premier trimestre en utilisant la moyenne des cotations journalières du produit à terme *Quarterly* « France » de Powernext puis du produit EEX Power Derivatives équivalent sur l'année précédant l'achat d'électricité à des installations sous obligation d'achat.

Exemple : le prix de marché utilisé pour le calcul du coût évité par le surplus de production quasi-certaine sur le premier trimestre 2012 serait la moyenne des cotations journalières du Q1 2012 « France » sur l'année 2011.

Pour les deux derniers mois de l'année, la logique est similaire. Pour le calcul du coût évité par le surplus de production quasi-certaine des mois de novembre et décembre, il serait envisageable d'utiliser la moyenne des cotations journalières du produit à terme mensuel « France » d'EEX Power Derivatives sur les trois mois précédant l'achat d'électricité.

Exemple : le prix de marché utilisé pour le calcul du coût évité par le surplus de production quasi-certaine sur le mois de novembre 2012 serait la moyenne des cotations journalières du M11 2012 « France » qui ont lieu en août, septembre et octobre. Pour le calcul du coût évité par le surplus de production quasi-certaine sur le mois de décembre 2012, seraient retenues les cotations des mois de septembre, octobre et novembre.

5.3. Production hors production quasi-certaine

Le coût évité par la production qui n'est pas considérée comme quasi-certaine continuerait d'être calculé en utilisant la moyenne des prix *day-ahead* « France » observés sur EPEX SPOT.

Question 5 : *Les références de marché proposées vous paraissent-elle pertinentes ?*

Question 6 : *Quels ajustements proposeriez-vous et pour quel profil de production ?*

6. Modalités de mise en œuvre

En application de l'article 6 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004, la CRE propose au ministre chargé de l'énergie, avant le 15 octobre de chaque année, le montant des charges de service public prévisionnelles de l'année suivante. Ces charges résultent de la somme des termes suivants :

- les charges prévisionnelles au titre de l'année N+1 ;
- la régularisation des charges de l'année N-1, différence entre les charges constatées au titre de cette année et les charges prévisionnelles au titre de cette année ;
- l'éventuel écart entre les charges notifiées et les montants compensés ;
- les reliquats de charges des années antérieures à N-1.

De ce fait, lors de l'évaluation du coût évité par l'obligation d'achat, dans le cadre des charges prévisionnelles au titre de l'année N+1, la CRE ne disposerait pas de l'intégralité des cotations. Le coût évité par la production de base, par exemple, ne pourrait être calculé qu'à partir des cotations du *calendar* N+1 sur l'année N-1 et sur les huit premiers mois de l'année N. Il subsisterait, donc, un écart, a priori plus réduit, entre les charges prévisionnelles au titre d'une année donnée et les charges constatées au titre de cette même année. Lors de la régularisation, la CRE procéderait alors un ajustement, en tenant compte des cotations dont elle ne disposait pas lors de l'évaluation des charges prévisionnelles N+1.

Le tableau 2 prend l'exemple d'une mise en œuvre des évolutions des principes de calcul du coût évité lors de l'évaluation des charges de service public prévisionnelles 2012.

Tableau 2 : mise en œuvre de nouveaux principes de calcul du coût évité

Coût évité par l'obligation d'achat	Charges prévisionnelles au titre de 2012 (établies en 2011)	Charges constatées au titre de 2012 (établies en 2013)
Prod. certaine ou quasi-certaine de base ($V_{qc,b}$)⁹	$C = V_{qc,b} \times \text{Moy}(\text{futures } 01/01/2010 - 31/08/2011)$	$C = V_{qc,b} \times \text{Moy}(\text{futures } 01/01/2010 - 31/12/2011)$
Prod. certaine ou quasi-certaine Q1 ($V_{qc,Q1}$)¹⁰	$C = V_{qc,Q1} \times \text{Moy}(\text{futures } 01/01/2011 - 31/08/2011)$	$C = V_{qc,Q1} \times \text{Moy}(\text{futures } 01/01/2011 - 31/12/2011)$
Prod. certaine ou quasi-certaine nov.-déc. ($V_{qc,M11-12}$)¹¹	$C = \sum_{\text{mens}=11..12} V_{qc,\text{mens}} \times \text{PM}_{\text{mens}}$ ¹²	$C = V_{qc,M11} \times \text{Moy}(\text{futures } 01/08/2012 - 31/10/2012) + V_{qc,M12} \times \text{Moy}(\text{futures } 01/09/2012 - 30/11/2012)$
Solde de production (après déduction des volumes quasi certains)	Le mode de calcul actuel serait conservé, appliqué à un volume prévisionnel de production dont sont déduits les volumes $V_{qc,b}$, $V_{qc,Q1}$, $V_{qc,M11}$ et $V_{qc,M12}$	Le mode de calcul actuel serait conservé, appliqué à un volume de production constaté dont sont déduits les volumes $V_{qc,b}$, $V_{qc,Q1}$, $V_{qc,M11}$ et $V_{qc,M12}$

Par ailleurs, une dérogation temporaire ou permanente pourrait être accordée aux entreprises locales de distribution s'approvisionnant en partie sur le marché, de sorte que le coût évité par leurs achats d'électricité continue à être calculé en utilisant la référence de prix *day-ahead* « France » sur EPEX SPOT.

Question 7 : *Que pensez-vous de l'échéance de mise en œuvre envisagée ?*

Question 8: *Pensez-vous qu'il serait pertinent d'appliquer cette méthode aux entreprises locales de distribution qui s'approvisionnent en partie sur le marché ou qu'il serait préférable de prévoir une dérogation pour ce qui les concerne ?*

Question 9 : *Avez-vous des observations à formuler sur les principes de calcul proposés ?*

⁹ Le volume $V_{qc,b}$ serait défini au plus tard au 31 décembre 2009

¹⁰ Le volume $V_{qc,Q1}$ serait défini au plus tard au 31 décembre 2010

¹¹ Les volumes $V_{qc,M11}$ et $V_{qc,M12}$ seraient définis au moment du calcul des charges prévisionnelles pour 2012.

Par construction, $V_{qc,Q1}$, $V_{qc,M11}$ et $V_{qc,M12}$ sont égaux

¹² PM est le prix moyen mensuel prévisionnel tel que calculé actuellement, c'est-à-dire à partir d'une combinaison de prix trimestriels cotés sur les mois de juin, juillet et août

7. Impact sur l'activité du marché de gros

L'obligation d'achat a représenté 30 TWh en 2008 et pourrait représenter 35 TWh en 2011.

Question 10 : *Quel serait, selon vous, l'impact de ce changement de référence de prix de marché pour le calcul du coût évité, sur l'activité des marchés de gros ?*

Question 11 : *Ce changement de référence vous semblerait-il bénéfique pour le développement des marchés à terme (liquidité, formation des prix, etc.) ?*

8. Période transitoire

Une entrée en application du nouveau mode de calcul est envisagée pour les charges constatées en 2010. A cette date, les références prises en compte pour le calcul des charges en 2010 et 2011 auront déjà été partiellement cotées, obérant la capacité de l'acheteur à répliquer les nouvelles modalités de compensation dans sa politique de couverture du risque prix. Une période transitoire serait donc instituée.

9. Conclusion

Question 12 : *Globalement, quelle est votre appréciation sur les principes envisagés de calcul du coût évité par l'obligation d'achat, décrits dans les paragraphes qui précèdent ?*

Question 13 : *Outre la prévisibilité que ce mode de calcul apporte aux charges liées à l'obligation d'achat, voyez-vous d'autres effets de ces nouveaux principes sur la CSPE ?*

Question 14 : *Si vous avez d'autres remarques, merci de les indiquer.*

La CRE invite toutes les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le **24 avril 2009** :

- sur le site Internet de la CRE (www.cre.fr), sous la rubrique «Documents / Consultations publiques», en utilisant la fonction « Contribuer » (possibilité de transmettre un document électronique) ;
- par courrier électronique, à l'adresse suivante : webmestre@cre.fr ;
- par courrier postal à l'adresse suivante :

Commission de régulation de l'énergie
Direction des marchés de l'électricité et du gaz
2, rue du Quatre-Septembre
75084 Paris Cedex 02
France

- en rencontrant les services de la CRE, en s'adressant à la Direction des Marchés de l'électricité et du gaz (téléphone : +33 (0)1 44 50 41 51 ;
- ou en demandant à être entendues par le Collège de la CRE.

La synthèse des contributions à cette consultation sera rendue publique par la CRE, sous réserve des secrets protégés par la loi. A la demande des personnes consultées, la confidentialité de leur contribution et/ou l'anonymat de celles-ci seront garantis.