

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 juin 2009 relative à l'évolution des principes de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat¹ en métropole continentale

Participaient à la séance : Monsieur Philippe de LADOUCKETTE, président, Monsieur Michel LAPEYRE, vice-président, Monsieur Jean-Paul AGHETTI, Monsieur Jean-Christophe LE DUGOU, Monsieur Pascal LOROT et Monsieur Emmanuel RODRIGUEZ, commissaires.

1. Contexte

Les charges de service public liées à l'obligation d'achat 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). Ces charges sont le résultat de la différence entre le coût d'achat, correspondant aux versements effectués par les acheteurs en faveur des producteurs, et le coût évité à ces acheteurs, lié à l'acquisition de l'électricité correspondante. En application des dispositions de l'article 5 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, modifiée, le coût évité est déterminé en référence aux prix de marché².

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. 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 opérateurs³, et, par suite, de la contribution unitaire qui devrait être payée par tous les consommateurs finals d'électricité⁴.

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 métropole⁵. 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.

Afin 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 présente délibération définit une nouvelle méthodologie de calcul du coût évité par l'obligation d'achat en métropole continentale. Cette méthodologie a fait l'objet d'une consultation publique du 6 au 24 avril 2009.

¹ Dans ce document, le terme obligation d'achat recouvre les achats au titre des contrats relevant des articles 10, 48 ou 50 de la loi du 10 février 2000, ainsi que de l'article 8 relatif aux appels d'offres.

² Ou, pour les ELD, par référence aux tarifs de cession à proportion de la part d'électricité acquise à ces tarifs dans leur approvisionnement total, déduction faite des quantités acquises au titre des articles 8 et 10 de la loi du 10 février 2000.

³ Essentiellement EDF, les Entreprises Locales de Distribution (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.

⁴ La CSPE 2005 a été fixée dans la loi de finances rectificative pour 2004. Depuis, la CSPE a toujours été reconduite d'une année sur l'autre, en application du douzième alinéa de l'article 5 de la loi du 10 février 2000.

⁵ 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.

2. Nouveaux principes de calcul

2.1. Cas des contrats sans différenciation horosaisonnaire

Les principes de calcul du coût évité par les installations bénéficiant d'un contrat sans différenciation horosaisonnaire sont modifiés en distinguant :

- le coût évité par la production qui peut être considérée comme quasi-certaine : il sera calculé en utilisant les prix des produits à terme « France » observés sur EEX Power Derivatives (EPD) ;
- le coût évité par la production qui n'est pas certaine : il continue d'être calculé en utilisant les prix *day-ahead* « France » observés sur EPEX SPOT.

2.1.1. Détermination de la part quasi-certaine de la production

La détermination de la part quasi-certaine de la production nécessite de :

- définir la répartition de la production sur l'année ;
- fixer les coefficients de puissance quasi-certaine pour chaque filière ;
- fixer la puissance de chaque filière à laquelle s'appliquent les coefficients de puissance quasi-certaine.

La production quasi-certaine se répartit, sur l'année, en trois blocs :

- le ruban de base ;
- la production supplémentaire observée sur le premier trimestre de l'année (Q1) ;
- la production supplémentaire observée sur les mois de novembre et décembre (M11 et M12).

Les coefficients de puissance quasi-certaine, puissance disponible à tout instant sur la période de temps considérée avec une probabilité de l'ordre de 90 %, sont arrêtés comme suit, pour les années 2010, 2011 et 2012 :

	Cogénération	Biogaz/biomasse/incinération	Eolien	Hydraulique	Autres⁶
Hiver	80 %	80 %	15 %	20 %	0 %
Été	0 %	50 %	5 %	10 %	0 %

Ces coefficients pourront faire l'objet d'une révision afin d'évaluer le coût évité par l'obligation d'achat au titre des années ultérieures à 2012. En tout état de cause, pour la détermination de la puissance quasi-certaine au titre d'une année N, les coefficients devront être arrêtés au plus tard avant le début de la période de cotation retenue des produits à terme employés pour la valorisation de chaque bloc, soit :

- le 31 décembre de l'année N-3 pour le ruban de base ;
- le 31 décembre de l'année N-2 pour la production supplémentaire observée au cours du premier trimestre de l'année N ;
- le 31 décembre de l'année N-1 pour la production supplémentaire observée au cours des deux derniers mois de l'année N.

Les coefficients de puissance quasi-certaine sont appliqués à la puissance prévisionnelle de chaque filière pour l'année considérée. De la même manière, la puissance quasi-certaine de chaque filière, et par conséquent la puissance quasi-certaine de chacun des blocs précités, devra être arrêtée avant le 31 décembre de l'année N-3. Néanmoins, pour la cogénération, dans la mesure où la puissance quasi-certaine est non nulle seulement en hiver (premier trimestre et mois de novembre et décembre), il sera possible, en cas d'évolution significative du parc de production, de réviser la puissance quasi-certaine des blocs Q1, M11 et M12 de l'année N avant le 31 décembre de l'année N-2.

EDF ayant fait part de son souhait de se voir appliquer les nouveaux principes de calcul, la puissance

⁶ Photovoltaïque, géothermie et autres (divers et petites installations)

quasi-certaine de chacun des blocs précités retenue pour cet opérateur pour les années 2010⁷, 2011 et 2012 est indiquée dans le tableau qui suit. Il est entendu que certaines de ces valeurs pourront évoluer dans les limites énoncées aux alinéas précédents.

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	700
Surplus de production Q1	3 600
Surplus de production M11 et M12	3 600

2.1.2. Produits à terme utilisés pour le calcul du coût évité

Le coût évité est égal à la valorisation du volume d'électricité produit sous obligation d'achat aux prix de marché, en application de l'article 5 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000.

Pour les volumes produits de manière quasi-certaine pour chaque bloc, les produits et périodes de cotations suivants sont retenus pour la valorisation :

Pour une année N	Produits à terme et périodes de cotations retenus
Ruban de base	Moyenne des prix du produit <i>Calendar</i> « France » observés sur EPD du 1 ^{er} janvier de l'année N-2 au 31 décembre de l'année N-1 Soit $C_{\text{évité,b}} = V_{\text{qc,b}} \times \text{MoyCal}(01/01/N-2 - 31/12/N-1)$
Surplus de production Q1	Moyenne des prix du produit Q1 « France » observés sur EPD du 1 ^{er} janvier au 31 décembre de l'année N-1 Soit $C_{\text{évité,Q1}} = V_{\text{qc,Q1}} \times \text{MoyQ1}(01/01/N-1 - 31/12/N-1)$
Surplus de production M11 et M12	Moyenne des prix du produit M11 « France » observés sur EPD du 1 ^{er} août au 31 octobre de l'année N Soit $C_{\text{évité,M11}} = V_{\text{qc,M11}} \times \text{MoyM11}(01/08/N - 31/10/N)$ Moyenne des prix du produit M12 « France » observés sur EPD du 1 ^{er} septembre au 30 novembre de l'année N Soit $C_{\text{évité,M12}} = V_{\text{qc,M12}} \times \text{MoyM12}(01/09/N - 30/11/N)$

Toutefois, compte tenu de l'information disponible à la date de la prévision des charges de service public, les produits et périodes de cotations suivants sont retenus pour la valorisation du coût prévisionnel évité par la part quasi-certaine de l'obligation d'achat en métropole :

Pour une année N	Produits à terme et périodes de cotations retenus
Ruban de base	Moyenne des prix du produit <i>Calendar</i> « France » observés sur EPD du 1 ^{er} janvier de l'année N-2 au 31 août de l'année N-1 Soit $C_{\text{évité,b}} = V_{\text{qc,b}} \times \text{MoyCal}(01/01/N-2 - 31/08/N-1)$
Surplus de production Q1	Moyenne des prix du produit Q1 « France » observés sur EPD du 1 ^{er} janvier au 31 août de l'année N-1 Soit $C_{\text{évité,Q1}} = V_{\text{qc,Q1}} \times \text{MoyQ1}(01/01/N-1 - 31/08/N-1)$
Surplus de production M11 et M12 (1)	Selon la méthode en vigueur actuellement, on détermine un prix à terme trimestriel moyen qui correspond à la moyenne des prix à terme trimestriels évalués aux mois de juin, juillet et août de l'année N-1 Les prix de marché mensuels sur l'année N sont calculés à partir de la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix du mois sur le prix du trimestre correspondant.

⁷ Voir également le paragraphe 2.3 sur la période transitoire

2.1.3. Coût évité par l'énergie aléatoire

Le coût mensuel évité par l'énergie aléatoire est calculé en appliquant, au volume mensuel considéré, la moyenne mensuelle des prix *day-ahead* « France » observés sur EPEX SPOT.

Le coût évité par l'énergie aléatoire est la somme des coûts mensuels évités par cette énergie. Pour chaque mois, ces derniers se calculent de la manière suivante :

$$C_{\text{évité}} = (V_{\text{total}} - V_{\text{qc}}) \times \text{MoyDay-ahead}(01/M/N - 28, 29, 30 \text{ ou } 31/M/N)$$

Le coût prévisionnel mensuel évité par l'énergie aléatoire, déterminé par opposition à l'énergie quasi-certaine, est calculé en appliquant, au volume mensuel considéré, le prix de marché calculé selon la méthode décrite à la référence (1) du paragraphe 2.1.2.

Le coût prévisionnel évité par l'énergie aléatoire est la somme des coûts prévisionnels mensuels évités par cette énergie. Pour chaque mois, ces derniers se calculent de la manière suivante :

$$C_{\text{évité}} = (V_{\text{total}} - V_{\text{qc}}) \times \text{MoyennePrévisionnelle}^8$$

2.1.4. Date d'effet

Les évolutions décrites ci-dessus entrent en vigueur à compter du 1^{er} juillet 2009.

2.2. Cas des autres contrats

Les modalités de calcul du coût évité ne sont pas modifiées⁹ pour :

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

2.3. Période transitoire

Les nouveaux principes de calcul seront pleinement applicables pour le calcul des charges au titre de 2012. Il est donc nécessaire de définir les principes qui prévaudront pendant la période de transition, c'est-à-dire pour l'évaluation des charges au titre de 2010 et 2011.

Les principes présentés au paragraphe 2.1 sont applicables pour le calcul du coût évité par l'obligation d'achat au titre de 2010 et 2011. Néanmoins, compte tenu de la date d'entrée en vigueur des nouveaux principes de calcul du coût évité, il est nécessaire d'exclure les périodes de cotation antérieures au 1^{er} juillet 2009. Pour cette raison la puissance quasi-certaine retenue pour chaque bloc est réduite à due proportion.

Les fractions de puissance quasi-certaine retenues pour chaque bloc sont les suivantes :

En % de la puissance quasi-certaine définie au paragraphe 2.1.1	Ruban de base	Surplus de production Q1	Surplus de production M11 et M12
2010	25 %	50 %	100 %
2011	75 %	100 %	100 %

2.4. Application du changement de méthode

Ces nouveaux principes de calcul du coût évité ne sont pas applicables aux ELD qui s'approvisionnent en totalité ou en partie au tarif de cession.

⁸ Selon la méthode décrite à la référence (1) du paragraphe 2.1.2

⁹ Utilisation des produits *day-ahead* « France » observés sur EPEX SPOT et des prix du marché d'ajustement

3. Décision de la CRE

- Il est désormais défini une part quasi-certaine de la production sous obligation d'achat des installations bénéficiant d'un contrat sans différenciation horosaisonnaire. Le coût évité par cette part quasi-certaine est calculé en référence aux prix des produits à terme « France » observés sur EEX Power Derivatives conformément aux principes énoncés au paragraphe 2.1.
- Le coût évité par la part aléatoire de cette production est calculé en référence aux prix *day-ahead* « France » observés sur EPEX SPOT.
- Les principes de calcul du coût évité en vigueur sont maintenus pour :
 - les installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé ;
 - les installations bénéficiant d'un contrat « appel modulable » ;
 - les installations de cogénération fonctionnant en mode « dispatchable ».
- Une période transitoire est instituée pour le calcul du coût évité par l'obligation d'achat au titre des années 2010 et 2011. Les modalités relatives à cette période transitoire sont décrites au paragraphe 2.3.
- Les nouveaux principes de calcul du coût évité définis par la présente délibération entrent en vigueur au 1^{er} juillet 2009. Ils ne sont pas applicables aux ELD qui s'approvisionnent en totalité ou en partie aux tarifs de cession.

Fait à Paris, le 25 juin 2009

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le président,

Philippe de LADoucETTE