

Délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie du 22 décembre 2011 portant modification des principes TURPE 3 de régulation incitative sur le coût lié à la compensation des pertes

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Olivier CHALLAN BELVAL, Michel THIOLLIÈRE, Frédéric GONAND et Jean-Christophe LE DUIGOU, commissaires.

1. Exposé des motifs

L'article L. 336-3 du code de l'énergie prévoit qu'« à compter du 1^{er} août 2013, les droits [à l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique, ci-après ARENH] des fournisseurs sont augmentés de manière progressive en suivant un échéancier sur trois ans défini par arrêté du ministre chargé de l'énergie, pour tenir compte des quantités d'électricité qu'ils fournissent aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes. »

L'arrêté du 25 novembre 2011 relatif à l'augmentation des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique pour tenir compte des quantités d'électricité fournies aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes définie, dans son article 2, la courbe de charge prise en compte pour le calcul de la quantité annuelle de produit ARENH dédiée aux pertes pour les années 2013, 2014, 2015 et suivantes.

La mise en place du dispositif ARENH constitue une évolution majeure des conditions de marché auxquelles les gestionnaires des réseaux publics d'électricité sont confrontés dans le cadre de la couverture des pertes.

En application du point 4.3.3 de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 février 2009 relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, approuvée le 5 mai 2009 par le ministre en charge de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire et le ministre en charge de l'économie, de l'industrie et de l'emploi, des aménagements aux principes de calcul de la performance peuvent être proposés si les conditions de marché modifient manifestement les principes de la régulation incitative.

Dans ce cadre, et pour tenir compte des évolutions des conditions d'achat auxquelles font face les gestionnaires de réseaux pour la compensation des pertes sur les années concernées par le dispositif ARENH, des travaux ont été menés pour évaluer la pertinence du maintien du schéma de régulation incitative décrit dans les dispositions TURPE 3. La conclusion de ces travaux est que, pour les années concernées par le dispositif ARENH pour la compensation des pertes, le calcul de la performance des gestionnaires de réseaux sur le coût lié à la compensation des pertes n'est pas pertinent.

Il est en conséquence décidé d'exclure du périmètre de la régulation incitative du coût lié à la compensation des pertes les transactions contractualisées durant la période d'application du TURPE 3 et portant sur les produits à terme dont la livraison est postérieure à 2012.

Avec l'entrée en vigueur du code de l'énergie qui transpose la directive 2009/72/CE du Parlement européen et

du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, la CRE est pleinement compétente pour fixer les méthodologies utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité. Ainsi, en application du 3° de l'article L. 134-1 et de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE fixe par décision les évolutions apportées aux principes de régulation incitative sur le coût lié à la compensation des pertes définies par la proposition tarifaire TURPE3.

2. Décision

Le point 4.3 de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 février 2009 relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité est ainsi remplacé par le texte en annexe.

La présente décision sera publiée au Journal Officiel de la République Française.

Fait à Paris, le 22 décembre 2011

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

Philippe de LADOUCKETTE

ANNEXE

4.3 Régulation incitative du coût lié à la compensation des pertes

RTE et ERDF disposent de trois types de produits pour acheter l'énergie nécessaire à la compensation de leurs pertes : les produits à terme, les produits horaires (options et débits) et les écarts (pertes résiduelles compensées sur le mécanisme d'ajustement). Pour réaliser la compensation des pertes, les produits sont empilés à divers horizons de temps :

- Produits à terme : le gestionnaire de réseau fait une prévision à long terme de ses pertes, plus de trois ans à l'avance. Cette prévision peut être affinée jusqu'au plus près du temps réel. Le gestionnaire de réseau contractualise des produits à terme pour couvrir cette prévision. Le gestionnaire de réseau dispose de deux types de produits à terme pour assurer la couverture de ses pertes : les produits à terme achetés sur le marché organisé Powernext® Futures (ci-après « produits à terme de marché »), et les produits à terme achetés dans le cadre des contrats spécifiques ouvrant droit à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique mentionnés au III de l'article 9 du décret n°2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique. Les produits à terme de marché sont contractualisés par blocs annuels, trimestriels et mensuels, en distinguant les heures de base (24h/24h) des heures de pointe (8h-20h du lundi au vendredi). La couverture mensuelle des besoins prévisionnels en base et en pointe est obtenue en empilant les blocs annuels (2 produits), trimestriels (8 produits) et mensuels (24 produits), ou en échangeant des blocs d'énergie de manière à épouser au mieux la courbe de prévision long terme, soit, au total, 34 produits à terme différents chaque année (et des combinaisons de ces produits pour les échanges). Le marché organisé des produits à terme en France est Powernext® Futures ;
- Produits horaires : ils permettent de couvrir la prévision affinée au pas horaire. Les produits horaires contractualisés jusqu'au plus près du temps réel sont appelés produits *spots*. Le marché organisé des produits *spots* en France est Powernext® Day-Ahead ;
- Ecart : les écarts avec les pertes constatées au pas demi-horaire sur le périmètre d'équilibre du gestionnaire de réseau (pertes résiduelles) sont valorisés aux prix révélés par le mécanisme d'ajustement ;

Afin d'inciter ERDF et RTE à minimiser le coût lié à la compensation des pertes et de s'assurer ainsi de leur efficacité dans leur politique d'achat, la CRE met en place un mécanisme incitatif, portant sur les transactions de produits à terme à concurrence des volumes déclarés à la CRE par RTE et ERDF selon les modalités décrites ci-après.

Ce mécanisme comporte trois paramètres :

- la *performance* du gestionnaire de réseau (cf. partie « calcul de la *performance* » ci-après) ;
- un *bonus* ou un *malus* (selon le signe de la *performance*) égal à 50 % de la *performance* du gestionnaire de réseau ;
- un *plancher* destiné à protéger les utilisateurs contre l'augmentation excessive des charges due à une contre-performance (*performance* négative) du gestionnaire de réseau.

Les transactions portant sur les produits à terme dont la livraison est postérieure à 2012, contractualisées durant la période d'application du TURPE 3, ne sont pas incluses dans le périmètre du calcul de la *performance*.

Calcul de la performance annuelle du gestionnaire de réseau

La *performance* du gestionnaire de réseau est calculée annuellement comme la différence entre le *coût de référence* et le *coût constaté*.

La *performance* est positive lorsque le *coût constaté* est inférieur au *coût de référence*. La *performance* est négative (contre-performance) lorsque le *coût constaté* est supérieur au *coût de référence*.

performance = coût de référence – coût constaté

Coût de référence

Le *coût de référence* de l'année N calculé en N+1, reflète les conditions d'achat d'un gestionnaire de réseau de référence. Il est établi à partir des *cotations Futures moyennes* et des volumes d'énergie que déclare le gestionnaire de réseau pour chacun des produits à terme de marché nécessaires à la couverture de ses besoins prévisionnels de l'année N, à l'exclusion des volumes contractualisés avant le 1^{er} août 2009.

Avant le 28 décembre de chaque année, RTE et ERDF déclarent à la CRE, par lettre recommandée, avec accusé de réception ou par tout autre moyen permettant d'attester de cette déclaration à la CRE, les volumes d'énergie nécessaires à la couverture des besoins prévisionnels annuels, par type de produits à terme de marché. Ces volumes d'énergie pourront être négatifs pour permettre aux gestionnaires de réseaux de conduire une politique d'achat incluant des échanges de blocs d'énergie entre mois ou trimestres.

Ces déclarations seront modifiables pour chaque produit à terme de marché jusqu'à la veille du premier jour de cotation de ce produit sur Pownext® Futures, selon les mêmes modalités de transmission que les déclarations annuelles.

La *cotation Futures moyenne* de chacun des produits à terme de marché déclarés se calcule sur la base de la moyenne arithmétique non pondérée des cotations quotidiennes (*Daily Settlement Price*) observées *ex-post* sur Pownext® Futures entre le 1^{er} août 2009 et la fin de la période de cotation de ce produit pour un achat standard et sur la période de cotation commune aux deux produits échangés postérieure au 1^{er} août 2009 pour un échange de blocs.

Chaque année, le *coût de référence* est calculé comme la somme des volumes d'énergie déclarés, valorisés aux *cotations Futures moyennes* des différents produits à terme de marché.

$$\text{coût de référence} = \sum_x [\text{voldéclaré}_x \times \text{cot Fmoy}_x]$$

voldéclaré_x : volume d'énergie déclaré correspondant au produit X

cotFmoy_x : *cotation Futures moyenne* du produit X

Coût constaté

À partir du portefeuille des volumes d'énergie déclarés, le portefeuille des volumes prévisionnels d'énergie mensuels est reconstitué en distinguant les heures hors-pointe des heures de pointe. Le portefeuille des volumes prévisionnels d'énergie mensuels comporte par conséquent 24 valeurs mensuelles.

La CRE vérifiera la correspondance entre les volumes prévisionnels d'énergie mensuels déclarés et les volumes d'énergie mensuels contractualisés, tout écart étant valorisé au *spot*.

Chaque année, le *coût constaté* est calculé comme :

- la somme des coûts des produits à terme contractualisés ;
- retraitée des écarts entre les volumes prévisionnels d'énergie mensuels et les volumes d'énergie mensuels contractualisés via les transactions de produits à terme, valorisés aux *cotations Day-Ahead moyenne*.

Le *coût constaté* est estimé par la CRE sur la base des informations fournies mensuellement par le gestionnaire de réseau et ne tient compte que des transactions de produits effectuées par le gestionnaire de réseau après le 1^{er} août 2009.

La *cotation Day-Ahead moyenne* est la moyenne arithmétique non pondérée des cotations observées sur Powernext® Day-Ahead sur la totalité des heures en écart par rapport au volume prévisionnel d'énergie mensuel.

Si, pour l'une des 24 données du portefeuille, le volume d'énergie mensuel contractualisé via les transactions de produits à terme effectuées par le gestionnaire de réseau à compter du 1^{er} août 2009 est inférieur au volume prévisionnel d'énergie mensuel, le coût de transaction du volume d'énergie mensuel contractualisé est augmenté de l'écart de volume valorisé à la *cotation Day-Ahead moyenne*.

Si, pour l'une des 24 données du portefeuille, le volume d'énergie mensuel contractualisé via des transactions de produits à terme effectuées par le gestionnaire de réseau à compter du 1^{er} août 2009 est supérieur au volume prévisionnel d'énergie mensuel, le coût de transaction du volume d'énergie mensuel contractualisé est diminué de l'écart de volume valorisé à la *cotation Day-Ahead moyenne*.

$$\text{Coût constaté} = \sum_x [\text{volconst}_x \times \text{prixconst}_x] - \sum_h [(\text{volhconst}_h - \text{volhprev}_h) \times \text{cotDAmoy}]$$

volconst_x : volume de produit X constaté pour les transactions de produits à terme effectués par le gestionnaire de réseaux à compter de la date d'entrée en vigueur des tarifs

prixconst_x : prix moyen constaté à compter de la date d'entrée en vigueur des tarifs pour les transactions du produit X.

volhconst_h : volume d'énergie au pas horaire contractualisé via les transactions de produits à terme effectuées par le gestionnaire de réseaux à compter de la date d'entrée en vigueur des tarifs

volhprev_h : volume prévisionnel d'énergie au pas horaire

cotDAmoy : *cotation Day-Ahead moyenne*

Modalités de partage de la performance annuelle du gestionnaire de réseau

En cas de *performance* positive, le gestionnaire de réseau bénéficie d'un *bonus*, égal à 50 % de la *performance*.

En cas de *performance* négative (contre performance), le gestionnaire de réseau est pénalisé d'un *malus*, au moins égal à 50 % de la *performance*. La part restante de la contre performance est supportée par les utilisateurs, dans la limite maximale de 20 millions d'euros pour RTE et 40 millions d'euros pour ERDF.

Le *bonus/malus* de l'année N lié à la régulation incitative sur l'achat des pertes sera calculé à la fin du 1^{er} semestre de chaque année N+1.

Incidence des circonstances exceptionnelles sur la régulation incitative de l'achat des pertes

Si les conditions de marché ou une évolution majeure des périmètres des gestionnaires de réseaux modifient manifestement les principes de la régulation incitative décrits dans cette proposition, des aménagements aux principes de calcul de la *performance* pourraient être définis.

En cas de défaillance d'un fournisseur, le *coût constaté* permettant le calcul de la *performance* intègre toutes les transactions du portefeuille du gestionnaire de réseau telles que contractualisées. Seules les nouvelles transactions liées à la reconstitution du portefeuille seront exclues du calcul de la *performance* des gestionnaires de réseaux.