



Paris, le 9 septembre 2014

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie sur les modalités de gestion de l'obligation d'achat en métropole continentale et sur les principes de calcul du coût évité

Les fournisseurs historiques d'électricité, à savoir Électricité de France (EDF), les entreprises locales de distribution (ELD) et Électricité de Mayotte (EDM) sont tenus de conclure des contrats d'achat de l'électricité produite par les installations bénéficiant d'un tarif d'obligation d'achat ou lauréates d'un appel d'offres. Ces mécanismes d'achat prévoient une rémunération à un tarif fixé *ex ante*, défini par les pouvoirs publics dans le cas d'un tarif d'obligation d'achat ou proposé par le producteur dans le cas d'un appel d'offres. Les surcoûts résultant de l'obligation d'achat, entendue dans la présente délibération comme les contrats résultant de l'application d'un tarif d'obligation d'achat et ceux conclus à l'issue d'un appel d'offres, sont compensés aux fournisseurs historiques par la contribution au service public de l'électricité (CSPE)¹.

Ces surcoûts sont calculés comme la différence entre le coût d'achat de l'électricité produite et le coût évité aux acheteurs obligés par l'acquisition de ces mêmes quantités. Les modalités de calcul de ces coûts évités dépendent de la nature de l'acheteur obligé :

- En métropole continentale, ils sont calculés par référence aux prix de marché pour EDF, et par référence aux prix de marché et aux tarifs de cession pour les ELD ;
- Dans les zones non interconnectées² (ZNI), ils sont calculés par référence à la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente.

La présente consultation porte uniquement sur l'évaluation par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du coût évité par l'obligation d'achat en métropole continentale. La CRE n'envisage pas à ce stade d'évolution du principe de calcul du coût évité dans les ZNI.

L'évolution de la méthode de calcul du coût évité en métropole continentale résultant des éléments présentés dans le présent document de consultation sera intégrée le cas échéant à la délibération portant proposition du montant des charges et de la contribution unitaire pour l'année 2015.

¹ En application de l'article L 121-27 du code de l'énergie, les surcoûts résultant de l'exécution de contrats d'achat conclus ou négociés avant la loi du 10 février 2000 entre les fournisseurs historiques et les producteurs d'électricité sont également compensés par la CSPE, dans les mêmes conditions que les contrats d'OA.

² Corse, départements d'outre-mer, Saint-Pierre et Miquelon, Saint Martin, Saint Barthélemy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein, l'archipel des Glénan et l'île anglo-normande de Chausey.

Glossaire

CRE	Commission de régulation de l'énergie
ELD	Entreprise locale de distribution
IJ	Infra-journalier
NEB	Notification d'échange de blocs
OA	Obligation d'achat : achats au titre des contrats relevant des articles L 314-1, L 311-10 et L 121-27 du code de l'énergie.
PE	Périmètre d'équilibre
PE-OA	Périmètre d'équilibre dédié aux installations sous obligation d'achat

1. Contexte

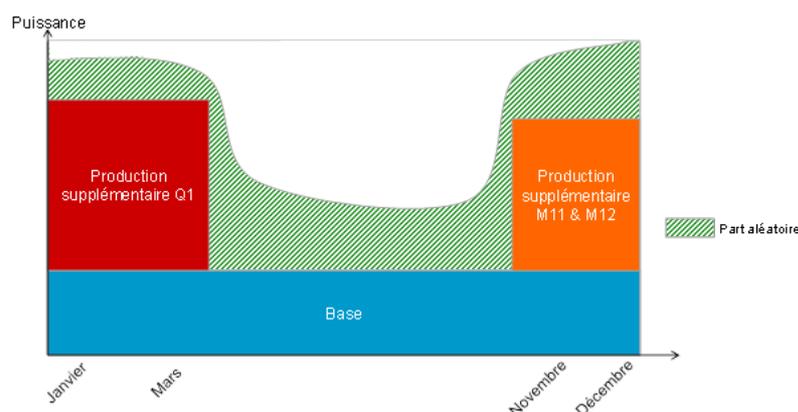
1.1 Calcul du coût évité par l'obligation d'achat en métropole continentale

Aux termes de l'article L 121-7 du code de l'énergie, les coûts évités par l'obligation d'achat en métropole continentale sont calculés par référence aux prix de marché. Par exception, pour les ELD, les coûts évités par les quantités d'électricité se substituant aux quantités d'électricité acquises aux tarifs de cession sont calculés par référence à ces tarifs. Dans la pratique, la totalité du coût évité pour les ELD est calculée par référence aux tarifs de cession.

Les coûts évités par l'obligation d'achat à EDF sont calculés sur la base des prix observés sur les marchés à terme et sur le marché spot. La production sous OA, à l'exception des cas particuliers présentés *infra*, est distinguée entre une part quasi-certaine et une part aléatoire³. La part quasi-certaine est composée :

- d'un ruban de base, produit et acheté toute l'année et valorisé à la moyenne des prix du produit calendaire correspondant ;
- d'un bloc supplémentaire correspondant aux surplus de production hivernaux du premier trimestre, valorisé à la moyenne des prix du produit trimestriel correspondant ;
- de deux blocs correspondant aux surplus de production hivernaux des mois de novembre et décembre, valorisés à la moyenne des prix des produits mensuels correspondants.

Le niveau des différents blocs est revu chaque année par la CRE en fonction des prévisions de parc installé et du retour d'expérience sur la disponibilité des filières sous OA.



Représentation de la répartition entre part quasi-certaine et part aléatoire dans le calcul du coût évité

³ Le détail du calcul, et notamment les périodes de cotation retenue pour les différents produits à terme, font l'objet de la 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'achat en métropole continentale.

La part quasi-certaine est valorisée à la moyenne arithmétique des prix de marché à terme sur la période de cotation retenue, et la part aléatoire est valorisée à la moyenne mensuelle des prix de marché spot.

La référence de coût évité pour la production photovoltaïque (PV) correspond à un prix de marché profilé, calculé en appliquant aux prix de marché spot horaires les coefficients du profil PRD3 (profil utilisé par les gestionnaires de réseau pour reconstituer la production PV).

Le coût évité par les filières horosaisonnalisées (hydraulique) et dispatchables (cogénération ou diesel) est calculé par une valorisation précise de l'énergie en fonction de sa période de production. Un coût fixe évité, calculé par référence aux prix issus des appels d'offres lancés par RTE pour des réserves complémentaires, est également intégré dans le cas de ces dernières, pour tenir compte du caractère garanti de leur production sur appel d'EDF.

1.2 Obligation d'achat et responsabilité d'équilibre

Les installations bénéficiant d'un contrat d'achat avec EDF sont aujourd'hui rattachées au périmètre d'équilibre d'EDF. Les installations sur le territoire d'une ELD sont également rattachées à ce périmètre, comme l'ensemble des sites d'injection et de soutirages (pour ce qui concerne les clients aux tarifs réglementés) des ELD. L'ensemble de la production sous OA en métropole continentale est donc intégré au périmètre d'équilibre d'EDF. Cette production est prise en compte dans l'optimisation globale du parc de production d'EDF, en conséquence de quoi sa valorisation sur les marchés de gros de l'électricité ne correspond pas nécessairement à la formule de calcul du coût évité détaillée *supra*. Les volumes physiques vendus à terme peuvent ainsi être inférieurs aux volumes théoriques déterminés par la part quasi-certaine de la production du fait du « netting » au sein du périmètre.

EDF cherche à équilibrer au mieux son périmètre, en ajustant à chaque pas de temps injection – y compris la production des installations sous OA – et soutirage. Les écarts constatés sur le périmètre, dont une partie relève de la variabilité de la production sous OA, sont facturés à EDF par RTE. Cette variabilité résulte du caractère partiellement imprévisible de la production sous OA. La production ENR variable ou fatale (photovoltaïque, éolien, hydraulique au fil de l'eau) dépend de facteurs météorologiques soumis à aléas (vent, ensoleillement, précipitations). Pour les filières commandables (cogénération, biomasse, biogaz), l'injection est à la main du producteur qui n'est pas tenu d'informer l'acheteur obligé de son programme de production. Les modèles de prévision de la production sous OA développés par EDF ne permettent pas de supprimer tous les écarts.

Le tableau suivant présente une estimation réalisée par EDF des écarts entre la production réalisée et la production prévue pour l'année 2013. Du fait du foisonnement entre les filières, le total des écarts est inférieur à la somme des écarts de chaque filière.

	Production réalisée (TWh)	Ecart avec la production prévue (TWh)	Ecart avec la production prévue (%)
Eolien	15,0	1,3	8 %
Photovoltaïque	4,3	0,7	17 %
Cogénération	6,4	0,6	10 %
Hydraulique	5,5	0,7	13 %
Thermique	5,3	0,4	8 %
Total	36,5	2,1	6 %

Le coût de ces écarts représente un enjeu annuel de l'ordre de 10 à 20 M€.

La CRE s'est exprimée dès 2005 en faveur du principe de prise en compte des écarts liés à la production sous OA. La délibération portant proposition des charges de CSPE pour l'année 2006 précisait qu'« *en théorie, il faudrait soustraire du coût évité (à EDF par l'obligation d'achat) le coût des écarts supportés par EDF, du fait de l'imprévisibilité d'une partie de l'obligation d'achat. Mais l'étude de ces écarts a révélé que ceux-ci sont négligeables par rapport à ceux liés à la consommation* ». Etant donné la croissance des volumes couverts par l'OA, ces écarts ne peuvent plus être considérés comme négligeables. Ils ne sont toutefois pas objectivables à l'heure actuelle, étant donné l'intégration des installations sous OA au périmètre d'équilibre d'EDF.

1.3 Objet de la consultation

La CRE a étudié avec EDF un ensemble d'évolutions de la gestion de l'OA permettant l'identification précise des écarts induits par l'imprévisibilité de la production sous OA, reposant sur la création d'un

périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat. La prise en compte de ces écarts nécessiterait une modification de la formule de calcul du coût évité par l'OA à EDF.

Par ailleurs, la CRE et EDF ont analysé l'opportunité d'organiser la mise à disposition de l'électricité produite par les installations sous OA pour tous les acteurs, par la commercialisation de ces volumes sur les différents marchés de l'électricité. La politique de vente adoptée serait alors le reflet de la formule de calcul du coût évité, ce qui permettrait de rapprocher le coût évité calculé par la CRE de la valorisation effective de cette énergie par EDF.

Enfin, la CRE étudie, indépendamment des deux points mentionnés *supra*, l'opportunité de raffiner la formule de calcul des coûts évités par la part aléatoire de la production sous OA. La méthode en vigueur actuellement pour la majorité des filières, qui repose sur une moyenne mensuelle des prix de marché spot, ne capture en effet pas les effets temporels à une maille inférieure au mois. Cette évolution ne concernerait à court terme que la filière éolienne.

Ces trois modifications sont susceptibles d'avoir un impact sur le calcul des charges de service public de l'électricité et sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité. Ainsi, la CRE consulte les parties intéressées sur les évolutions de la gestion de l'obligation d'achat et sur les modifications de la formule de calcul du coût évité envisagées.

Les réponses devront parvenir, avant le 24 septembre minuit, sous format électronique à l'adresse suivante : cspe@cre.fr. Il est possible d'exprimer un avis libre en fin de document.

Les contributions pour lesquelles les acteurs ne précisent pas qu'elles sont confidentielles pourront être publiées par la CRE, sous réserve des secrets protégés par la loi. Merci de bien vouloir indiquer si vous souhaitez que la confidentialité ou l'anonymat de votre réponse soient garantis.

2. Evolution de la gestion de l'obligation d'achat par EDF permettant l'identification des écarts liés à l'imprévisibilité

2.1 Création d'un périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat

2.1.1 Principe de fonctionnement du périmètre d'équilibre dédié

La gestion actuelle de l'OA, au sein du périmètre d'équilibre d'EDF, ne permet pas de distinguer les écarts liés à l'imprévisibilité des installations sous OA de ceux liés à la production propre d'EDF et aux soutirages de ses clients. L'évolution envisagée repose sur la création d'un périmètre d'équilibre (PE) géré par EDF et dédié aux installations sous obligation d'achat (PE-OA), comportant en injection les productions réalisées par l'OA et en soutirage les prévisions de production pour l'obligation d'achat réalisées par EDF la veille du jour de production (J-1). Cette prévision de production serait intégrée dans une NEB à destination du PE d'EDF où elle serait intégrée à l'optimisation globale du parc de production d'EDF, comme c'est le cas à l'heure actuelle.

Les prévisions de production réalisées en J-1 peuvent être affinées à l'approche du temps réel, en prenant en compte notamment les prévisions météorologiques les plus récentes et les données de production publiées par RTE. L'amélioration de la prévision de production après l'échéance J-1 serait prise en compte dans le PE-OA par des NEB en infra-journalier (IJ) à destination du PE d'EDF.

Les écarts calculés par RTE sur le PE-OA pour chaque pas demi-heure correspondraient, en application des règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'équilibre de RTE, à l'écart entre l'injection totale et le soutirage total, soit l'écart entre la production réalisée et l'ensemble des NEB vers le périmètre EDF (NEB en J-1 + NEB en IJ), correspondant à la prévision de la production sous OA au plus près du temps réel. Le coût de ces écarts refléterait donc bien le caractère imprévisible de la production sous OA.

Afin de garantir la transparence du dispositif, les prévisions de production faisant l'objet de NEB seraient publiées par EDF. EDF publierait également mensuellement la puissance installée par filière utilisée pour élaborer cette prévision.

Question 1 :

La création d'un périmètre d'équilibre dédié aux installations sous obligation d'achat vous paraît-elle répondre à l'objectif d'explicitation du coût de l'imprévisibilité de la production sous OA ?

La publication du détail des prévisions de production par filière vous paraîtrait-elle utile ?

2.1.2 Rattachement des installations au périmètre d'équilibre dédié

Les modèles de contrat d'achat en vigueur, validés par le ministre chargé de l'énergie, prévoient le rattachement des installations sous OA au périmètre d'équilibre désigné par l'acheteur. Il s'agit d'un prérequis au raccordement de ces installations par les gestionnaires de réseau et donc à la prise d'effet du contrat d'achat. Les nouvelles installations demandant à bénéficier d'un contrat d'OA auprès d'EDF seront donc rattachées au PE-OA, qui sera le PE désigné par EDF en tant qu'acheteur obligé.

Les installations existantes et bénéficiant actuellement d'un contrat d'OA avec EDF sont toutes rattachées au PE d'EDF. Elles seront donc basculées dans le PE-OA à sa création. Cette modification n'ayant aucun impact pour les producteurs en termes de rémunération ou de gestion de leur installation, ils seront simplement informés de ce changement.

Les installations dont le contrat d'achat arrive à échéance ou est résilié seront retirées du PE-OA.

Question 2 :

Avez-vous des observations à formuler sur les modalités envisagées pour le rattachement des installations bénéficiant de l'obligation d'achat, et notamment des installations existantes ?

2.2 Modèles de prévision de la production sous obligation d'achat

2.2.1 Etat des lieux des modèles de prévision utilisés par EDF

Les modèles de prévision de la production sous OA développés par EDF sont de différente nature selon les filières de production :

- Pour les filières dont les volumes ou la sensibilité aux conditions climatiques sont les plus faibles (cogénération, incinération, biomasse, biogaz), la méthode consiste en une prévision des énergies mensuelles sur la base des hypothèses de croissance du parc installé. La prévision en puissance de la filière cogénération est ensuite thermosensibilisée, afin de rendre compte des variations de rendement induites par la température.
- Pour la filière hydraulique, les énergies mensuelles prévisionnelles sont ajustées par l'application d'un indice prévisionnel national d'écart de l'hydraulicité à une normale climatique.
- Pour les filières dont la production est fortement dépendante des conditions météorologiques (éolien et PV), des modèles statistiques ont été développés. Les prévisions sont réactualisées en infra-journalier lors de la réception de nouvelles prévisions météo. Les prévisions de production éolienne sont actualisées toutes les heures grâce à un recalage sur les estimations temps réel publiées par RTE sur son site Eco2mix.

Les prévisions de production du PE-OA seront établies à partir de ces modèles.

2.2.2 Suivi de la qualité de la prévision et amélioration continue

La compensation à EDF de l'intégralité du coût des écarts facturés induit un enjeu quant au maintien d'une bonne qualité de la prévision, d'autant plus dans le contexte d'une croissance régulière des volumes bénéficiant de l'OA.

Un système d'incitation, fondé sur une cible en termes de volumes d'écart à respecter, n'est toutefois pas envisageable, en raison de l'impact sur ces écarts de l'aléa météorologique qu'EDF ne peut pas maîtriser. La solution envisagée par la CRE repose sur un dispositif de progrès continu. Un bilan annuel des prévisions serait réalisé par EDF et transmis à la CRE chaque année, à l'occasion duquel la liste des améliorations à réaliser sur les modèles serait établie, sur la base de leur analyse coûts-bénéfices.

La conformité des prévisions de production publiées par EDF avec le résultat de ces modèles serait également vérifiée par la CRE à cette occasion.

Afin de garantir l'efficacité de ce dispositif, la CRE conserverait la possibilité de réduire la compensation du coût des écarts en cas de dérive de la part d'EDF.

Question 3 :

Les modalités envisagées vous paraissent-elles suffisantes pour garantir la qualité des prévisions de la production sous OA ?

2.3 Prise en compte dans la formule de calcul du coût évité

La formule de coût évité en vigueur se fonde sur les références des prix de marché à terme pour la part quasi-certaine et des prix de marché spot pour la part aléatoire. Le calcul du coût évité par la part aléatoire devrait évoluer afin de refléter les rééquilibrages en IJ et la prise en compte des écarts résiduels sur le PE-OA. À cette fin, la CRE envisage de faire référence à l'indice de prix publié par EPEX Spot pour les échanges en IJ et au prix de règlement des écarts facturé ou acquitté par RTE.

La prise en compte de ces indices pourra se faire en remplaçant la référence au prix spot P_{spot} par la référence à un « prix de court terme » $P_{court\ terme}$ calculé comme la moyenne pondérée de ces trois références de prix par les volumes correspondants :

$$P_{court\ terme} = [P_{spot} \times Q_{J-1} + I_{IJ} \times Q_{IJ} + PRE \times Q_{écart}] / [Q_{réalisée} - Q_{quasi-certain}]$$

Où :

- I_{IJ} correspond à l'indice de prix infra-journalier publié par EPEX Spot
- PRE correspond au prix de règlement des écarts facturé ou acquitté par RTE
- Q_{J-1} correspond à la prévision de production établie en J-1 et ayant fait l'objet d'une NEB

- Q_{IJ} correspond aux prévisions en IJ ayant fait l'objet d'une NEB
- $Q_{\text{écart}}$ correspond au volume d'écart calculé par RTE
- $Q_{\text{réalisée}}$ correspond aux volumes effectivement produits par les installations sous OA
- $Q_{\text{quasi-certain}}$ correspond aux volumes quasi-certains définis par la CRE

Le coût évité correspondant sera calculé à partir de la facture d'écarts établie par RTE en M+1.

Le traitement particulier des filières PV, horosaisonnalisées et dispatchables résumé au chapitre 1.1 serait conservé, en, remplaçant la référence au prix spot par la référence au prix de court terme.

La facture des écarts adressée par RTE fait l'objet de plusieurs régularisations, résultant (i) de certaines corrections de données effectuées par RTE ou remontées par les gestionnaires de réseau de distribution et (ii) de la relève des compteurs des installations profilées (processus de réconciliation temporelle). Ces régularisations, ainsi que la facture de reversement du solde du compte « ajustement-écart », seraient intégrées *a posteriori* au calcul des charges constatées au titre d'une année en tant que reliquats.

Question 4 :

Avez-vous des observations à formuler sur la manière dont la CRE envisage de décliner la création d'un périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat dans la formule de calcul du coût évité?

2.4 Intégration des installations bénéficiant d'un contrat d'achat avec une ELD

Les installations bénéficiant d'un contrat d'achat avec une ELD étant rattachées au PE d'EDF, elles contribuent également aux écarts de ce périmètre. Dans le cadre de la création du PE-OA, EDF proposerait aux ELD le rattachement de leurs installations sous OA au périmètre d'équilibre dédié. La gestion pratique du PE-OA impliquera toutefois une comptabilisation précise des différents flux d'injection et de soutirage, induisant certaines contraintes en matière de systèmes d'informations, de nature à limiter le nombre des ELD pouvant y être rattachées. Les installations qui ne seraient pas rattachées au périmètre dédié continueront à être traitées dans le cadre du PE d'EDF.

EDF réaliserait les prévisions de production des installations ainsi rattachées au PE-OA, qui feraient également l'objet d'une NEB vers le périmètre général d'EDF⁴. Seuls les écarts liés à ces installations seront donc comptabilisés dans le périmètre dédié. Le coût de ces écarts serait intégré au calcul des charges supportées par EDF.

Question 5 :

Avez-vous des observations à formuler sur l'intégration des installations ayant un contrat d'achat avec une ELD au périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat et sur la prise en compte du coût de leurs écarts dans le calcul des charges supportées par EDF ?

2.5 Calendrier de mise en œuvre de ces évolutions

La création d'un périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat et le rattachement des installations sous OA à ce périmètre nécessitent la mise en œuvre d'un certain nombre de gestes opérationnels au niveau d'EDF et des gestionnaires de réseaux. La mise en œuvre effective des évolutions envisagées interviendra donc dans un délai de plusieurs mois après validation du principe par la CRE. La méthode de calcul du coût évité actuellement en vigueur continuera à être utilisée jusque-là. Si le PE-OA est effectif au cours de l'année 2015, les charges constatées d'EDF liées à l'OA seront calculées en distinguant deux périodes.

⁴ Ces volumes doivent être pris en compte pour le calcul des achats aux tarifs de cession des ELD.

3. Commercialisation des volumes issus de l'obligation d'achat sur les marchés de gros de l'électricité

La commercialisation directe des volumes issus de l'OA sur les marchés de gros de l'électricité envisagée par EDF et la CRE, selon des modalités répliquant la formule de calcul de coût évité, répondrait au double objectif de rapprocher le calcul du coût évité effectué par la CRE de la valorisation effective de l'électricité issue de l'OA par EDF, et de mettre ces volumes à disposition de tous les acteurs de marché.

3.1 Principes de vente des volumes issus de l'OA envisagés

Aux termes de l'évolution présentée dans la partie 2, la formule de coût évité serait fondée sur une référence aux prix de marché à terme, aux prix de marché spot, aux indices de prix infra-journaliers et aux prix de règlement des écarts. Les modalités de vente de l'énergie envisagées se fondent donc sur la commercialisation des volumes issus de l'OA sur les marchés organisés correspondants⁵. Les volumes issus d'installations sous OA ayant un contrat d'achat avec une ELD et intégrées au PE-OA ne seraient pas commercialisés dans ce cadre et feraient l'objet d'une NEB vers le PE d'EDF⁶.

3.1.1 Vente de la part quasi-certaine sur les marchés à terme

Les blocs de puissance quasi-certaine d'une année N sont mis à jour par la CRE selon le calendrier suivant :

- Avant le 31 décembre de l'année N-3 pour le bloc de base ;
- Avant le 31 décembre de l'année N-2 pour le bloc Q1 ;
- Avant le 31 décembre de l'année N-1 pour les blocs M11 et M12.

Une première possibilité consisterait pour EDF à vendre les volumes correspondant, une fois la valeur définitive des blocs publiée par la CRE, sur le marché EEX Power Derivatives, selon une politique et une périodicité définies avec la CRE. Etant donné la liquidité des marchés à terme et la position d'EDF sur ces marchés, cette option pourrait conduire EDF à être dans certains cas sa propre contrepartie sur certaines transactions. Sur ce point, la conformité avec les règles de marché en vigueur nécessite d'être établie.

Une deuxième possibilité, permettant de s'affranchir de cette question, consisterait pour EDF à vendre ces volumes dans le cadre d'appels d'offres. Deux solutions sont envisagées à ce stade pour ces appels d'offres :

- Des appels d'offres réguliers pour vendre progressivement sur toute la période de cotation les volumes quasi-certains sous forme de blocs.
- Des appels d'offres annuels de l'ensemble des quantités quasi-certaines avec un prix de vente basé sur les indices de prix de marché publiés par EEX.

Dans le premier cas, l'appel d'offres porterait sur le prix des blocs et, dans le second, il porterait sur le niveau de décote par rapport à l'indice.

3.1.2 Vente de la prévision en J-1 sur les marchés spot

Les volumes prévus en J-1 seraient vendus sur la bourse EPEX Spot. Etant donné l'obligation faite à EDF d'acheter les volumes d'OA indépendamment des conditions de marché, cette vente se ferait « à tout prix ».

3.1.3 Transactions en infra-journalier résultant de l'affinement des prévisions de production

Dans la logique de vente sur les marchés de gros des volumes issus de l'OA envisagée par la CRE et EDF, le rééquilibrage des prévisions de production en IJ a vocation à faire l'objet d'achats et de ventes sur le marché infra-journalier. En raison de la faible liquidité de ce marché et de ses modalités d'intervention, les modalités de gestion des transactions, en termes de détermination du prix d'offre, d'encadrement des prix à la vente ou à l'achat et d'adaptation du prix nécessiteraient d'être définies précisément. La question

⁵ Il n'est donc pas envisagé de recourir à des transactions OTC.

⁶ EDF n'ayant pas acheté cette énergie, elle n'est pas fondée à la revendre sur les marchés.

soulevée par la possibilité pour EDF d'être sa propre contrepartie sur certaines transactions se pose également, comme dans le cas de la vente des blocs quasi-certains sur les marchés à terme.

Dans l'hypothèse où les modalités d'intervention sur les marchés IJ ne pourraient pas être définies dans le même calendrier, EDF pourrait conserver la responsabilité du rééquilibrage en IJ. Les volumes reflétant l'évolution des prévisions de la production sous OA feraient alors l'objet de NEB du PE-OA vers le PE d'EDF et seraient cédés au prix de l'indice IJ. Ces volumes seraient ensuite gérés par EDF dans le cadre de son périmètre d'équilibre propre, via des redéclarations du programme de production de ses centrales propres et/ou en procédant à des achats et des ventes sur le marché IJ, comme c'est le cas actuellement.

3.1.4 *Ecart entre la recette tirée de la vente des volumes sous OA et le coût évité calculé par la CRE*

La vente des volumes issus de l'OA sur les marchés ne devrait pas conduire à une égalité stricte entre le coût évité calculé par la CRE et la recette tirée de la vente des volumes issus de l'OA sur les marchés, pour diverses raisons, dont notamment :

- L'écart entre l'approche « comptabilité appropriée » et l'approche « temps réel » : les éléments (volumes achetés et coûts d'achat) déclarés dans la comptabilité appropriée sur la base de laquelle sont calculées les charges de service public correspondent à des données de facturation, qui peuvent être décalées dans le temps par rapport aux données de production⁷.
- L'écrêtage de certaines productions : le calcul du coût évité est réalisé sur la base de la quantité déclarée « achetée », or la production à une puissance instantanée supérieure à la puissance maximale déclarée de l'installation n'est pas comptabilisée.
- La republication des courbes de charges : les bilans d'injection utilisés dans le calcul des écarts sont revus jusqu'en M+14, tandis que les volumes pris en compte dans la facturation des producteurs ne sont pas réactualisés.

La CRE analysera les écarts entre le coût évité calculé et les recettes du PE-OA, et pourra le cas échéant faire évoluer la formule de calcul de coût évité à la lumière de ces éléments.

Question 6 :

Avez-vous des observations à formuler sur les modalités de commercialisation de l'électricité issue de l'obligation d'achat envisagées ?

Laquelle des trois options de vente des volumes quasi-certains qui sont envisagées vous paraît préférable ?

Quelle modalité de gestion des volumes résultants des reprévisions de la production sous OA en infra-journalier vous paraît préférable ?

Quel serait selon vous l'impact de ces évolutions sur l'activité des marchés de gros ?

3.2 Modalités pratiques d'accès aux marchés

L'accès aux marchés de l'électricité nécessite une structure (SI, personnels, etc.) dont ne dispose pas les équipes d'EDF en charge de l'OA. Cette prestation devra donc être confiée à un acteur tiers. Un appel d'offres pourrait être envisagé pour accomplir cette mission de vente sur les marchés. Dans la mesure où aucun frais de gestion lié à l'OA n'est compensé, EDF préférerait confier à sa filiale EDF-Trading, qui assure de manière exclusive la mission d'acteur de marché de l'électricité au sein du groupe EDF, le soin d'assurer la mise sur le marché des volumes d'OA sur ordre et pour le compte de l'entité en charge du PE-OA.

EDF-Trading gérerait ce portefeuille de manière indépendante de tous les autres en appliquant les modalités envisagées ci-dessus. Il ne sera procédé à aucun « netting » avec un autre portefeuille. Les

⁷ A titre d'exemple, une nouvelle installation dont le rythme de facturation est annuel (cas des petites installations PV) injectera l'électricité produite dès sa mise en service, mais ne sera prise en compte pour le calcul des charges qu'au titre de l'année suivante, une fois sa première facture comptabilisée.

ordres correspondant aux volumes sous OA aux différents horizons de temps, seront identifiés en tant que tels dans des carnets d'ordre d'EDF-Trading dédiés spécifiquement à l'activité OA.

Question 7 :

Avez-vous des observations à formuler sur le recours à EDF-Trading pour la commercialisation des volumes issus de l'OA ?

3.3 Transparence et conformité aux réglementations financières

Les transactions seront réalisées en conformité avec les réglementations financières applicables. Les obligations résultant notamment des règlements européens Transparence, EMIR et/ou REMIT pourront, le cas échéant, trouver à s'appliquer.

La transparence vis-à-vis des acteurs de marché sera assurée par la publication en temps réel des prévisions transmises par EDF à EDF-Trading.

Question 8 :

Les modalités envisagées vous paraissent-elles suffisantes pour garantir la transparence du dispositif ?

4. Modification de la formule de calcul du coût évité pour la filière éolienne

Une évolution de la méthode de calcul du coût évité par la part aléatoire de la production sous OA est également envisagée par la CRE, indépendamment des autres évolutions présentées dans le présent document de consultation.

Le coût évité par la part aléatoire est à l'heure actuelle calculé comme le produit, pour chaque mois, de l'énergie achetée par la moyenne des prix spot sur le mois. Les effets temporels à une maille inférieure au mois ne sont pas capturés par la formule utilisée. Afin qu'elle corresponde davantage à la réalité, la CRE envisage de remplacer dans la formule de calcul du coût évité aléatoire la référence à la moyenne mensuelle des prix spot par une référence à une moyenne des prix spot⁸ pondérés des volumes produits à pas horaire.

Cette évolution est envisagée à court terme pour le calcul du coût évité par la part aléatoire de la production éolienne, à partir des données de production publiées par RTE sur son site Eco2mix. Elle pourra être étendue ultérieurement à d'autres filières.

Question 9 :

Avez-vous des observations à formuler sur la modification de la formule du coût évité par la filière éolienne envisagée ?

⁸ Ou des prix de court terme présentés au 2.3 en cas de mise en œuvre du PE-OA.