



La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

CONSULTATION PUBLIQUE DU 9 MAI 2017 N° 2017-004 SUR LES PRINCIPES DE CALCUL DU COUT EVITE DE L'ELECTRICITE PRODUITE SOUS OBLIGATION D'ACHAT EN METROPOLE CONTINENTALE.

Contexte

Les contrats d'Obligation d'Achat sont gérés en métropole continentale par Electricité de France (EDF), les Entreprises Locales de Distribution (ELD), les Organismes Agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie (depuis le 1er janvier 2017) et par l'éventuel Acheteur en dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 du code de l'énergie.

Ces opérateurs achètent aux producteurs d'installations sous Obligation d'Achat l'électricité produite et la CRE évalue chaque année le montant de la compensation associée. Cette compensation est calculée comme la différence entre le coût d'achat total de l'électricité produite, qui dépend des prix des contrats d'Obligation d'Achat et des volumes d'électricité produits par les installations, et le montant que l'opérateur aurait dépensé pour obtenir le même approvisionnement en énergie en l'absence de ces contrats. Par conséquent, le calcul de la compensation repose sur la définition du *coût évité* permis par les contrats d'Obligation d'Achat aux opérateurs. Les principes de calcul du *coût évité* ont été définis par la CRE dans quatre délibérations successives¹.

La mise en œuvre du mécanisme de capacité au 1^{er} janvier 2017 conduit les opérateurs à valoriser les garanties de capacité associées aux installations sous obligation d'achat. En application des dispositions de l'article L. 121-24 du code de l'énergie, la valeur correspondante doit venir en déduction de leur compensation. La délibération de la CRE du 14 décembre 2016 a permis une prise en compte du lancement du mécanisme en définissant les modalités de traitement pour l'année de livraison 2017, la première année visée par le dispositif. Ce nouveau mécanisme nécessite cependant des évolutions durables des modalités de calcul du coût évité. Il est en effet nécessaire de prendre en compte de manière pérenne au sein du calcul de *coût évité* une valeur capacitaire en plus de la valeur énergie définie jusqu'à présent pour ces contrats. De plus, ce mécanisme peut amener les ELD à modifier leur mode d'approvisionnement et à valoriser sur les marchés de gros l'intégralité de la production sous Obligation d'Achat dont elles ont la gestion. Il s'agit d'une nouvelle activité pour ces acteurs qu'il est nécessaire d'encadrer en adaptant les principes de calcul du coût évité. Ce nouveau mode de gestion renforce par ailleurs l'importance de la précision de la définition du coût évité lié à l'énergie produite qui est dans ce cadre, commune aux ELD, aux Organismes Agréés et à l'éventuel Acheteur en dernier recours.

¹ 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.

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 décembre 2014 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 mai 2016 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 décembre 2016 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat.

9 mai 2017

En vue d'une délibération à venir visant principalement à (i) définir de manière générale la prise en compte d'une valeur capacitaire pour les contrats d'Obligation d'Achat et (ii) à augmenter la précision des modalités de valorisation de l'énergie produite sous Obligation d'Achat pour les ELD, les Organismes Agréés et l'éventuel Acheteur en dernier recours, la CRE lance une consultation publique afin de recueillir les avis des différentes parties prenantes concernant les solutions qu'elle envisage.

Paris, le 9 mai 2017.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

SOMMAIRE

1. COMPETENCE DE LA CRE	4
2. OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE	4
2.1 LE MECANISME DE CAPACITE	4
2.2 LES EVOLUTIONS POUR LES ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTION, LES ORGANISMES AGREES ET L'ACHETEUR EN DERNIER RECOURS	4
2.3 LES EVENTUELS REVENUS COMPLEMENTAIRES LIES A LA PARTICIPATION DES ENERGIES RENOUELABLES A L'EQUILIBRAGE	5
3. LES GARANTIES DE CAPACITE POUR EDF, LES ELD, LES ORGANISMES AGREES ET L'ACHETEUR EN DERNIER RECOURS	5
3.1 FORMULE DE VALORISATION DES CERTIFICATS DE CAPACITE	6
3.2 LE CAS PARTICULIER D'EDF-OA	7
3.3 LE COUT DES ECARTS	8
3.4 LE CAS DE LA CESSION D'UN CONTRAT D'OBLIGATION D'ACHAT	8
3.5 DISPOSITIONS TRANSITOIRES POUR LES ANNEES 2017, 2018 ET 2019	9
4. LES FORMULES DE COUTS EVITES POUR LES ELD, LES ORGANISMES AGREES ET L'ACHETEUR EN DERNIER RECOURS	9
4.1 METHODE N° 1 : CALCUL D'UN INDICE PAR FILIERE ET PAR TYPE DE CONTRAT	10
4.2 METHODE N° 2 : CALCUL D'UN INDICE SUR LE PROFIL AGREGE DE PRODUCTION	10
5. LA PRISE EN COMPTE DES ECARTS GENERES PAR LES CONTRATS SOUS OBLIGATION D'ACHAT POUR LES ELD, LES ORGANISMES AGREES ET L'ACHETEUR EN DERNIER RECOURS	11
5.1 METHODE N° 1 : GESTION DE LA MISE SUR LE MARCHE PAR UN TIERS	11
5.2 METHODE N° 2 : GESTION DE LA MISE SUR LE MARCHE DIRECTEMENT PAR L'OPERATEUR	11
5.3 MESURES CONNEXES PERMETTANT DE REDUIRE LES ECARTS	12
6. QUESTIONS	12
7. MODALITES DE REPONSE A LA CONSULTATION PUBLIQUE	13

1. COMPETENCE DE LA CRE

L'article L. 121-9 du code de l'énergie dispose que « *chaque année, la Commission de régulation de l'énergie évalue le montant des charges [de service public de l'énergie] ».*

L'article L. 121-7 du code de l'énergie dispose qu'en « *matière de production d'électricité, les charges imputables aux missions de service public comprennent : 1° Les surcoûts qui résultent, le cas échéant, de la mise en œuvre des dispositions des articles L. 311-10 à L. 311-13-5 [...] des articles L. 314-1 à L. 314-13 et de l'article L. 314-26 par rapport aux coûts évités à Electricité de France ou, le cas échéant, à ceux évités aux entreprises locales de distribution, aux organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 qui seraient concernés ou à l'acheteur en dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 [...]. Les coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité sauf, pour les entreprises locales de distribution, pour les quantités acquises au titre des articles L. 311-10 et L. 314-1 se substituant aux quantités d'électricité acquises aux tarifs de cession mentionnés à l'article L. 337-1, par référence à ces tarifs ».*

Dans ce contexte, la CRE a défini la méthodologie d'évaluation du coût évité en métropole continentale dans quatre délibérations des 25 juin 2009², 16 décembre 2014³, 25 mai 2016⁴ et 14 décembre 2016⁵. Ces délibérations peuvent être complétées et modifiées par la CRE en tant que de besoin. En vue d'une délibération à venir visant à prendre en compte les évolutions décrites dans la section 2, la présente consultation publique a pour objet de recueillir les avis des différentes parties prenantes concernant les solutions envisagées par la CRE.

Celles-ci ayant vocation à s'appliquer à un grand nombre d'opérateurs ayant des portefeuilles d'installations à gérer de tailles différentes, la CRE a cherché à proposer des solutions qui prennent en compte cette diversité en veillant à la simplicité d'application.

Dans le présent document, le terme d'« Opérateurs » désigne EDF, les Entreprises Locales de Distribution (ELD), les Organismes Agréés et l'Acheteur en dernier recours.

2. OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

2.1 Le mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur au 1^{er} janvier 2017. L'article L. 335-5 du code de l'énergie dispose que les différents Opérateurs sont subrogés aux producteurs pour la délivrance des garanties de capacité et la responsabilité des éventuels écarts. En application des dispositions de l'article L. 121-24 du code de l'énergie, la valeur des garanties de capacité acquises dans ce cadre est déduite des charges de service public et le montant des éventuelles pénalités est ajouté aux charges de service public constatées pour l'acquéreur. La Commission de régulation de l'énergie fixe les méthodes de calcul correspondantes.

Dans la section 3, la CRE expose la méthodologie envisagée afin de prendre en compte les revenus des différents Opérateurs dans le cadre du mécanisme de capacité. Pour rappel, dans sa délibération du 14 décembre 2016⁶, la CRE a défini les principes de la prise en compte des revenus liés aux garanties de capacité pour l'Année de Livraison 2017 (la première année concernée par le mécanisme). La méthodologie présentée dans la section 3 concerne la prise en compte du mécanisme de capacité dans son fonctionnement nominal, une fois que le calendrier de certification et de mise sur le marché aura atteint un rythme standard. Les premières Années de Livraison (2017, 2018 et 2019) feront l'objet de mesures transitoires en tant que de besoin.

2.2 Les évolutions pour les Entreprises Locales de Distribution, les Organismes Agréés et l'acheteur en dernier recours

En application des dispositions de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, les coûts évités pour les Entreprises Locales de Distribution (ELD), les Organismes Agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 et l'acheteur en dernier recours mentionné à l'article L. 314-26, sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité. Par ailleurs pour les ELD, les coûts évités pour les quantités se substituant aux tarifs de cession sont calculés par référence à ces tarifs.

² 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.

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 décembre 2014 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 mai 2016 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 décembre 2016 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat.

⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 décembre 2016 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat.

Depuis le 1^{er} janvier 2017, les Organismes Agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie, ont la possibilité de récupérer la gestion de contrats d'Obligation d'Achat. Ce transfert de contrat depuis un Acheteur Obligé « historique » (EDF OA ou une ELD) vers l'Organisme Agréé est réalisé à la demande du producteur. Dans sa délibération du 14 décembre 2016, la CRE a défini le coût évité comme la moyenne arithmétique mensuelle des prix *spot*. Il s'agit de modalités de calcul simples, adaptées au nombre relativement limité d'Organismes Agréés et de contrats concernés lors de la mise en place de ce fonctionnement. Cependant, dans la perspective du développement de cette activité, il convient d'améliorer la précision du calcul du coût évité tout en s'assurant de la simplicité de sa mise en œuvre.

Les Entreprises Locales de Distribution (ELD) ont la possibilité d'utiliser la production sous Obligation d'Achat afin d'approvisionner leurs clients ; pour les clients au Tarif Réglementé de Vente (TRV), la production sous Obligation d'Achat vient en substitution d'un approvisionnement au tarif de cession et pour les clients en « Offre de Marché », la production sous Obligation d'Achat vient en substitution d'un approvisionnement sur les marchés de gros de l'électricité (le marché *spot*⁷ notamment). En accord avec ce schéma, le coût évité de la production sous OA pour une ELD est calculé par référence au marché *spot* sauf pour les quantités se substituant aux quantités acquises aux tarifs de cession pour lesquelles il est calculé par référence à ces tarifs.

L'entrée en vigueur du mécanisme de capacité au 1^{er} janvier 2017 a rendu possible la modification des modes d'approvisionnement des ELD⁸. Afin de bénéficier des certificats de capacité liés aux tarifs de cession, les ELD peuvent décider d'approvisionner leurs clients au TRV exclusivement à partir du tarif de cession. Dans ce cas, une part importante de la production sous OA permettra d'approvisionner les clients en « Offre de Marché » ou compte-tenu des volumes correspondants, sera vendue sur le marché *spot*. Cela renforce l'importance de disposer d'une définition du coût évité applicable à ces quantités permettant d'en refléter plus finement la valeur.

La mise sur le marché de la production des capacités sous Obligation d'Achat, dont la plupart ont des profils de production intermittents, et qui en tout état de cause ne sont pas à la main des opérateurs, peut générer des écarts au sens des périmètres d'équilibre contrôlés par RTE. La loi de finances rectificative pour 2016 a par ailleurs introduit, à compter du 1^{er} janvier 2017, la compensation des coûts directement induits par la conclusion et la gestion des contrats d'obligation d'achat pour les opérateurs concernés. Cette mesure a été introduite au 5^o de l'article L. 121-7 du code de l'énergie. Cet article dispose notamment que ces coûts sont imputables aux charges de ces opérateurs « *dans la limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus* ».

Dans ce cadre, la question de la compensation du coût financier de ces écarts, et plus largement des coûts de commercialisation, est également abordée dans cette consultation publique.

Ces problématiques font l'objet des sections 4 et 5.

2.3 Les éventuels revenus complémentaires liés à la participation des énergies renouvelables à l'équilibrage

La CRE étudie actuellement comment appréhender l'enjeu de la participation des énergies renouvelables à l'équilibrage du réseau électrique⁹. Dans la mesure où cette activité peut générer des revenus supplémentaires, la CRE envisage de déduire tout ou partie de ces gains des compensations de charges de service public de l'énergie.

Question n°1 :

Une telle évolution vous semble-t-elle pertinente ?

Avez-vous des suggestions sur la manière de prendre en compte ces revenus dans le cadre du calcul du coût évité ?

3. LES GARANTIES DE CAPACITE POUR EDF, LES ELD, LES ORGANISMES AGREES ET L'ACHETEUR EN DERNIER RECOURS

Dans le cadre du Mécanisme de Capacité, les Opérateurs des contrats d'Obligation d'Achat ont l'obligation de faire certifier l'intégralité des capacités de production. La certification permet aux opérateurs d'obtenir des garanties de capacité qui sont définies de manière distincte pour chaque Année de Livraison « (AL) ». Les échanges de

⁷ La notion de marché *spot* utilisée dans ce document correspond aux prix Day-Ahead publiés par la bourse EPEX SPOT pour livraison sur le réseau français.

⁸ Délibération de la CRE du 13 avril 2017 définissant la prise en compte de la capacité au niveau des tarifs de cession.

⁹ Plusieurs questions ont notamment été abordées dans le cadre de la consultation publique sur la Feuille de Route de l'équilibrage du système électrique qui a été menée par la CRE du 16 décembre 2016 au 20 janvier 2017.

ces garanties, et donc les revenus pour les vendeurs de ces certificats, peuvent débiter jusqu'à 4 ans en amont de l'Année de Livraison considérée.

S'agissant du coût évité, la CRE a pour objectif de mettre en place une méthodologie permettant de s'assurer que les Opérateurs ont financièrement valorisé ces garanties de manière optimale, les recettes correspondantes venant en déduction de la compensation des charges de service public pour ces acteurs, tout en n'induisant pas de risque sur leur compensation. La proposition de la CRE est décrite aux paragraphes 5.1 à 5.4.

Par ailleurs, la CRE s'assurera, conjointement avec les Gestionnaires de Réseau et conformément au paragraphe 7.4.1 des règles du mécanisme de capacité¹⁰, que l'intégralité des capacités sous Obligation d'Achat ont bien été certifiées par chaque Opérateur.

Plus largement, la CRE constate que certaines installations commandables dérogent au tunnel de certification prévu par les règles du mécanisme de capacité (paragraphe 7.3.1.3). Dans le double objectif de maximiser la participation des installations commandables à la sécurité d'approvisionnement et de diminuer les charges de service public de l'énergie, la CRE s'interroge sur les manières de réduire l'ampleur des écarts au tunnel.

Question n°2 :

Concernant les installations dérogeant au tunnel de certification, avez-vous des suggestions portant sur une éventuelle incitation pour les producteurs à se rendre davantage techniquement disponibles pendant les périodes de pointe PP2¹¹ ?

3.1 Formule de valorisation des certificats de capacité

Les Opérateurs sont amenés à valoriser pendant une année civile les produits correspondant à différentes Années de Livraison. En effet, ils peuvent disposer dès AL-4 des certificats pour les capacités déjà existantes et ont la possibilité de vendre ces certificats aux enchères organisées par EPEX SPOT.

Pour chaque Année de Livraison, le calendrier prévisionnel des enchères est prévu par les règles du mécanisme de capacité de la manière suivante :

- une enchère en AL-4 ;
- quatre enchères en AL-3 ;
- quatre enchères en AL-2 ;
- six enchères en AL-1.

Le mécanisme n'ayant pas encore atteint son rythme nominal¹², le nombre d'enchères sera différent pour les Années de livraison 2017, 2018 et 2019, nécessitant une adaptation de la méthodologie pour en prendre compte.

La CRE envisage de valoriser les garanties de capacité des acteurs en référence aux prix issus de ces enchères de garanties de capacité.

En application des règles du mécanisme de capacité, il est obligatoire pour les responsables de la certification des installations sous Obligation d'Achat de mettre à jour « *a minima tous les deux mois* » les paramètres techniques et les éventuelles modifications de leur périmètre. Cette prescription, spécifique aux Obligations d'Achat, permet de prendre en compte le volume parfois très important de contrats (plusieurs centaines de milliers de contrats de production photovoltaïque) et le traitement de leur évolution.

En accord avec cette obligation et afin de correspondre de manière réaliste au calendrier des enchères tenues par EPEX SPOT, la CRE envisage la valorisation suivante :

- Pour chaque enchère organisée durant une année civile, et pour chaque Année de Livraison concernée par l'enchère, l'Opérateur déclare le niveau de certification des EDC dont il est le titulaire. Il s'agit du « Niveau de Certification Actualisé ». La certification par l'Opérateur des installations sous Obligation d'Achat doit être effectuée dans les délais prévus par les règles du mécanisme de capacité¹³.

¹⁰ Arrêté du 29 novembre 2016 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article R. 335-2 du code de l'énergie

¹¹ Les périodes de pointe PP2 sont les plages horaires utilisées pour le calcul du niveau de certification des capacités de production.

¹² Les enchères des premières Années de Livraison se tiendront selon un rythme transitoire défini dans les règles du mécanisme de capacité. A compter de l'Année de Livraison 2022, le rythme correspondant à 15 enchères réparties sur 4 ans sera mis en œuvre.

¹³ Paragraphe 7.4.7.3.2.1 des règles du mécanisme de capacité : s'agissant d'un nouveau site, la demande de certification doit être faite avant la plus tardive des trois dates suivantes : (i) deux mois après la mise en service, (ii) deux mois avant le début de l'Année de Livraison et (iii) deux mois après la signature du contrat d'Obligation d'Achat. S'agissant d'un site existant, la demande de certification doit être faite avant la plus tardive des deux dates suivantes : (i) deux mois avant le début de l'année AL-3 et (ii) deux mois après la signature du contrat d'Obligation d'Achat.

- Afin de prendre en compte les modalités opérationnelles liées à la mise aux enchères des garanties de capacité, ce niveau correspond à l'état de la certification 7 jours ouvrés en amont de l'enchère.
- En amont de chaque enchère et pour chaque Année de Livraison concernée, l'Opérateur dispose ainsi d'un « Volume de Référence de Vente » qui est égal au « Niveau de Certification Actualisé » diminué des volumes censés avoir été vendus aux enchères précédentes.
- Le prix issu de cette enchère est appliqué au « Volume de Référence de Vente » divisé par le nombre d'enchères restant pour cette Année de Livraison (qu'elles soient organisées l'année civile considérée ou les suivantes). Cette opération permet de prendre en compte les enchères futures auxquelles participera l'Opérateur.

De manière concrète, et en considérant qu'il se tient en régime nominal¹² du mécanisme de capacité 15 enchères pour une Année de Livraison, ce mode de valorisation revient à considérer la vente d'1/15 des certificats à chaque enchère, tout en prenant en compte l'évolution dynamique des différents périmètres de certification.

A titre d'illustration, et au titre d'une année standard, une fois que le rythme nominal des enchères retenu par les règles aura été atteint, le tableau ci-dessous indique la part du « Volume de Référence de Vente » défini 7 jours avant l'enchère auquel est appliqué le prix de celle-ci.

Année civile concernée par le calcul de compensation des charges (Y)	AL Y+1	AL Y+2	AL Y+3	AL Y+4
Date enchère n° 1	1/6	1/10	1/14	1/15
Date enchère n° 2	1/5	1/9	1/13	
Date enchère n° 3	1/4	1/8	1/12	
Date enchère n° 4	1/3	1/7	1/11	
Date enchère n° 5	1/2			
Date enchère n° 6	1/1			

La valorisation retenue sera alors, pour une Année de Livraison donnée :

$$\text{Valorisation Capacité}_{\text{charges année } Y, AL} = \sum_{i \text{ (correspond au numéro de l'enchère)}} \text{Prix } E_{\text{enchère } i} \times \frac{\text{Volume de Référence de Vente}_i}{\text{nombre d'enchères restantes pour cette AL}}$$

Ce calcul est à effectuer pour toutes les Années de Livraison concernées par les enchères de l'année civile de calcul des charges.

Si le prix obtenu pour une enchère est égal à 0, il est possible que les Acheteurs Obligés n'aient pas pu réaliser cette vente en intégralité. Afin de prendre en compte ces situations de mévente et de capter l'intégralité des revenus liés à la capacité, les acteurs concernés déclareront à la CRE cette situation afin de permettre la prise en compte des volumes correspondants qui seront valorisés aux enchères suivantes. Les volumes de mévente seront intégrés au Volume de Référence de Vente de l'enchère suivante.

Question n°3 :

Le mode de valorisation proposé pour les revenus liés aux certificats de capacité semble-t-il répondre à l'exigence réglementaire liée à la valorisation des certificats de capacité pour des installations sous Obligation d'Achat ?

Pensez-vous qu'il soit nécessaire d'améliorer sa précision ?

Le délai de 7 jours ouvrés semble-t-il réaliste pour définir une prise de référence en amont de chaque enchère ?

3.2 Le cas particulier d'EDF-OA

Compte tenu du volume de puissance totale géré par EDF-OA, le niveau de certification obtenu par cet opérateur dépasse le seuil fixé par les règles du mécanisme de capacité au-delà duquel l'opérateur doit respecter des « contraintes d'offre ». Ce seuil est défini au paragraphe 7.12.3.2 des règles du mécanisme de capacité à hauteur de 3

GW. L'obligation correspondante pour EDF-OA est la mise sur le marché d'au moins 25% des certificats pour chaque année durant laquelle au moins une enchère est tenue.

Dès lors, il est nécessaire d'adapter les pondérations des différentes enchères. A titre d'illustration, la formule de valorisation proposée ci-dessus prend en compte de manière standard une vente d'1/15 du Volume de Référence de Vente à la première enchère, il sera nécessaire de considérer qu'EDF-OA en a vendu 25%¹⁴.

Cette disposition serait également valable pour d'autres opérateurs s'ils étaient concernés par ces « contraintes d'offre ».

Question n°4 :

Avez-vous des commentaires à formuler concernant cette disposition ?

3.3 Le coût des écarts

A l'issue d'une Année de Livraison, le Gestionnaire de Réseau notifie à chaque Responsable de Périmètre de Certification le niveau de capacité effectivement disponible pendant les périodes de pointe PP2¹⁵). Dans la mesure où le volume de ces écarts est cohérent pour un Opérateur avec une gestion efficace de la certification – qui consiste notamment à certifier les capacités dans les délais imposés par les règles du mécanisme de capacité –, la CRE envisage de prendre en compte ces écarts, positifs ou négatifs, aux prix des enchères qui seront tenues pour permettre aux Opérateurs d'équilibrer leur périmètre.

Outre ce critère d'efficacité, et de manière analogue à la prise en compte des écarts liés à la mise sur le marché de l'énergie produite (cf. paragraphe 5 de la présente consultation), il est envisageable que la gestion des écarts soit déléguée à un tiers ou assurée en interne par l'Opérateur. Dans ces deux configurations, les coûts des écarts ne pourront être pris en compte que dans le respect des conditions suivantes :

- dans le cas d'une délégation à un tiers : justifier d'une mise en concurrence ;
- dans le cas d'une gestion en interne : avoir un Responsable de Périmètre de Certification (RPC) uniquement dédié à la gestion d'Entités de Certification (EDC) rassemblant des installations sous Obligation d'Achat

Dans les deux cas, et afin d'en minimiser le coût global, ces écarts seront compensés dès lors que l'ensemble des démarches visant à rassembler les capacités de plusieurs acteurs auprès d'un même RPC auront été menées, permettant ainsi un foisonnement plus large des écarts.

Question n°5 :

Le mode de valorisation proposé pour les écarts liés aux certificats de capacité vous semble-t-il pertinent?

Avez-vous des observations concernant la gestion de ces écarts au sein de Périmètres de Certification rassemblant les capacités de plusieurs acteurs ? Avez-vous des suggestions quant à la définition de périmètres correspondants ?

Quelle règle de répartition du coût des écarts foisonnés au niveau de chaque Opérateur impliqué dans un même Responsable de Périmètre de Certification pourrait selon vous poser une difficulté ?

3.4 Le cas de la cession d'un contrat d'Obligation d'Achat

La cession d'un contrat d'Obligation d'Achat, notamment le transfert de sa gestion depuis un Acheteur Obligé « historique »¹⁶ vers un Organisme Agréé, donnera lieu à un changement de titulaire de la capacité. Dans cette configuration, la valorisation des certificats de capacité de l'installation (notés NCC pour Niveau de Capacité Certifié) se fait au travers de deux acteurs :

- l'Acheteur Obligé « historique » de l'installation sous Obligation d'Achat qui a réalisé la certification initiale et a commencé à valoriser les certificats au rythme des enchères qui se sont tenues jusqu'à la date de cession du contrat ;
- Le nouvel Opérateur du contrat d'Obligation d'Achat (l'Organisme Agréé) qui sera le titulaire des certificats de capacité, à compter de la date de cession du contrat.

¹⁴ Sous réserve de la prise en compte des méventes

¹⁵ Pour les installations dont la production est fatale et dépend des conditions météorologiques, la capacité effective est déterminée à partir de leur disponibilité constatée

¹⁶ EDF OA ou les ELD

Au moment de la cession du contrat d'achat, les certificats de capacité basculeront schématiquement du périmètre de l'Acheteur Obligé « historique » (qui sera diminué de la quantité « NCC ») vers celui du nouvel opérateur (qui sera augmenté de la quantité « NCC »).

La valorisation de la quantité « NCC » est censée venir en déduction des charges de service public de l'énergie. La CRE a donc pour objectif de s'assurer que cette valorisation ne soit pas modifiée par le transfert du contrat d'Obligation d'Achat et que celui-ci n'ait pas non plus d'impact financier défavorable pour les deux Opérateurs concernés (l'Acheteur Obligé « historique » et l'Organisme Agréé).

Une vente de garantie de capacité de l'Organisme Agréé à l'Acheteur Obligé « historique » est dès lors pertinente :

- Le volume correspond à la quantité nécessaire pour équilibrer le périmètre de l'Acheteur Obligé « historique ». Si des enchères ont eu lieu, cet Opérateur a en effet déjà vendu une fraction de la quantité « NCC » en accord avec le mode de valorisation défini en 3.1. Il est donc nécessaire qu'il achète le volume équivalent.
- Le prix correspond au prix moyen des enchères qui se sont tenues.

A titre d'exemple, si une cession intervient après la Nième enchère sur quinze organisées, alors l'Organisme Agréé doit vendre $NCC \times N/15$ certificats de capacité à l'Acheteur Obligé « historique » au prix moyen de ces N enchères.

Le périmètre de certificats de capacité de l'Acheteur Obligé « historique » est alors équilibré et son bilan financier est neutre. De la même manière, l'Organisme Agréé est en mesure de capter des revenus liés à cette capacité égaux à la valorisation qui sera calculée par la CRE en déduction des charges de service public de l'énergie.

Dans cette configuration, il est nécessaire de connaître le niveau « NCC » correspondant uniquement à l'installation ainsi que les enchères qui étaient réellement accessibles pour la vente de ces garanties (cela dépend notamment de la date de mise en service de l'installation). Un calcul *ad hoc* du niveau de garantie de capacité par les Gestionnaires de Réseau pourrait être nécessaire.

Question n°6 :

Est-ce que la proposition de la CRE concernant le mode de règlement des certificats de capacité dans le cadre de la cession d'un contrat sous Obligation d'Achat vous semble traiter de manière pertinente ce cas de figure ?

Question n°7 :

De manière générale, quelles sont les données relatives aux garanties de capacité pour des installations sous Obligation d'Achat dont la publication vous semble nécessaire ? A quelles échéances ?

3.5 Dispositions transitoires pour les années 2017, 2018 et 2019

La CRE propose d'appliquer dans la mesure du possible l'ensemble des principes précédents en les adaptant à la temporalité particulière du mécanisme de capacité pour ces années.

Elle appréciera au cas par cas la situation des actes de gestion exécutés antérieurement à la délibération qui sera prise à la suite de la présente consultation publique.

4. LES FORMULES DE COÛTS EVITES POUR LES ELD, LES ORGANISMES AGREES ET L'ACHETEUR EN DERNIER RECOURS¹⁷

Définition de la référence de marché

Pour les ELD, les Organismes Agréés et l'Acheteur en dernier recours, l'intégralité ou une partie de la production sous Obligation d'Achat se substitue à un approvisionnement sur les marchés ou permet une vente sur ceux-ci (cf. paragraphe 2.2 de la présente consultation).

La référence de marché actuellement utilisée est le marché *spot*. En effet, dans la mesure où la majorité des installations sous Obligation d'Achat gérées par ces opérateurs correspondent à un profil de production aléatoire et non commandable, la production est destinée à être vendue à court-terme sur ce marché. A l'issue des ventes sur le marché *spot*, ces opérateurs sont toutefois susceptibles d'actualiser leurs prévisions de production et de se tourner vers le marché « infra-journalier » afin d'équilibrer leur périmètre. Selon cette configuration, il pourrait être

¹⁷ Hors EDF OA

pertinent de définir une référence utilisant à la fois les prix de marché spot et les prix de marchés « infra-journaliers ».

Dans la suite de ce document, la notion de « prix court terme » correspond à la référence retenue pour valoriser la mise sur le marché à court-terme de la production sous OA.

Par ailleurs, si les volumes de capacités sous OA gérés par certains de ces opérateurs devenaient suffisamment significatifs pour assurer un niveau de production garanti, il pourrait être envisagé d'utiliser également des références de marché à terme.

Question n°8 :

En l'état actuel et anticipable ces prochaines années des portefeuilles d'installations sous Obligation d'Achat, l'utilisation de prix court terme comme référence de marché vous semble-t-elle adaptée ?

Pensez-vous qu'il soit plus pertinent d'utiliser exclusivement le prix spot ou un mix de prix court terme composé de prix spot et de prix « infra-journaliers » dans des proportions qui restent à déterminer (à préciser le cas échéant) ?

Calcul de l'indice de coût évité

Actuellement, la production des installations sous Obligation d'Achat de ces opérateurs est valorisée dans le cadre du coût évité à l'aide de la moyenne mensuelle du « prix court terme ». Si le profil de production ne correspond pas à un fonctionnement en base (à savoir un fonctionnement continu à une puissance constante), cet indice mensuel peut ne pas être représentatif de la réalité. Il peut être alors pertinent de définir un indice de prix davantage en adéquation avec son mode de production.

La CRE envisage de retenir un des deux modes de calcul suivants pour l'indice de coût évité.

4.1 Méthode n°1 : calcul d'un indice par filière et par type de contrat

Pour chaque filière de production, un indice de coût évité serait calculé en accord avec son mode de production et les modalités spécifiques du contrat d'achat le cas échéant. Conformément à la méthodologie en vigueur, cet indice serait ensuite appliqué à la production mensuelle facturée par la filière.

- Pour la filière éolienne : moyenne mensuelle des « prix court terme » pondérée au pas horaire par la production de l'ensemble des installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent en France métropolitaine.
- Pour la filière photovoltaïque : moyenne mensuelle des « prix court terme » pondérée au pas horaire par la production de l'ensemble des installations de production d'électricité d'origine photovoltaïque de puissance supérieure à 250 kWc en France métropolitaine.
- Pour les filières horosaisonnalisées (notamment filière hydraulique) : moyenne des « prix court terme » sur les différentes périodes définies dans le contrat d'achat (les « postes »). Pour les contrats ayant un unique poste tarifaire, le calcul portera sur la moyenne des « prix court terme » sur le mois.
- Pour les filières commandables (par exemple la filière Cogénération) : moyenne des « prix court terme » sur les périodes de production prévues en application des stipulations des contrats d'Obligation d'Achat.

4.2 Méthode n°2 : calcul d'un indice sur le profil agrégé de production

Au niveau du périmètre d'un Acheteur Obligé et dans la mesure où la production des installations sous Obligation d'Achat est vendue à court terme sur les marchés, il est possible de définir un indice de coût évité au pas horaire fondé sur la production et les niveaux de prix de marché.

A une maille mensuelle, l'indice serait calculé de la manière suivante :

$$\text{coût évité}_{\text{mois } i} = \frac{\sum_{\text{heure } h \text{ mois } i} \text{Prix Court Terme}_h \times \text{Production}_h}{\sum_{\text{heure } h \text{ mois } i} \text{Production}_h}$$

La production de référence utilisée dans cette formule peut être définie/approchée à partir de différentes sources, ce qui peut rendre cette méthode complexe. En effet, il est par exemple possible de se baser sur les prévisions des opérateurs (i.e. les quantités vendues en « J-1 » au spot puis ajustées en « infra-journalier »), ou sur les volumes de production affectés par les gestionnaires de réseau au périmètre d'équilibre correspondant.

Dans tous les cas, cette solution requiert donc des dispositions techniques spécifiques pour l'identification des quantités produites par les installations sous Obligation d'Achat au pas horaire et leur transmission à la CRE pour la réalisation du calcul du coût évité.

Question n°9 :

Ces deux méthodes vous paraissent-elles susceptibles d'améliorer la précision du calcul du coût évité ?

En ayant pour objectif un compromis entre précision et simplicité de mise en œuvre, êtes-vous plus en faveur de l'une ou l'autre de ces méthodes ?

Voyez-vous des obstacles techniques spécifiques à la mise en œuvre de la méthode n°2 ? Quelle solution proposez-vous pour la définition et la transmission des données reflétant la production horaire à la CRE ?

5. LA PRISE EN COMPTE DES ECARTS GENERES PAR LES CONTRATS SOUS OBLIGATION D'ACHAT POUR LES ELD, LES ORGANISMES AGREES ET L'ACHETEUR EN DERNIER RECOURS

La mise sur le marché de la production sous obligation d'achat dans le cadre du coût évité est une activité qui peut être décomposée en plusieurs parties : prévision de la production, vente sur les marchés de gros et gestion des éventuels écarts. Les coûts associés correspondent à des coûts de gestion mentionnés au 5° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie. En application des dispositions de cet article, ils peuvent donner lieu à une compensation « dans la limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus ».

La CRE examine deux solutions pour la prise en compte de cette activité¹⁸.

5.1 Méthode n°1 : gestion de la mise sur le marché par un tiers

Pour les opérateurs de contrats sous Obligation d'Achat, il est envisageable de confier l'ensemble de cette activité à un tiers. Si des opérateurs venaient à choisir cette solution, le montant de la prestation pourrait être compensé au titre des coûts de gestion uniquement dans la mesure où il serait démontré (i) qu'une mise en concurrence a eu lieu et (ii) que celle-ci a été menée autant que possible conjointement afin de mutualiser les volumes, de foisonner les écarts et ainsi de réduire l'impact pour les charges de service public de l'énergie.

Dans cette configuration, des groupements d'ELD pourraient par exemple être constitués.

5.2 Méthode n°2 : gestion de la mise sur le marché directement par l'opérateur

Des opérateurs de contrats sous Obligation d'Achat pourraient estimer que la solution la plus économique est la gestion en interne de cette activité. Dans ce cas, et afin de pouvoir différencier la production sous Obligation d'Achat du reste de l'activité de l'opérateur (notamment la fourniture et/ou la gestion d'autres unités de production ou d'effacement), il est indispensable de mettre en place un Périmètre d'Equilibre¹⁹ dédié à ces installations. Ceci sera une condition à la couverture des coûts liés à la commercialisation.

Dans ce schéma, les coûts relatifs au périmètre, à l'accès au marché, au développement et à l'exploitation de modèles de prévision pour la production peuvent être considérés comme des coûts de gestion.

La CRE compensera les coûts communiqués au titre de la prévision et des écarts, dans la mesure où il sera démontré que le dimensionnement en matière de prévision permet d'aboutir à leur minimisation conjointe.

S'agissant du développement et de l'exploitation de modèles de prévision, la prise en compte des coûts y afférents sera partielle si ces activités peuvent être mises au service d'autres activités de l'Opérateur.

Question n°10 :

Ces deux solutions permettent-elles selon vous une prise en compte efficace du coût des écarts induits par la mise sur le marché des volumes sous Obligation d'Achat ?

Avez-vous des suggestions quant aux périmètres des groupements évoqués dans la méthode n°1 ?

Quel intérêt voyez-vous à regrouper cette activité avec la gestion des écarts liés aux certificats de capacité (cf. 3.3) ?

¹⁸ La prestation liée à cette activité peut être regroupée avec celle portant sur la gestion des écarts liés aux certificats de capacité (cf. section 3.3).

¹⁹ au sens des règles relatives à Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre

5.3 Mesures connexes permettant de réduire les écarts

Outre la variabilité des énergies aléatoires ou fatales, une partie des écarts de l'ensemble des installations sous contrat d'Obligation d'Achat peut être due à l'absence de notification d'indisponibilité par les installations ou encore au décalage temporel entre le rattachement à un périmètre d'équilibre et l'entrée en vigueur d'un contrat d'Obligation d'Achat. La CRE souhaite recueillir l'avis des parties prenantes sur les modalités à mettre en œuvre afin de minimiser ces écarts.

Question n°11 :

Quelles sont selon vous la nature et la portée de ces écarts ?

Avez-vous des suggestions afin d'y remédier ? Etes-vous en mesure d'identifier des difficultés particulières ?

6. QUESTIONS

Question n°1 :

Une telle évolution vous semble-t-elle pertinente ?

Avez-vous des suggestions sur la manière de prendre en compte ces revenus dans le cadre du calcul du coût évité ?

Question n°2 :

Concernant les installations dérogeant au tunnel de certification, avez-vous des suggestions portant sur une éventuelle incitation pour les producteurs à se rendre davantage techniquement disponibles pendant les périodes de pointe PP2 ?

Question n°3 :

Le mode de valorisation proposé pour les revenus liés aux certificats de capacité semble-t-il répondre à l'exigence réglementaire liée à la valorisation des certificats de capacité pour des installations sous Obligation d'Achat ?

Pensez-vous qu'il soit nécessaire d'améliorer sa précision ?

Le délai de 7 jours ouvrés semble-t-il réaliste pour définir une prise de référence en amont de chaque enchère ?

Question n°4 :

Avez-vous des commentaires à formuler concernant cette disposition ?

Question n°5 :

Le mode de valorisation proposé pour les écarts liés aux certificats de capacité vous semble-t-il pertinent ?

Avez-vous des observations concernant la gestion de ces écarts au sein de Périmètres de Certification rassemblant les capacités de plusieurs acteurs ? Avez-vous des suggestions quant à la définition de périmètres correspondants ?

Quelle règle de répartition du coût des écarts foisonnés au niveau de chaque Opérateur impliqué dans un même Responsable de Périmètre de Certification pourrait selon vous poser une difficulté ?

Question n°6 :

Est-ce que la proposition de la CRE concernant le mode de règlement des certificats de capacité dans le cadre de la cession d'un contrat sous Obligation d'Achat vous semble traiter de manière pertinente ce cas de figure ?

Question n°7 :

De manière générale, quelles sont les données relatives aux garanties de capacité pour des installations sous Obligation d'Achat dont la publication vous semble nécessaire ? A quelles échéances ?

Question n°8 :

En l'état actuel et anticipable ces prochaines années des portefeuilles d'installations sous Obligation d'Achat, l'utilisation de prix court terme comme référence de marché vous semble-t-elle adaptée ?

Pensez-vous qu'il soit plus pertinent d'utiliser exclusivement le prix spot ou un mix de prix court terme composé de prix spot et de prix « infra-journaliers » dans des proportions qui restent à déterminer (à préciser le cas échéant) ?

Question n°9 :

Ces deux méthodes vous paraissent-elles susceptibles d'améliorer la précision du calcul du coût évité ?

En ayant pour objectif un compromis entre précision et simplicité de mise en œuvre, êtes-vous plus en faveur de l'une ou l'autre de ces méthodes ?

Voyez-vous des obstacles techniques spécifiques à la mise en œuvre de la méthode n°2 ? Quelle solution proposez-vous pour la définition et la transmission des données reflétant la production horaire à la CRE ?

Question n°10 :

Ces deux solutions permettent-elles selon vous une prise en compte efficace du coût des écarts induits par la mise sur le marché des volumes sous Obligation d'Achat ?

Avez-vous des suggestions quant aux périmètres des groupements évoqués dans la méthode n°1 ?

Quel intérêt voyez-vous à regrouper cette activité avec la gestion des écarts liés aux certificats de capacité (cf. 3.3) ?

Question n°11 :

Quelles sont selon vous la nature et la portée de ces écarts ?

Avez-vous des suggestions afin d'y remédier ? Etes-vous en mesure d'identifier des difficultés particulières ?

7. MODALITES DE REPONSE A LA CONSULTATION PUBLIQUE

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le mercredi 24 mai 2017, par courrier électronique à l'adresse suivante : cspe@cre.fr.

Les contributions non confidentielles seront publiées par la CRE. Merci de bien vouloir indiquer dans votre réponse si vous souhaitez que votre réponse soit considérée comme confidentielle ou anonyme. A défaut, votre contribution sera considérée comme non confidentielle et non anonyme.

Les parties intéressées sont invitées à transmettre leurs observations en argumentant leurs positions.