



DELIBERATION N° 2017-156

22 juin 2017

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 juin 2017 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

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

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 de l'obligation d'achat en métropole continentale dans quatre délibérations des 25 juin 2009, 16 décembre 2014, 25 mai 2016 et 14 décembre 2016. La présente délibération vient les compléter et les modifier en tant que de besoin à partir des dates indiquées dans la section 7. Elle constitue pour la Commission de régulation de l'énergie des lignes directrices opposables aux opérateurs concernés. La CRE appliquera cette méthodologie chaque fois qu'elle procédera à l'évaluation du montant des charges imputables aux missions de service public de l'électricité, sous réserve qu'aucune circonstance particulière ou aucune considération d'intérêt général ne justifie qu'il y soit dérogé. Cette méthodologie est susceptible d'être mise à jour, notamment au fur et à mesure de la pratique décisionnelle de la CRE.

2. CONTEXTE

En vue de la présente délibération, la CRE a lancé le 9 mai 2017 une consultation publique¹ afin de recueillir les avis des différentes parties prenantes concernant les solutions envisagées visant à prendre en compte les évolutions décrites ci-après (sections 2.1 à 2.3). 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.

¹ Consultation publique du 9 mai 2017 sur les principes de calcul du coût évité de l'électricité produite sous Obligation d'Achat en métropole continentale.

2.1 La valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous Obligation d'Achat

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 sa délibération du 14 décembre 2016, 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). Dans la présente délibération, la CRE les précise et définit les principes et les modalités de calcul permettant la prise en compte du mécanisme de capacité pour l'ensemble des Années de Livraison.

2.2 La valorisation de l'énergie produite sous Obligation d'Achat 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 du code de l'énergie et l'acheteur en dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 du code de l'énergie, 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.

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* 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 ELD. 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*.

La CRE fait évoluer la définition du coût évité applicable à ces quantités afin d'en refléter plus finement la valeur. Pour les ELD, la valorisation des quantités se substituant aux quantités acquises aux tarifs de cession n'est pas modifiée et reste calculée par référence à ces tarifs.

2.3 La prise en compte des coûts de mise sur le marché de l'électricité produite sous Obligation d'Achat pour les ELD, les Organismes Agréés et l'Acheteur en dernier recours

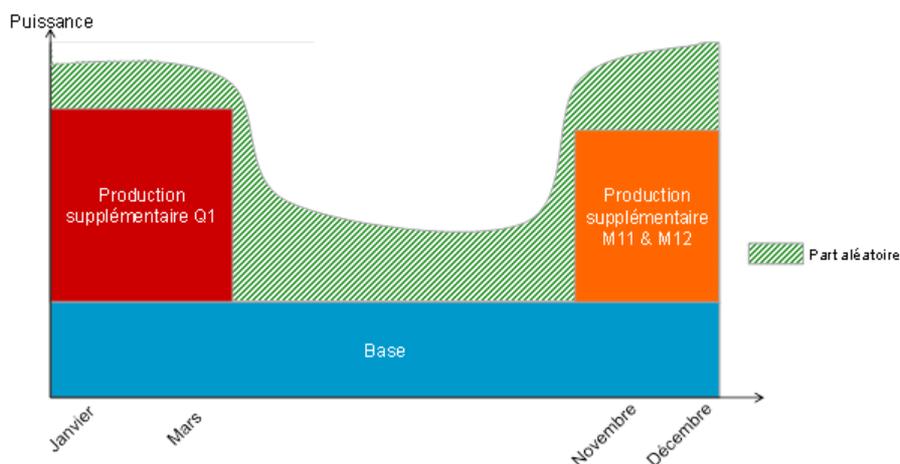
La mise sur le marché de la production des capacités sous Obligation d'Achat, dont la plupart ont des profils de production intermittents, et qui en tout état de cause ne sont pas à la main des opérateurs, peut générer des écarts au sens des périmètres d'équilibre contrôlés par RTE. La loi de finances 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* ».

En application des dispositions de cet article, la CRE définit au sein de cette délibération les modalités permettant de donner lieu à une compensation du coût des écarts générés par les contrats sous Obligation d'Achat pour les ELD, les Organismes Agréés et l'Acheteur en dernier recours.

2.4 La prise en compte du coût évité de la part quasi-certaine de la production pour EDF OA

En application de la délibération de la CRE du 25 juin 2009², le coût évité pour l'énergie produite sous Obligation d'Achat est calculé pour EDF-OA en distinguant une part quasi-certaine de la production des installations et une part dite aléatoire. La part quasi-certaine est composée :

- d'un ruban de base ;
- d'un bloc correspondant aux surplus de production hivernaux du premier trimestre (Q1) ;
- de deux blocs correspondant aux surplus de production hivernaux des mois de novembre (M11) et décembre (M12).



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

En application de la délibération de la CRE du 16 décembre 2014³, EDF organise depuis le 1^{er} janvier 2016 des appels d'offres afin de commercialiser les volumes d'énergie sous Obligation d'Achat correspondants aux blocs de puissance quasi-certaine.

Le coût évité de la part quasi-certaine est défini⁴ comme la moyenne arithmétique des prix des produits à terme correspondants observés sur EEX. Les périodes utilisées pour le calcul de ces moyennes sont cohérentes avec les dynamiques de fonctionnement du marché à terme :

- de 2 ans en amont jusqu'à échéance pour le ruban de base ;
- d'un an en amont jusqu'à échéance pour le produit trimestriel « Q1 » ;
- de 2 mois en amont jusqu'à échéance pour les deux produits mensuels M11 et M12.

Au cours du premier semestre 2017, EDF a présenté à la CRE un bilan de l'impact financier du dispositif portant sur la totalité de l'année 2016. Ce retour d'expérience met en évidence une perte de près de 9 millions d'euros pour EDF. Cette perte s'explique par la matérialisation d'un décalage entre les prix de vente obtenus par EDF lors de la tenue ponctuelle des appels d'offres et le niveau de prix moyen constaté sur EEX sur les périodes de calcul du coût évité.

La CRE définit au sein de la présente délibération un nouveau mode de calcul du coût évité pour la part quasi-certaine de la production sous Obligation d'Achat pour EDF OA permettant de prendre en compte ce décalage.

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

3. VALORISATION DES CERTIFICATS DE CAPACITE ATTACHES A LA PRODUCTION SOUS OBLIGATION D'ACHAT

3.1 Principes retenus

Les Opérateurs peuvent valoriser pendant une année civile les produits correspondant à différentes Années de Livraison. Ils peuvent disposer dès AL-4 de 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 rythme minimal des enchères est par ailleurs 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 prix utilisé pour la valorisation des certificats de capacité pour les Opérateurs au titre d'une année se base sur les résultats des enchères qui se tiennent au cours de l'année correspondante. Ces enchères peuvent concerner différentes Années de Livraison.

Le volume pris en compte par la CRE correspond au volume de certification obtenu par les Opérateurs auprès des Gestionnaires de Réseau. La CRE contrôlera par ailleurs que le volume de certification obtenu par chaque Opérateur est optimal⁵ afin de s'assurer de la maximisation des montants correspondants, qui viennent en déduction des charges de service public de l'énergie.

La CRE rappelle l'obligation de certification des installations sous Obligation d'Achat en application des dispositions de l'article L. 335-5 du code de l'énergie selon lesquelles les Opérateurs sont subrogés dans les droits et les devoirs des producteurs des installations sous Obligation d'Achat au titre du mécanisme de capacité.

3.2 Valorisation des certificats de capacités

Pour des raisons de simplicité, la majorité des réponses à la consultation publique sont en faveur d'une valorisation qui repose uniquement sur les enchères de l'année précédant l'Année de Livraison.

Les enchères portant sur une Année de Livraison peuvent être réparties sur quatre années civiles. La CRE considère qu'un mécanisme ne prenant pas en compte l'intégralité de ces enchères est pertinent pour les Opérateurs dont le volume de certificats de capacités lié à la gestion des installations dont il est l'acheteur obligé est inférieur ou égal à 20 MW.

La CRE définit ci-après deux modes de valorisation des certificats de capacités selon le volume de certificats dont dispose l'Opérateur à l'issue de sa Demande de Certification au titre d'une année de livraison.

3.2.1 Valorisation des certificats de capacités pour les Opérateurs dont le volume de certificats est inférieur ou égal à 20 MW pour une Année de Livraison

Pour les charges au titre d'une année donnée, seule la valeur des certificats de capacités pour l'Année de Livraison correspondant à l'année suivante est prise en compte. La valeur retenue par la CRE est calculée comme le produit entre :

- une référence de prix qui est définie comme la moyenne des enchères qui se tiennent pendant cette année et qui portent sur cette Année de Livraison ;
- et un volume par Opérateur représentatif des quantités de garanties de capacités dont dispose l'Opérateur pour cette Année de Livraison.

3.2.1.1 Méthodologie de calcul pour l'année précédente

Pour chaque enchère de l'année AL-1, l'Opérateur déclare à la CRE un « Volume de Référence de Vente⁶ » qui est défini comme le volume de certificats dont il dispose 15 jours ouvrés en amont de l'enchère diminué du volume de certificats censés avoir été vendus aux enchères précédentes. La CRE calcule la valorisation d'une enchère comme le produit entre le prix résultant de l'enchère et le « Volume de Référence de Vente » divisé par le nombre d'enchères restantes pour cette Année de Livraison.

La valorisation retenue est la somme des valorisations des enchères de l'année AL-1.

⁵ Cf. section 3.5 de la présente délibération.

⁶ Voir section 3.2.2

3.2.1.2 Méthodologie de calcul pour l'année en cours

Pour la reprévision des charges au titre de l'année en cours, l'Opérateur déclare à la CRE sa meilleure prévision du volume final de certificats obtenu pour l'Année de Livraison suivant l'année en cours. Compte tenu des obligations de certification pour les capacités existantes en service⁷, l'Opérateur connaît ce volume avec une certaine précision. La reprévision porte principalement sur d'éventuelles modifications de périmètre, comme par exemple l'ajout de nouvelles capacités.

Le niveau de prix utilisé pour valoriser ce volume est la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour cette Année de Livraison.

Dans le cas où aucune enchère n'a pas encore eu lieu pour une certaine Année de Livraison, la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour l'Année de Livraison précédente est, par conséquent, utilisée.

3.2.1.3 Méthodologie de calcul pour l'année à venir

Pour la prévision des charges au titre de l'année à venir, l'Opérateur déclare à la CRE sa meilleure prévision du volume final de certification obtenu pour l'Année de Livraison suivant l'année à venir. Compte tenu des obligations de certification pour les capacités existantes en service⁷, l'Opérateur connaît ce volume avec une certaine précision. L'incertitude porte principalement sur d'éventuelles modifications de périmètre, comme par exemple l'ajout de nouvelles capacités.

Le niveau de prix utilisé pour valoriser ce volume est la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour cette Année de Livraison.

Dans le cas où aucune enchère n'a pas encore eu lieu pour une certaine Année de Livraison, la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour l'Année de Livraison précédente est, par conséquent, utilisée.

3.2.2 Valorisation des certificats de capacité pour les Opérateurs dont le volume de certificats est supérieur à 20 MW pour une Année de Livraison

Pour les Opérateurs dont le volume de certificats pour une Année de Livraison est supérieur à 20 MW, la CRE définit un mode de valorisation qui est adapté au rythme de l'intégralité des enchères organisées mais également aux évolutions dynamiques des volumes certifiées. En effet, 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 traiter leur évolution.

La valeur de la capacité retenue au titre d'une année N pour ces Opérateurs prend ainsi en compte l'intégralité des enchères qui sont organisées par EPEX SPOT pendant cette année. Pour rappel, les règles du mécanisme de capacité prévoient le rythme minimal d'enchères suivant :

- une enchère pour l'Année de Livraison N+4 ;
- quatre enchères pour l'Année de Livraison N+3 ;
- quatre enchères pour l'Année de Livraison N+2 ;
- six enchères pour l'Année de Livraison N+1.

La CRE adaptera la valorisation au titre de chaque Année de Livraison en fonction du calendrier qui se tiendra effectivement, un nombre réduit d'enchères étant notamment prévu pour les premières Années de Livraison du dispositif.

Pour chaque enchère et chaque Année de Livraison concernée par l'enchère, l'Opérateur déclare à la CRE un « Volume de Référence de Vente » qui est défini comme le volume de certificats dont il dispose 15 jours ouvrés en amont de l'enchère diminué du volume de certificats censés avoir été vendus aux enchères précédentes. La CRE calcule la valorisation comme le produit entre le prix résultant de l'enchère et le « Volume de Référence de Vente » divisé par le nombre d'enchères restantes pour cette Année de Livraison.

En application des règles du mécanisme de capacité, les Opérateurs qui disposeraient de plus de 3 GW de capacités certifiées doivent prendre en compte des « contraintes d'offres » et mettre en vente chaque année une certaine quantité des garanties de capacités qu'il a certifiées (cf. 7.12.3.3 des règles du mécanisme de capacité).

⁷ En application du paragraphe 7.4.2.1.1.1 des règles du mécanisme de capacité, une demande de certification doit être notifiée pour une capacité de production existante entre le début de la période AL-4 et 2 mois avant le début de la période AL-3. Compte-tenu du lancement du mécanisme au 1^{er} janvier 2017, les règles du mécanisme de capacité prévoient des dispositions transitoires pour la certification des Années de Livraison 2017 à 2022.

Si un Opérateur se trouve dans cette configuration, la CRE adaptera en conséquence le calcul du volume devant être mis en vente à chaque enchère.

Si le prix obtenu pour une enchère est égal à 0, il est possible que les Opérateurs n'aient pas pu réaliser en intégralité la vente prévue. 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 sont intégrés au « Volume de Référence de Vente » de l'enchère suivante.

3.2.2.1 Méthodologie de calcul pour l'année précédente

Pour l'évaluation des charges constatées, l'Opérateur déclare à la CRE pour chaque enchère qui s'est tenue pendant l'année précédente et pour chaque Année de Livraison concernée par l'enchère le « Volume de Référence de Vente ». Le volume pris en compte par la CRE est ce volume divisé par le nombre d'enchères restantes pour cette Année de Livraison.

Le niveau de prix utilisé pour valoriser ce volume est le prix résultant de l'enchère.

3.2.2.2 Méthodologie de calcul pour l'année en cours

Pour la prévision des charges au titre de l'année en cours, l'Opérateur déclare à la CRE pour chaque Année de Livraison concernée par une ou plusieurs enchères qui se tiendront pendant l'année en cours sa meilleure estimation de la moyenne annuelle du « Volume de Référence de Vente ». La CRE prend en compte ce volume multiplié par le ratio entre le nombre d'enchères qui se tiendront pour cette Année de Livraison pendant l'année en cours et le nombre d'enchères pour cette Année de Livraison à compter de l'année en cours.

Le niveau de prix utilisé pour valoriser ce volume est la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour cette Année de Livraison.

Si pour une Année de Livraison, aucune enchère n'a eu lieu, la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour l'Année de Livraison précédente est utilisée.

3.2.2.3 Méthodologie de calcul pour l'année suivante

Pour la prévision des charges au titre de l'année à venir, l'Opérateur déclare à la CRE pour chaque Année de Livraison concernée par une ou plusieurs enchères qui se tiendront pendant l'année à venir sa meilleure estimation du « Volume de Référence de Vente ». Cette estimation est basée sur le volume total de certificats qu'il anticipe obtenir pour cette Année de Livraison ainsi que, le cas échéant, sur les volumes vendus aux enchères précédentes et les volumes qu'il anticipe de vendre aux enchères ayant lieu durant l'année en cours. La CRE prend en compte ce volume multiplié par le ratio entre le nombre d'enchères qui se tiendront pour cette Année de Livraison pendant l'année à venir et le nombre d'enchères pour cette Année de Livraison à compter de l'année à venir.

Le niveau de prix utilisé pour valoriser ce volume est la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour cette Année de Livraison.

Si pour une Année de Livraison, aucune enchère n'a eu lieu, la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour l'Année de Livraison précédente est utilisée.

3.3 Prise en compte du rééquilibrage

Un Responsable de Périmètre de Certification peut procéder à un « *rééquilibrage* » des capacités rattachées à son Périmètre jusqu'au 15 janvier de l'année AL+1⁸. Il déclare alors de nouveaux paramètres de certification, notamment, dans le cas de l'Obligation d'Achat, lors de l'ajout d'installations pour lesquelles un contrat d'achat a nouvellement été signé.

Si le volume de certificats de capacité détenu par un Opérateur est modifié à la suite d'un « *rééquilibrage* », il déclarera à la CRE, en le justifiant, le volume de certificats correspondant. Ce volume sera valorisé au prix de la première enchère tenue par EPEX Spot intervenant 15 jours ouvrés après cette opération de « *rééquilibrage* ».

Cette valorisation sera prise en compte au titre de l'année civile pendant laquelle se tient cette enchère.

3.4 Prise en compte du coût des écarts pour les certificats de capacité

3.4.1 Principes de valorisation

A l'issue d'une Année de Livraison, le Gestionnaire de Réseau notifie à chaque Responsable de Périmètre de Certification (RPC) le niveau de capacité effectivement disponible (NCE) pendant les périodes de pointe PP2⁹. Le

⁸ Paragraphe 5.3.3 des règles en vigueur du Mécanisme de Capacité

⁹ Pour les installations dont la production est fatale et dépend des conditions météorologiques, la capacité effective est déterminée à partir de leur disponibilité constatée

RPC se voit notifié un volume d'écart provisoire qui correspond à la différence entre les niveaux de capacité certifiés (NCC) et les NCE observés. Le niveau de prix utilisé pour valoriser ce volume, s'il est justifié et indépendant d'une mauvaise valorisation antérieure des capacités par l'Opérateur, est le prix de la première enchère accessible 15 jours ouvrés à compter de la notification des NCE par le Gestionnaire de Réseau au RPC concerné.

Après participation aux enchères postérieures à cette notification, le RPC est pénalisé à hauteur de ses écarts résiduels selon le mécanisme de règlement financier des écarts défini au sein de la section 8 des règles du mécanisme de capacité. Les écarts résiduels ne seront compensés que dans la mesure où l'Opérateur démontre l'impossibilité de se rééquilibrer aux enchères postérieures à la notification des NCE. Si une opération de mutualisation des écarts résiduels (voir section 3.4.3) est mise en place au sein d'un Périmètre de Certification multi-Opérateurs, permettant de diminuer le montant de ce règlement financier, un mécanisme incitatif pourra être mis en place pour laisser une partie de cette économie de charges de service public aux Opérateurs.

3.4.2 Périmètres de Certification dédiés aux installations sous Obligation d'Achat

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 délibération), la gestion des écarts peut être déléguée à un tiers ou assurée en interne par l'Opérateur suivant le volume de certificats de capacité dont il dispose. Dans ces deux configurations, le coût des écarts ne sera compensé que lorsque le Périmètre de Certification est uniquement composé d'EDC rassemblant des installations sous Obligation d'Achat. En effet, dans le cas contraire, l'Opérateur ou le tiers pourrait éventuellement bénéficier des effets de mutualisation des écarts liés aux contrats d'Obligation d'Achat sur l'ensemble de son portefeuille d'activité.

3.4.3 Prise en compte des écarts pour les Opérateurs disposant d'un volume de certificats inférieurs ou égal à 20 MW

Pour les Opérateurs disposant d'un volume de certificats inférieur ou égal à 20 MW par Année de Livraison, les écarts provisoires ou résiduels ne peuvent donner lieu à une compensation de l'Opérateur que s'ils sont mutualisés à travers le rattachement des EDC à un Périmètre de Certification regroupant un volume total de certificats supérieur à 20 MW. Plusieurs Périmètres de Certification pourront coexister. Toutefois, un Opérateur doit justifier l'efficacité de son choix du Périmètre de Certification pour ce qui est de la minimisation des coûts induits, par exemple à travers une procédure de mise en concurrence.

Le regroupement de plusieurs Opérateurs permet de mutualiser un certain volume d'écarts résiduels, propre à chaque Périmètre de Certification multi-Opérateurs. Les Opérateurs déclareront à la CRE le volume que ce regroupement leur a chacun permis de mutualiser.

3.4.4 Prise en compte des écarts pour les opérateurs disposant d'un volume de certificats supérieur à 20 MW

Les Opérateurs disposant d'un volume de certificats supérieur à 20 MW n'ont pas l'obligation de mutualiser leurs écarts au sein d'un groupement pour que ceux-ci soient pris en compte.

Toutefois, un tel Opérateur peut participer à un groupement afin de mutualiser ses écarts. Dans ce cas, il déclarera à la CRE les mêmes éléments que ceux définis à la section 3.4.3.

3.5 Prise en compte d'une incitation à la certification

Le volume de certificats obtenus par un Opérateur dépend des actions de certification qui ont été menées, consistant notamment à certifier les capacités dans les délais imposés par les règles du mécanisme de capacité, à optimiser le NCC des EDC en maximisant la taille dans le respect des règles du mécanisme de capacité et, s'agissant du mode de certification générique, à demander un niveau de certification cohérent avec le profil de fonctionnement de l'installation. La CRE s'assurera que les actions de certification ont effectivement permis de maximiser le volume de certificats de capacités obtenus, dont la valorisation vient en déduction des charges de service public de l'énergie.

Cette opération s'effectuera notamment par l'analyse de l'écart provisoire de chaque Opérateur. Pour chaque Opérateur, la CRE déterminera un coefficient « η » permettant de corriger la valorisation des garanties de capacités venant en déduction de la compensation reçue par cet Opérateur au titre des charges de service public de l'énergie. Ce coefficient sera égal à 1 si la certification peut être considérée comme optimale et supérieur à 1 sinon.

3.6 La valorisation des garanties de capacité dans 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 »¹⁰ 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.

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 » doit dès lors être prévue au sein de l'avenant tripartite¹¹ prévoyant la cession du contrat d'Obligation d'Achat. Le volume et le prix de cette transaction doivent être établis en accord avec la méthodologie de valorisation qui incombe à l'Acheteur Obligé « historique » telle que définie au sein de la section 3 de la présente délibération. L'Acheteur Obligé « historique » justifiera le volume et le prix de cette opération.

L'Organisme Agréé déclare cette vente pour le calcul de compensation des charges de services public de l'énergie, et valorisera les éventuels certificats de capacité restants selon la méthodologie de valorisation qui lui incombe (cf. section 3 de la présente délibération).

4. LA VALORISATION DE L'ENERGIE PRODUITE PAR LES INSTALLATIONS SOUS OBLIGATION D'ACHAT POUR LES ELD, LES ORGANISMES AGREES ET L'ACHETEUR EN DERNIER RECOURS

4.1 Principes retenus

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 délibération).

En accord avec les réponses obtenues à la consultation publique, la CRE confirme l'utilisation du prix *spot* en tant que référence de marché permettant de valoriser de la manière la plus pertinente ces volumes d'énergie.

Dans son document de consultation publique, la CRE avait suggéré deux méthodes de calcul de l'indice de coût évité mensuel, qui est actuellement défini dans ce contexte comme la moyenne mensuelle des prix *spot*. La première méthode consistait à calculer un indice de coût évité en fonction du mode de production de chaque filière sous Obligation d'Achat. La seconde consistait à valoriser directement la production totale des installations sous Obligation d'Achat à la maille d'un Opérateur. Les réponses à la consultation publique étaient partagées sur la meilleure méthode, mais s'accordaient à considérer que les deux méthodes améliorent la précision actuelle du calcul de cet indice.

Dans la mesure où la seconde méthode soulève des difficultés techniques qui n'ont pas été entièrement traitées dans les contributions à la consultation publique, la CRE retient à ce stade l'utilisation de la première méthode pour le calcul de l'indice du coût évité. Elle invite les Opérateurs à travailler sur les éléments techniques qui permettraient à terme la mise en œuvre de la seconde méthode.

Pour rappel s'agissant des ELD, la valorisation des quantités se substituant aux quantités acquises aux tarifs de cession n'est pas modifiée et reste calculée par référence à ces tarifs.

¹⁰ EDF OA ou les ELD

¹¹ Cet avenant est signé par le producteur, l'Acheteur Obligé « historique » et l'Organisme Agréé.

4.2 Méthodologie de calcul du coût évité pour l'année précédente

Le coût évité constaté est calculé pour chaque mois de manière distincte pour chaque filière de production :

- Pour la filière éolienne : moyenne mensuelle des prix *spot* pondérés 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 *spot* pondérés 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 (par exemple la filière hydraulique) : moyenne des prix *spot* 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 *spot* sur les périodes de production prévues en application des stipulations des contrats d'Obligation d'Achat.

4.3 Méthodologie de calcul du coût évité pour l'année en cours

Compte tenu de l'information disponible à la date de la prévision des charges de service public, les produits et périodes de cotations suivants sont retenus pour la mise à jour de l'évaluation du coût évité prévisionnel pour l'année en cours :

| Pour une année N | Références de marché et périodes de cotations retenus |
|--------------------|--|
| Janvier à mai | Moyenne arithmétique des prix <i>spot</i> publiés par EPEX Spot pour chacun des mois considérés. |
| Juin à septembre | <u>Juin</u> : Moyenne arithmétique des prix du produit M6 « France » observés sur EEX du 15 au 31 mai de l'année N. <u>Juillet, août & septembre</u> : Les prix de marché mensuels sur l'année N sont calculés à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q3 « France » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix <i>spot</i> moyen de chaque mois sur le prix <i>spot</i> moyen du trimestre. |
| Octobre à décembre | Les prix de marché mensuels sur l'année N sont calculés à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q4 « France » observés sur EEX du 15 mai au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix <i>spot</i> moyen de chaque mois sur le prix <i>spot</i> moyen du trimestre. |

Les principes de calcul spécifiques à chaque filière exposés au sein de la section 4.2 sont appliqués pour l'évaluation de la mise à jour du coût évité prévisionnel.

4.4 Méthodologie de calcul du coût évité pour l'année suivante

Compte tenu de l'information disponible à la date de la prévision des charges de service public, les produits et périodes de cotations suivants sont retenus pour l'évaluation du coût évité prévisionnel pour l'année suivante :

| Pour une année N | Références de marché et périodes de cotations retenus |
|--------------------|---|
| Janvier à mars | Les prix de marché mensuels sur l'année N sont calculés à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q1 « France » observés sur EEX du 15 au 31 mai de l'année N-1, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix <i>spot</i> moyen de chaque mois sur le prix <i>spot</i> moyen du trimestre. |
| Avril à juin | Les prix de marché mensuels sur l'année N sont calculés à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q2 « France » observés sur EEX du 15 au 31 mai de l'année N-1, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix <i>spot</i> moyen de chaque mois sur le prix <i>spot</i> moyen du trimestre. |
| Juillet à décembre | On détermine une référence de prix à terme pour le second semestre de l'année à partir de la cotation du produit <i>Calendar</i> et des cotations des deux premiers trimestres Q1 « France » et Q2 « France » observées entre le 15 et le 31 mai de l'année N-1. Les prix de marché mensuels pour le second semestre sont calculés |



| Pour une année N | Références de marché et périodes de cotations retenus |
|------------------|---|
| | à partir de la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix <i>spot</i> moyen de chaque mois sur le prix <i>spot</i> moyen du semestre. |

Les principes de calcul spécifiques à chaque filière exposés au sein de la section 4.2 sont appliqués pour l'évaluation du coût évité prévisionnel.

5. LA PRISE EN COMPTE DES COÛTS DE MISE SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ PRODUITE 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 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 peuvent être pris en compte au titre 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* ».

Cette gestion peut être déléguée à un tiers ou être réalisée en interne par l'Opérateur suivant le volume d'électricité produite par les installations sous Obligation d'Achat dont il a la gestion. Dans ces deux configurations, les coûts de commercialisation ne seront compensés que si les installations sont rattachées à un Périmètre d'Equilibre¹² dédié à la gestion de la production d'électricité d'installations sous Obligation d'Achat.

En effet, dans le cas contraire, l'Opérateur ou le tiers pourrait éventuellement bénéficier des effets de foisonnement des écarts liés aux contrats d'Obligation d'Achat sur l'ensemble de son portefeuille d'activité. Une partie des réponses à la consultation publique suggérait de ne pas imposer l'utilisation de périmètres dédiés aux installations d'Obligation d'Achat mais de modéliser la part des écarts imputable aux installations sous Obligation d'Achat au sein d'un portefeuille d'activité plus large. Compte tenu de la difficulté technique à obtenir une telle répartition de manière fiable au sein d'un Périmètre d'Equilibre et du nombre d'opérateurs concernés, cette option n'est pas retenue par la CRE.

En revanche, la création par des Opérateurs de Périmètres d'Equilibre, indépendamment du volume d'électricité produite sous Obligation d'Achat qui serait intégrée dans chacun de ces périmètres, ne pourra pas donner lieu à une compensation. En effet, en application du 5° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, de tels coûts ne peuvent être compensés que dans la mesure de ceux « *qu'une entreprise moyenne [...] aurait encourus* ». Dès lors, la CRE retient la distinction suivante.

5.1 Prise en compte des coûts de mise sur le marché de l'électricité produite sous Obligation d'Achat pour les Opérateurs gérant 50 GWh ou moins d'électricité produite sous Obligation d'Achat

Pour les Opérateurs gérant un volume d'électricité produite sous Obligation d'Achat inférieur ou égal à 50 GWh, les coûts de mise sur le marché ne seront compensés que s'ils sont mutualisés au sein d'un Périmètre d'Equilibre rassemblant au total plus de 50 GWh d'électricité produite sous Obligation d'Achat. Plusieurs tels Périmètres d'Equilibre pourront coexister. Toutefois, un Opérateur doit justifier l'efficacité de son choix de Responsable d'Equilibre pour ce qui est de la minimisation des coûts induits, par exemple à travers une procédure de mise en concurrence. Dans le cas contraire, les coûts correspondants ne feront pas l'objet d'une compensation.

5.2 Prise en compte des coûts de mise sur le marché de l'électricité produite sous Obligation d'Achat pour les opérateurs gérant plus de 50 GWh d'électricité produite sous Obligation

Les Opérateurs gérant un volume d'électricité produite sous Obligation d'Achat supérieur à 50 GWh n'ont pas l'obligation de mutualiser leur production au sein d'un groupement pour que les coûts de commercialisation soient pris en compte. Si un Opérateur souhaite conserver en interne cette activité, il ne sera compensé que si un Périmètre d'Equilibre dédié aux Obligations d'Achat est créé. Cet opérateur peut également participer à un groupement afin de mutualiser ses coûts de mise sur le marché.

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.

¹² au sens des règles relatives à Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre

6. LA PRISE EN COMPTE DU COUT EVITE DE LA PART QUASI-CERTAINE DE LA PRODUCTION POUR EDF OA

6.1 Coût évité de la part quasi-certaine pour l'évaluation des charges constatées

Pour le calcul du coût évité, les blocs de puissance quasi-certaine sont valorisés aux prix moyens pondérés des ventes résultants des appels d'offres organisés par EDF OA pour les produits correspondants (ruban de base, Q1, M11 et M12).

Au regard de l'efficacité des appels d'offres tenus par EDF OA, la CRE appliquera un coefficient « γ » afin de corriger le cas échéant le niveau de coût évité. Ce coefficient sera apprécié annuellement par la CRE en fonction, pour chacun des produits à terme concernés, de :

- l'écart entre le prix pondéré moyen constaté aux appels d'offres et les cotations moyennes observées sur EEX pendant les périodes suivantes : 2 ans en amont jusqu'à échéance pour le produit ruban, un an en amont jusqu'à échéance pour le produit trimestriel et 2 mois en amont jusqu'à échéance pour les produits trimestriels ;
- l'écart entre le prix constaté de chaque appel d'offre et le niveau instantané du marché à terme lors de la tenue de cet appel d'offre ;
- l'écart de prix entre la première et la dernière offre retenue lors de chaque appel d'offre ;
- l'intensité de la concurrence constatée, et notamment la comparaison entre le volume proposé à la vente et le volume cumulé des offres reçues ;
- l'adéquation entre les volumes des produits achetés pendant les appels d'offres et les volumes constatés usuellement sur le marché à terme.

6.2 Coût évité de la part quasi-certaine pour la mise à jour des charges prévisionnelles de l'année en cours

Les blocs de puissance quasi-certaine sont valorisés de la manière suivante pour la mise jour du calcul du coût prévisionnel au titre de l'année en cours :

| Produit pour une année N | Volume pris en compte | Prix retenu |
|----------------------------------|--|---|
| Ruban de base | Totalité du volume quasi-certain à valoriser | Prix moyen pondéré résultant des appels d'offres organisés par EDF-OA |
| Surplus de production Q1 | Totalité du volume quasi-certain à valoriser | Prix moyen pondéré résultant des appels d'offres organisés par EDF-OA |
| Surplus de production M11 et M12 | Totalité du volume quasi-certain à valoriser | Les prix de marché mensuels sur l'année N sont calculés à partir de la moyenne arithmétique des prix du produit Q4 « France » observés sur EEX du 15 au 31 mai de l'année N, à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix <i>spot</i> moyen du mois sur le prix <i>spot</i> moyen du trimestre. |

6.3 Coût évité de la part quasi-certaine pour les charges prévisionnelles de l'année à venir

Les blocs de puissance quasi-certaine sont valorisés de la manière suivante pour le calcul du coût prévisionnel au titre de l'année à venir :

| Produit pour une année N | Volume à prendre en compte | Prix retenu |
|--------------------------|--|--|
| Ruban de base | Volume vendu lors des appels d'offres déjà tenus par EDF OA | Prix moyen pondéré résultant des appels d'offres organisés par EDF-OA |
| | Volume résultant de la différence entre le volume quasi-certain total à valoriser et le volume vendu lors des appels d'offres déjà | Moyenne arithmétique des prix du produit <i>Calendar</i> « France » observés sur EEX entre le 15 et le 31 mai de l'année N |

| Produit pour une année N | Volume à prendre en compte | Prix retenu |
|----------------------------------|---|--|
| | tenus par EDF OA | |
| Surplus de production Q1 | Volume vendu lors des appels d'offres déjà tenus par EDF OA | Prix moyen pondéré résultant des appels d'offres organisés par EDF-OA |
| | Volume résultant de la différence entre le volume quasi-certain total à valoriser et le volume vendu lors des appels d'offres déjà tenus par EDF OA | Moyenne arithmétique des prix du produit Q1 « France » observés sur EEX entre le 15 et le 31 mai de l'année N |
| Surplus de production M11 et M12 | Totalité du volume quasi-certain à valoriser | <p>On détermine une référence de prix à terme pour le second semestre de l'année à partir de la cotation du produit <i>Calendar</i> et des cotations des deux premiers trimestres Q1 « France » et Q2 « France » observées entre le 15 et le 31 mai de l'année N-1.</p> <p>Les prix de marché mensuels pour le second semestre sont calculés à partir de la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix <i>spot</i> moyen de chaque mois sur le prix <i>spot</i> moyen du semestre.</p> |

7. DELIBERATION DE LA CRE

Les modalités de calcul du coût évité pour la valorisation des garanties de capacité attachées à la production sous Obligation d'Achat, définies au sein des sections 3.2, 3.3 et 3.5 de la présente délibération pour tous les Opérateurs, seront appliquées pour l'exercice de calcul des charges constatées au titre de 2016, en accord avec la délibération de la CRE du 14 décembre 2016, ainsi que pour les exercices de charges constatées au titre des années suivantes. Ces modalités seront aussi appliquées pour la prévision et la mise à jour des prévisions des charges, à compter du traitement des charges prévisionnelles au titre de 2018 et de la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2017. Les modalités relatives aux écarts de capacité définies dans la section 3.4 s'appliquent totalement à partir de l'année de livraison 2020. Le rattachement des Entités de Certifications à des Périmètres de Certification rassemblant uniquement des installations sous Obligation d'Achat doit donc être traité dès à présent en vue de la certification des installations pour cette année de livraison. Pour les années de livraisons précédentes, il pourra y être dérogé dans la mesure où certains actes de gestion déjà effectués ne permettent pas de les respecter.

Les modalités de valorisation de l'énergie produite par les installations sous Obligation d'Achat pour les ELD, les Organismes Agréés et l'Acheteur en dernier recours et définies dans la section 4, seront appliquées pour le traitement des charges au titre de l'année 2018 et des années suivantes, s'agissant des charges constatées, prévisionnelles ainsi que de la mise à jour des prévisions de charges.

Les coûts de mise sur le marché de l'électricité produite sous Obligation d'Achat pour les ELD, pour les Organismes Agréés et pour l'Acheteur en dernier recours seront pris en compte selon les modalités définies dans la section 5 pour le traitement des charges au titre de l'année 2018 et des années suivantes, s'agissant des charges constatées, prévisionnelles ainsi que de la mise à jour des prévisions de charges. Pour 2017, il pourra y être dérogé dans la mesure où certains actes de gestion déjà effectués ne permettent pas de les respecter.

Les modalités de calcul du coût évité pour la valorisation des blocs quasi-certains pour EDF-OA définies au sein de la section 6 seront appliquées pour les transactions effectuées par EDF-OA à compter du 1^{er} juillet 2017.

La présente délibération sera transmise au ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire ainsi qu'aux Opérateurs de contrats d'Obligation d'Achat. Elle sera publiée sur le site internet de la Commission de régulation de l'énergie.

Délibéré à Paris, le 22 juin 2017.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO