Consultation sur les nouvelles règles du mécanisme de capacité (2018)
Appel à contribution n°3 du 27 septembre 2018

Réponses d'EDF

10/10/2018

Remarques préliminaires

Cet appel à contribution conclut le cycle de concertations lancé en 2017 par RTE sur les nouvelles règles du mécanisme de capacité. EDF remercie RTE pour le travail important de concertation réalisé. Toutefois EDF a plusieurs remarques sur ce processus de concertation.

Cet appel à contribution intervient alors que les acteurs n'ont pas de vision à date sur ce qui aura été retenu par RTE et la CRE à l'issue de la consultation précédente de septembre 2018, visant à améliorer l'architecture de marché. Ces évolutions devant porter sur des paramètres aussi déterminants que les modalités d'enchères ou les nouvelles modalités de fixation du prix du règlement financier des écarts, il apparaît prématuré d'envisager de nouvelles règles sans connaître les évolutions retenues pour améliorer l'actuelle architecture du mécanisme.

EDF souhaite rappeler que, s'agissant de l'introduction d'appel d'offres pour de nouvelles capacités et de la mise en œuvre de la participation transfrontalière, il convient d'assurer plus encore le respect de certains principes fondamentaux indispensables à l'efficacité de l'architecture du mécanisme mis en œuvre pour assurer la sécurité d'alimentation, son objectif premier.

Ainsi, pour ce qui concerne l'introduction de contrats long terme pour les nouvelles capacités, EDF demande le respect de deux principes a minima :

- Que la courbe de demande correspondant au besoin total de capacités pour AL soit définie en AL-4 par RTE. Cette condition est à l'origine de l'amendement n°3 proposé par EDF en CSE du 10 juillet 2018 et adopté en séance.
- Que l'attribution aux capacités lauréates d'un contrat pour différence ne conduise pas à une distorsion du signal de prix, et en particulier n'aboutisse pas à 2 prix distinguant entre les capacités nouvelles ou existantes alors qu'ils offrent exactement le même service pour la sécurité d'alimentation du système.

S'agissant de la participation transfrontalière, EDF souhaite rappeler que le passage à un traitement explicite des capacités d'interconnexion répond en premier lieu à la nécessité de se conformer aux engagements pris vis-à-vis de la Commission Européenne et non à un objectif d'amélioration de l'efficacité du dispositif. A ce titre, EDF demande ici également le respect de deux principes :

- que les règles pour accompagner cette évolution ne contribuent pas à abîmer plus encore la formation du signal de prix pour la capacité installée sur le territoire national.
- Que la détermination du volume de tickets d'interconnexion qui sera mis aux enchères soit réalisée en toute transparence pour les acteurs du marché et que leur éventuelle conversion en certificats d'interconnexion soit communiquée aux acteurs.

Enfin, si un large panel de sujets a été balayé depuis le début de cette concertation, EDF regrette que certains n'aient pas bénéficié de temps d'échanges dédiés en GT ni de consultation. C'est le cas notamment des Effacements Indissociables de la Fourniture (EIF) et de la question de la rémunération des tests, questions importantes, qui n'ont été abordées que très partiellement et demeurent non traitées.

Plus particulièrement, la question de la référence de prix à prendre en compte du fait de la disparition probable du prix de référence de marché (PRM) actuel n'est pas abordée. EDF a déjà fait mention de l'importance pour les fournisseurs de pouvoir anticiper le plus tôt possible avant l'année de livraison le coût qui leur sera répercuté au titre du dispositif de contractualisation pluriannuel. Les modalités retenues pour le calcul du nouveau prix de référence de capacité et la communication de ces modalités aux acteurs devront tenir compte de ce besoin, particulièrement sensible pour la période transitoire. Le choix d'une nouvelle référence de prix de capacité pour le dispositif est également déterminant pour les exploitants de nouvelles capacités retenues.

1 Questions relatives au dispositif de contractualisation pluriannuelle

Q1.1 – La méthode de modélisation de la courbe de demande administrée, présentée en GT par RTE vous semble-t-elle satisfaisante?

La position d'EDF sur la méthode de modélisation de la courbe de demande administrée a été exprimée dès le début du cycle de concertation en réponse à la Consultation du 20 juillet 2017. La position d'EDF reste constante :

- **La détermination de la courbe de demande pour de nouvelles capacités.**

Le dispositif doit délivrer le mix de capacité permettant d'assurer de façon efficace, à moindre coût, la sécurité d'approvisionnement des consommateurs sur le territoire national. Cela signifie qu'il doit délivrer le niveau de capacités nouvelles et existantes, nécessaire à la sécurité d'approvisionnement, avec une répartition reflétant un arbitrage pertinent entre construction de nouvelles capacités pour l'année de livraison (AL) et poursuite de l'exploitation des capacités existantes. La construction de la courbe de demande en AL-4 nécessitera une totale transparence de la part de RTE sur les hypothèses et les méthodes utilisées. L'exercice sera de fait sensiblement plus compliqué et moins efficace qu'une attribution lors d'une enchère à un coup qui sélectionnerait le mix de capacité le plus compétitif en confrontant directement les offres entre elles. Par ailleurs, les hypothèses et données utilisées dans la modélisation adoptée par RTE pour le calcul de la différence de revenus capacitaires suite à l'apparition d'un nouvel entrant devraient faire l'objet de transparence.

- **Que les certificats de capacité, pluriannuels et annuels, doivent être parfaitement fongibles.**

L'architecture qui sera mise en place doit veiller au principe économique fondamental de l'unicité du prix pour un même bien, sans distinction de sa nature existante ou neuve puisque tout kW de puissance garantie aura le même apport à la sécurité d'alimentation du système. Dans ce cas également, l'adjudication en une fois de tout le besoin de capacité permettant le respect du critère de sécurité d'alimentation en la confrontant à toute l'offre est la solution la plus à même d'assurer efficacement la fongibilité des certificats et de délivrer au meilleur coût la capacité nécessaire à la sécurité d'alimentation.

***Q1.2** Êtes-vous favorables à l'approche présentée en GT sur le calcul du PRI en régime pérenne (pondération sur les volumes et pondération possiblement distincte des volumes échangés d'une année de livraison à l'autre) ? Selon vous, quels coefficients de pondération devraient être prépondérants ? En lien avec l'activation de la clause de revoyure, comment les évolutions évoquées dans le cadre de ces réflexions sur l'architecture de marché pourraient affecter le calcul du PRI en régime pérenne?*

EDF a exprimé ses réserves quant à l'utilisation d'un prix pondéré, qui sont les suivantes : « *EDF prend acte de la décision de la Commission Européenne mais considère qu'une moyenne pondérée de prix résultant de sessions de marché incomplètes et portant sur des années de livraison qui ne sont pas celles ciblées par la contractualisation pluriannuelle, ne permet pas de refléter les fondamentaux économiques qui doivent présider à la construction de la courbe de demande.*

Dans ces conditions, c'est moins la pondération des différents prix intégrés dans la formule que la référence économique qui doit focaliser l'attention que la question de la bonne quantité au bon prix. Concernant le prix, à l'instar de ce qui se pratique sur la plupart des mécanismes de capacité étrangers pour assurer l'incitation à l'investissement, la courbe de demande devrait s'exprimer en référence au coût d'un nouvel entrant (CONE). »

***Q1.3** Les données que RTE envisage d'utiliser pour le calcul du PRI en régime transitoire vous semblent-elle pertinentes ? Êtes-vous favorables à une pondération équivalente des volumes échangés pour les années de livraison couvertes par la période de contractualisation de l'AOLT ? En lien avec l'activation de la clause de revoyure, comment les évolutions évoquées dans le cadre de ces réflexions sur l'architecture de marché pourraient affecter le calcul du PRI en régime transitoire ?*

Rappel de la méthode transitoire proposée par RTE en GT AOLT[1] :

> *« En 2019, 3 AOLT seront organisés en régime transitoire. Ils couvriront les périodes de contractualisation 2020-2026, 2021-2027 et 2022-2028.*
> *(…)Pour les appels d'offres organisés en régime transitoire, RTE propose de calculer le PRI sur la base des enchères organisées en 2019 suivantes:*
> - *AOLT 2020-2026: Enchères couvrant les années de livraison 2020, 2021, 2022 et 2023.*
> - *AOLT 2021-2027: Enchères couvrant les années de livraison 2021, 2022 et 2023.*
> - *AOLT 2022-2028: Enchères couvrant les années de livraison 2021, 2022 et 2023 avec une pondération possiblement différente des volumes échangés pour l'année de livraison 2021. »*

En mode transitoire, et dégradé, EDF estime que la méthode permettant d'utiliser pour le calcul du PRI, les enchères d'années qui se rapprochent le plus des années de livraison visées est de moindre regret.

***Q1.4** S'agissant de l'évaluation du coefficient d'abattement, deux approches vous ont été présentées lors du GT du 04 juillet 2018. Quelle approche vous semble la plus satisfaisante ? Avez-vous des suggestions pour objectiver la détermination d'un coefficient d'abattement ?*

Comme rappelé à plusieurs reprises, EDF n'est pas favorable à l'introduction d'un coefficient d'abattement, dont elle a proposé en CSE le 10 juillet 2018 qu'il soit supprimé de l'article 2-alinéa 9 du projet de décret, amendement adopté. En effet, le dispositif de contractualisation pluriannuelle a pour objectif premier d'apporter de la visibilité aux investisseurs pour diminuer les risques.

Or, comme explicitement indiqué dans la partie 1.c. du jeu de diapositives présenté lors du GT « Contractualisation pluriannuelle » du 4 juillet 2018, RTE rappelle que la fixation à 1 du coefficient d'abattement répond à la préoccupation de ne pas déformer le signal envoyé par la courbe de demande administrée tandis que sa fixation à un niveau inférieur correspond à la perspective de garantir le moindre coût pour le consommateur. EDF estime que c'est le jeu de la concurrence entre les investisseurs, participants à la session de marché pour des contrats pluriannuels, qu'il reviendra de transférer une partie de la diminution de la prime de risque aux consommateurs et que le coefficient d'abattement (s'il doit être maintenu) doit être fixé à 1, ce qui permettra en outre d'éviter de devoir mettre au point une méthode de détermination de ce coefficient qui ne pourra être qu'approximative et arbitraire.

***Q1.5** Quatre appels d'offres pour les nouvelles capacités seront organisés en 2019, couvrant les périodes de contractualisation 2020-2026, 2021-2027, 2022-2028 et 2023-2029 et les calendriers d'organisation de ces appels d'offres vous ont été présentés en GT. Pour la période de contractualisation 2020-2026, vous semble-t-il pertinent de permettre aux éventuelles capacités*

[1] GT « Contractualisation pluriannuelle » du 4 juillet 2018 : voir supports de présentation RTE pages 23-24

lauréates d'émettre une demande de certification après la date limite de certification pour notamment permettre à une capacité d'effacement de se certifier si elle est retenue lors de l'appel d'offres ? Avez-vous des remarques sur les calendriers d'organisation des appels d'offres qui vous ont été présentés en GT ?

EDF n'est pas favorable à un traitement différencié des effacements contractualisés en AOLT et contractualisés dans le dispositif classique du mécanisme de capacité. Les conditions de certifications doivent être les mêmes pour toutes les capacités d'effacement dans les deux mécanismes.

EDF suggère donc que RTE annonce un décalage de la date de certification de l'ensemble des effacements du mécanisme de capacité (mécanisme général et dispositif pluri annuel) pour l'année de livraison 2020 comme cela a déjà été le cas pour les années de livraisons 2017 et 2018.

***Q1.6** Dans la perspective de contractualiser des offres fiables lors de l'appel d'offres tout en s'adaptant aux contraintes des opérateurs d'effacement, RTE pourrait demander aux capacités d'effacement de présenter une composition d'EDC indicative pour l'année de livraison AL, sous réserve de l'accord de principe des sites de soutirage qui composent la liste de sites. Cette approche vous semble-t-elle applicable dans le cadre de l'AOLT ? Moduler le plafond des garanties bancaires réclamées aux capacités d'effacement dans le cadre de l'AOLT vous semble-t-elle une solution plus satisfaisante ?*

EDF n'est pas opposée à la proposition de RTE de permettre aux effacements une certification sur la base de la déclaration indicative d'une EDC. Cela pourrait contribuer à lever d'éventuelles barrières à l'entrée pour les opérateurs d'effacement.

EDF note qu'il n'est pas précisé s'il s'agit d'une mesure exceptionnelle pour certains OE ou d'une disposition spécifique, qui modifierait les règles et le calendrier de certification pour la filière effacements spécifiquement et estime que ce point doit être clarifié.

Concernant les garanties bancaires, EDF rappelle l'importance de bien proportionner les garanties et pénalités en fonctions des risques et selon des modalités qui devront être transparentes.

***Q 1.7** Dans le cas où une capacité d'effacement était retenue dans le cadre de l'appel d'offres et notamment en cas de contractualisation partielle, l'opérateur d'effacement devra déclarer, avant la date limite de demande certification pour l'EDC concernée, la liste des sites qui permettent de remplir l'engagement de disponibilité pris par opérateur d'effacement pour AL dans le cadre de cet appel d'offres. Cette approche vous semble-t-elle satisfaisante ?*

La contractualisation partielle a été abordée par RTE lors du GT AOLT du 4 juillet 2018. A ce sujet, RTE précisait[2] que :

> *« Tous les sites qui composent l'EDC d'effacement lauréate devront respecter les conditions d'éligibilité explicitées par le décret, et ce durant toute la période de contractualisation.*
> *En cas de contractualisation partielle de l'EDC candidate, le titulaire de l'EDC devra chaque année désigner les sites qui remplissent l'engagement pris par l'EDC dans le cadre de l'AOLT, afin de tenir à jour le nombre d'année de droit dont dispose chaque site (6 maximum/site).*
> *Le niveau de capacité auquel s'est engagé la capacité lauréate dans le cadre de l'AOLT devra être atteinte en appliquant à la puissance souscrite des sites déclarés le plafond sur la contrainte de stock (<0.7). »*

Assortie des conditions précisées ci-dessus, la contractualisation partielle semble réalisable.

EDF demande toutefois que les conditions qui seront retenues pour une contractualisation partielle ne soient pas dommageables à la formation du prix de la capacité.

[2] Extrait de la présentation de RTE au GT AOLT du 4 juillet 2018 (page 40).

Q1.8 *S'agissant de la participation d'installations de production au titre d'une augmentation de puissance installée d'au moins 20%, RTE pourrait limiter la participation de ces installations à la hauteur de l'augmentation de puissance installée. Cette approche vous semble-t-elle satisfaisante ?*

EDF considère que la proposition de RTE de ne rendre éligible à l'AOLT que l'augmentation de la puissance installée est acceptable.

Q1.9 *S'agissant de la participation d'installations de production au titre d'un changement de source d'énergie primaire, RTE pourrait limiter la participation de ces installations à la hauteur de la puissance installée qui change de source d'énergie primaire. Cette approche vous semble-t-elle satisfaisante ?*

EDF est favorable à limiter la participation de ces installations à hauteur de la puissance installée qui change de source d'énergie primaire.

Q 1.10 *Au vu des contraintes de calendrier associées à l'organisation de quatre appels d'offres en 2019, il est envisagé de limiter la participation des nouveaux moyens de capacité à un des quatre appels d'offres. L'approche envisagée par RTE vous semble-t-elle proportionnée ?*

RTE développe un peu plus ce point dans son support de présentation du GT AOLT du 4 juillet 2018 (page 43) :

> *« Pour rappel, en 2019, quatre appels d'offres seront organisés, couvrant les périodes de contractualisation 2020-2026, 2021-2027, 2022-2028 et 2023-2029. Une capacité donnée ne peut pas bénéficier de l'AOLT sur plusieurs périodes de livraison.*
> *Au vu des contraintes de calendrier associées à l'organisation de quatre appels d'offres en 2019, il est envisagé de* ***limiter la participation des nouveaux moyens de capacité à un des quatre appels d'offres.***
> *En l'espèce, un site de soutirage respectant les conditions d'éligibilité explicitées par le décret, ne pourrait pas participer à la composition indicative de plusieurs offres proposées dans le cadre d'un appel d'offre organisé dans le cadre de l'AOLT. »*

Parmi les 4 appels d'offres de 2019, trois seront en régime dérogatoire et le 4ème en régime pérenne.

Compte tenu de l'interaction qu'il pourrait y avoir entre les résultats d'une enchère pour les autres enchères, du fait du chevauchement des périodes de livraison de l'AOLT pour l'ensemble de ces 4 appels d'offres et des contraintes de calendrier, il est nécessaire qu'une capacité **lauréate** à un AOLT ne puisse être présentée aux enchères ultérieures, ce que semble prévoir la proposition de RTE.

En revanche, EDF s'interroge sur la proposition de limiter la **participation** à un seul des quatre appels d'offres ce qui mériterait d'être clarifié et cette limitation justifiée par RTE.

Q 1.11 *Êtes-vous favorables à ce que les offres déposées par les exploitants de nouvelle capacité candidats à l'appel d'offres soient compatibles avec les niveaux imposés par le tunnel de certification ? Une telle disposition vous semble-t-elle suffisante pour garantir que les volumes proposés par les candidats sont crédibles vis-à-vis des projets présentés par les candidats ?*

RTE a fait le point sur les demandes de dérogations au tunnel en GT Certification (1er juin 2018) en précisant qu'elles étaient assez courantes. A l'occasion du GT Transverse du 18 septembre 2018, plusieurs opérateurs d'effacements se sont plaints du manque de transparence quant au calcul du seuil de 0.7. Afin de pallier le manque de transparence souligné par les acteurs concernant le tunnel, RTE prépare actuellement un guide pratique relatif à la procédure de dérogation au tunnel de certification.

Si l'on considère que toutes les capacités doivent offrir le même service en termes de sécurité d'approvisionnement, elles devraient toutes être soumises aux mêmes critères de certification et le critère de conformité avec les niveaux du tunnel ne peut être considéré comme un critère suffisant à lui seul.

Q1.12 *En GT « Dispositif de contractualisation pluriannuelle », plusieurs options vous ont été présentées pour traiter des différents cas particuliers qui pourraient être rencontrés lors des croisements entre les courbes d'offre et de demande. Avez-vous des suggestions à émettre sur ces modalités de clearing ?*

RTE a présenté durant le GT AOLT du 4 juillet 2018 plusieurs types de cas particuliers. L'importance d'une réflexion plus approfondie amène EDF à considérer qu'il faut surseoir à toute proposition. Le délai raisonnable ainsi demandé permettra notamment d'organiser le GT annoncé par RTE, qui n'a pu se tenir.

Q1.13 *Vous semble-t-il approprié d'introduire une obligation pour les capacités retenue dans le cadre de l'AOLT d'annoncer publiquement lorsqu'elles prévoient de mettre leurs garanties de capacité en vente ?*

EDF pense inappropriée cette obligation d'annonce publique *ex ante* qui pourrait perturber le fonctionnement des marchés et dont le seul effet utile sera d'alourdir un processus déjà suffisamment contraignant en termes de déclaration des volumes.

Q1.14 *S'agissant de la mise en place d'éventuelles marges de tolérance dans le cadre du régime de pénalités propre au dispositif, il pourrait être envisagé de distinguer les cas usuels des cas exceptionnels qui résultent d'obligations juridiques et/ou administratives. Cette disjonction de cas vous semble-t-elle satisfaisante ? Vous semble-t-il utile de prendre en compte d'autres cas de figure dans la liste des cas exceptionnels ?*

La mise en place de marges de tolérance permet une certaine souplesse dans le dispositif et évite d'appliquer des pénalités trop sévères aux acteurs. Toutefois, la définition de ces marges reste un exercice complexe et qui ne doit pas être arbitraire.
EDF souligne qu'il est essentiel de bien borner les cas exceptionnels et que de tels sujets mériteraient d'être discutés en concertation pour les traiter au fond.

2 Question relative à la participation transfrontalière au mécanisme de capacité français

Q2.1 Quel est votre avis sur les différentes propositions présentées par RTE lors du GT du 24 septembre 2018, et notamment sur l'articulation du calendrier relatif à la participation transfrontalière avec le calendrier du mécanisme de capacité ?

EDF accueille favorablement la proposition de révision des règles actuelles pour un report de la période d'échange 2020-2023 initialement prévu le 20 octobre 2018.

EDF s'inquiète, comme plusieurs autres acteurs l'ont fait en GT Participations Transfrontalières du 24 septembre, du manque de visibilité et de transparence quant aux évolutions du coefficient de sécurité et aux capacités transfrontalières qui seront offertes, en particulier dans la première phase de mise en œuvre transitoire du dispositif. EDF réitère sa demande de disposer en régime pérenne d'un coefficient de sécurité déterminé et figé en AL-4 et, à court terme, que les coefficients de sécurité pour les années 2020 à 2023 soient publiés et figés avant la première enchère portant sur ces années de livraison. EDF salue donc l'engagement de RTE dans ce sens pris lors du GT du 24 septembre dernier.

3 Questions relatives aux effacements de consommation

Q3.1 S'agissant de la certification « en projet » pour les effacements de consommation, deux questions relatives au montant de la garantie bancaire se posent : RTE pourrait offrir la possibilité de fusionner une EDC déclarée en projet avec une EDC en service après la date limite de demande de certification pour les effacements. Existe-t-il, selon vous, des inconvénients associés à une telle solution ?

EDF est favorable à cette proposition qui permet de simplifier la certification pour les nouvelles capacités d'effacement et notamment la contrainte de la date limite de certification.

S'agissant du montant de la garantie bancaire, certains acteurs ont précisé par le passé qu'ils trouvaient le recours au prix administré disproportionné. Partagez-vous ce constat ? Quel serait selon vous un prix adéquat ? Que pensez-vous de l'introduction potentielle d'un barème des niveaux de pénalité ? Si un barème devait être introduit dans les règles, doit-il se baser sur le NCC global en projet du titulaire d'EDC ou le NCC global du titulaire d'EDC ?

EDF souligne l'importance d'un montant de garantie bancaire bien proportionné et réaliste. Outre le montant de la garantie, la durée pendant laquelle elle doit être maintenue est aussi un élément essentiel. Ces sujets pourraient faire l'objet de concertation avec les acteurs.

Q3.2 *Introduire la notion de « nouvelle capacité d'effacement en service » (EDC composée uniquement de sites de soutirage n'ayant jamais fait partie d'une EDA et d'une EDE depuis un nombre d'années donné) vous semble-t-il pertinent ? Si tel était le cas, comment devrait être définie la date limite de certification pour ces nouvelles capacités d'effacement ?*

L'introduction de la notion de « nouvelle capacité d'effacement en service » semble pertinente. Pour être homogène avec les moyens de production, la date limite de certification pourrait être de 2 mois après l'intégration d'une nouvelle capacité d'effacement dans le périmètre d'une EDA/EDE.

Q3.3 *Lors du GT du 28 mai 2018, certains acteurs ont souligné que l'impossibilité de pouvoir changer de type de liaison en cours d'année de livraison était une contrainte significative. Partagez-vous ce constat ? Quelles modalités de notification au gestionnaire de réseau concerné envisageriez-vous ?*

L'impossibilité de changer de type de liaison en cours d'année peut constituer un frein potentiel à la participation des effacements car cela ne permet pas d'utiliser tout le potentiel technique de la capacité.

Q3.4 *Le mécanisme de capacité permet déjà la valorisation de la participation d'un effacement à la fois sur le MA et NEBEF, via la liaison EDC/multiEDA/multiEDE. Dans le cadre de la révision à venir des règles du mécanisme de capacité, pensez-vous que d'autres évolutions doivent être considérées s'agissant de l'articulation MA/NEBEF ?*

EDF n'a pas aujourd'hui d'autres évolutions à proposer concernant l'articulation MA/NEBEF.

Q3.5 *Lors du premier GT du 28 mai 2018, RTE a exposé l'existence d'un biais dans les règles du mécanisme de capacité, qui permettrait à un effacement d'être valorisé à la fois implicitement et explicitement. Les dispositifs de contrôle du mécanisme de capacité doivent déjà permettre de détecter ce type de pratique a posteriori mais pourraient toutefois être renforcés a priori. Dans un premier temps, les prochaines règles du mécanisme de capacité intégreront, de manière explicite, l'interdiction pour un effacement de bénéficier d'une telle double valorisation sur un même pas de temps demi horaire. Une étape supplémentaire du contrôle a priori pourrait résider dans un dispositif de déclaration des effacements implicites. Quelle serait selon vous la méthode la plus adéquate pour palier ce biais identifié, pouvant conduire à une double valorisation des effacements de consommation ?*

Une interdiction de la double valorisation sur un même pas de temps demi horaire, formalisée dans les règles, constitue une première étape bienvenue pour lever le biais exposé par RTE. EDF n'est pas opposée à la mise en place dans un deuxième temps d'une déclaration des effacements implicites – ou effacements indissociables de la fourniture - afin de permettre le contrôle du respect de cette interdiction. EDF est d'ailleurs prête à travailler sur le sujet dans le cadre d'une future évolution des règles dans l'optique de la certification des effacements indissociables de la fourniture d'autant plus qu'une telle déclaration sera nécessaire à cette certification.

EDF souhaite à ce sujet attirer l'attention de RTE sur l'article *7.9.2*.3.2.2. des règles en vigueur qui prévoit que la certification des effacements exploités par un Fournisseur au titre d'offres d'effacement indissociables de la fourniture soit rendue possible à partir de l'Année de Livraison 2019. Cet article précise que RTE « *rapportera son instruction du sujet au cours de l'Année 2017* », cette instruction ayant pris du retard, il convient de modifier l'article en précisant que cette instruction aura bien lieu en cours d'année 2019.

Q3.6 *Quelle est votre opinion sur l'introduction d'un « versement capacitaire », en lien avec les différents modèles de versement ?*

EDF souhaite rappeler que, de façon similaire à l'énergie, pour facturer ses clients en cours d'année de livraison, le fournisseur détermine un prix de la capacité par kW/h consommé. Dans le cas d'un effacement par un tiers sur un site en modèle corrigé (sites en CARD/CART), le fournisseur peut continuer à facturer ce prix puisque la courbe de consommation en énergie du site est rebouchée de ces effacements. A l'inverse, dans le cas des sites en contrat unique où le modèle régulé s'applique, la courbe de consommation du client n'étant pas retraitée, le fournisseur ne peut pas facturer la capacité sur le volume effacé. Or, dans tous les cas, les volumes des effacements réalisés par des tiers sur des sites de consommation sont réintégrés dans le calcul de l'obligation de leur fournisseur de rattachement.

L'énergie effacée fournie par les fournisseurs est soit, dans le cas où le modèle corrigé s'applique, payée directement par les clients soit, dans le cas du modèle régulé, payée par les opérateurs d'effacement via les barèmes de versement en énergie. Dans la mesure où les fournisseurs supportent l'obligation de capacité totale (y compris sur les volumes effacés par un tiers) de leurs sites de consommation, de manière similaire à l'énergie, le coût de capacité associé devrait leur être versé. EDF demande donc qu'un terme capacitaire soit intégré dans les barèmes de versement.