Retour d'EDF sur l'appel à contributions relatif au fonctionnement du marché des garanties de capacité

14/09/2018

RTE et la CRE ont lancé un appel à contribution relatif au fonctionnement du marché des garanties de capacité. EDF accueille favorablement cette concertation visant à identifier les pistes d'amélioration du fonctionnement du mécanisme d'obligation de capacité. EDF souhaite la mise en place d'un mécanisme de capacité pérenne et robuste répondant efficacement à la sécurisation de l'approvisionnement en électricité des consommateurs et révélant le juste prix de cette sécurité d'approvisionnement. Les propositions et réponses ci-dessous s'inscrivent dans cette perspective.

EDF prend acte du choix des pouvoirs publics d'écarter l'idée de devoir rouvrir une discussion avec la Commission Européenne tant que les deux évolutions du dispositif relatives aux capacités transfrontalières et aux nouvelles capacités ne sont pas implémentées dans la réglementation nationale. Il en résulte des propositions d'amélioration du dispositif soumises à consultation encadrées par le texte de la décision de la commission. EDF considère les évolutions apportées à ce stade comme une étape dans un processus d'amélioration du mécanisme de capacité qui devra se poursuivre.

Afin d'améliorer l'atteinte de l'objectif premier du dispositif, à savoir assurer la sécurité d'approvisionnement de chaque Année de Livraison, dans le respect de la décision de la Commission, EDF considère que l'architecture du dispositif pourrait être améliorée par les points clés suivants :

- expression du besoin global en capacités du système en AL-4 afin que les acteurs puissent apprécier la tension du système et ainsi forger leur anticipation du prix de la capacité ;
- une incitation forte des acteurs obligés à couvrir leurs besoins avant l'année de livraison ce qui signifie :
    - limitation des cessions (aux enchères et des achats OTC) après l'enchère de décembre AL-1 aux seules fins de rééquilibrage ;
    - fixation d'un Prix de Règlement des Ecarts en Capacité (PREC) suffisamment incitatif pour que les Acteurs Obligés couvrent leurs besoins et expriment leur demande au plus tard lors de l'enchère de décembre AL-1.

Ces dispositions sont une première étape pour éviter que, comme cela est largement le cas dans son architecture actuelle, le mécanisme de capacité soit perçu comme un dispositif punitif pour les acteurs en écart avec leur obligation finale, mais sans pour autant remplir totalement son rôle premier qui est de prévenir le risque d'insuffisance de capacité en déclenchant assurément les décisions industrielles de maintien en exploitation et/ou de développement des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

EDF attire enfin l'attention sur la nécessité de prévoir un calendrier réaliste pour la mise en œuvre opérationnelle de toute disposition par les différents acteurs ainsi que son acceptabilité par les consommateurs finaux (une adaptation des contrats sera nécessaire, avec un risque pour les fournisseurs de ne pas pouvoir répercuter les nouvelles dispositions aux contrats en cours). L'articulation des évolutions envisagées avec l'Appel d'Offres Long Terme est également un point important qu'EDF regrette de ne pas voir abordé dans cette consultation.

EDF se tient à disposition pour tout complément relatif à cette réponse.

I) Partagez-vous le diagnostic établi sur la base des retours des acteurs qui se sont exprimés ? Vous semble-t-il que des éléments majeurs auraient été omis dans ce diagnostic ?

EDF estime que le fonctionnement du mécanisme de capacité dans sa forme actuelle doit être amélioré. En effet, le mécanisme de capacité actuel est insuffisant pour garantir la sécurité d'approvisionnement des consommateurs faute de donner l'assurance que l'obligation de capacité est satisfaite avant l'Année de Livraison. C'est pourtant l'objectif premier du dispositif d'obligation de capacité que de voir cette obligation remplie et le critère de sécurité d'approvisionnement satisfait.

EDF est notamment d'accord avec le constat dressé par RTE concernant les difficultés dans la rencontre de l'offre et la demande et les questionnements sur le PRM (modalités de calcul et confusion engendrée par son utilisation pour des objectifs qui devraient être différenciés). Par ailleurs, EDF partage l'idée que les modalités financières actuelles du mécanisme sont défavorables à des prises de position anticipées lors des sessions de marché organisées et peuvent au contraire inciter à des reports de couverture jusqu'en AL+3.

Concernant la rencontre offre / demande, RTE indique qu' « *à ce jour le REX ne semble pas indiquer de problème dans le rythme de couverture des acteurs obligés* ». Pourtant, EDF constate que pour les deux premières années de fonctionnement du dispositif, les Acteurs Obligés, en totale conformité avec les règles, n'ont pas exprimé la totalité de leur demande avant l'Année de Livraison (des volumes significatifs excédant les besoins liés aux écarts entre prévision et réalisé ont été achetés après le début des années de livraison 2017 et 2018).

Les évolutions du mécanisme de capacité doivent permettre d'organiser la rencontre de toute l'offre de capacité avec l'ensemble du besoin, afin d'assurer que ce besoin sera effectivement rempli avant l'Année de Livraison et permettre par là même l'émergence d'un signal de prix robuste. L'émergence d'un signal de prix robuste doit s'effectuer au plus tôt (idéalement 4 ans à l'avance). Disposer de visibilité sur ce besoin global de capacité pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement est nécessaire pour que les acteurs puissent apprécier au plus tôt la tension du système et forger leur vision de la valeur de la capacité.

Pour ce faire, les principaux écueils du mécanisme actuel à corriger sont :

- l'absence d'incitation forte à la couverture du besoin avant le début de l'Année de Livraison ;
- le manque de visibilité sur le besoin global de capacité à couvrir avant l'Année de Livraison. Sur ce sujet, EDF souhaite que RTE exprime clairement dès AL-4 le besoin de capacité France prévisionnel.

Idéalement, dans la perspective d'une révision plus en profondeur du dispositif, ces écueils seront pleinement levés dans un schéma où l'ensemble de l'obligation nécessaire à la sécurité d'approvisionnement sera rempli 4 ans à l'avance ce qui permettra aux acteurs d'avoir la visibilité et les délais nécessaires pour déclencher les gestes nécessaires pour développer de nouvelles capacités, pour poursuivre l'exploitation ou pour déclasser des capacités existantes ou contractualiser des capacités d'effacement avec des sites de soutirage.

On peut enfin s'interroger sur le fait que les règles permettent que les Gestionnaires de Réseau organisent des appels d'offres séparés pour couvrir leur obligation relative aux pertes réseau, privant les sessions de marché organisées de liquidité.

II) Partagez-vous l'approche consistant à s'inspirer du fonctionnement des marchés de l'énergie pour améliorer celui du marché de capacité ? D'autres angles d'approche pour des améliorations du mécanisme vous semblent-ils envisageables?

L'approche consistant à s'inspirer du fonctionnement des marchés de l'énergie pour améliorer celui du mécanisme de capacité permet de faire émerger quelques caractéristiques intéressantes :

- sur le marché de l'énergie, des produits à terme (forward) sont utilisés pour tous les échanges réalisés en amont de l'échéance de livraison du produit. Pour la capacité, ce même type de produit peut permettre de répondre à une demande des Acteurs Obligés de ne pas payer immédiatement. Il est à noter qu'actuellement, sur le mécanisme de capacité, toutes les sessions de marché s'apparentent de fait à des sessions de marché à terme (sauf au niveau des flux financiers). En effet, les détenteurs de capacité ont la faculté de vendre leur capacité lors de cette session ou ultérieurement. Dans ces conditions, les acteurs sont légitimes à considérer les sessions de marché EPEX actuelles comme des sessions de marché à terme, où les vendeurs sont conduits et fondés à proposer un prix reposant sur leurs estimations de la valeur du bien.

- Les responsables d'équilibre sont exposés à un prix de règlement des écarts calculé en fonction du coût d'équilibrage du système supporté par RTE. De manière similaire, il est souhaitable dans le mécanisme de capacité que les Acteurs Obligés qui ne rempliraient pas leur obligation de capacité avant l'Année de Livraison soient exposés à un prix de règlement des écarts reflétant les fondamentaux.
  Le règlement des écarts ne doit pas être uniquement punitif mais doit inciter les acteurs à disposer des quantités de certificats nécessaires à la couverture de leur obligation avant l'année de livraison de l'énergie correspondante. Il conviendrait donc que les besoins de capacité pour l'année AL non encore couverts le soient lors de la dernière enchère avant l'Année de Livraison qui deviendrait ainsi la dernière session de marché disponible [1]avant l'application du processus des écarts (cf. question 3). Dans son architecture actuelle, le mécanisme de capacité propose des rééquilibrages après le début de l'année de livraison où les quantités échangées ne sont pas limitées. S'inspirer du marché de l'énergie devrait conduire à supprimer les échanges a posteriori ou à les limiter strictement (cf. question III).

[1] Excepté la session de rééquilibrage, limitée en volume, idéalement seulement financière et réalisée au juste prix (cf. Question VI)

III) L'articulation temporelle entre les différents types de sessions de marché organisé détaillée ci-dessus vous semble-t-elle pertinente ? Dans quelle mesure le cadre proposé pourrait-il s'avérer contraignant pour votre activité ?



Figure 1 : Schéma représentant le déroulement des sessions de marché organisé

EDF comprend que la proposition de la CRE et de RTE est la suivante :

- les sessions de marché en amont de la dernière session AL-1 sont des sessions de marché en continu dont le mode de fonctionnement est à préciser (cf. question IV) ;
- la dernière session de marché AL-1 n'est pas une session de marché en continu mais une session en fixing similaire aux sessions de marché actuelles ;
- les 3 sessions de rééquilibrage sont des sessions de marché en continu (idem cf. question IV).

Selon EDF, le modèle cible pour assurer que la sécurité d'approvisionnement soit effectivement remplie et le juste prix de la capacité efficacement révélé, suppose l'organisation en AL-4 d'une enchère unique confrontant toute l'offre à toute la demande (i.e. le besoin de capacité). C'est le design en vigueur au Royaume-Uni ou dans le système nord-américain PJM, qui présente la vertu de remplir un besoin de capacité *ex ante* sécurisant l'approvisionnement en électricité et respectant la nature statistique du critère et permet de révéler un prix robuste et efficace de la capacité.

Dans le cadre du présent appel à contributions, EDF propose une architecture globale de nature à mieux assurer la sécurité d'approvisionnement et à révéler un prix plus robuste de la capacité correspondante.

Cette architecture se baserait sur une unique session de rééquilibrage post AL. Il faut par ailleurs que le prix de règlement des écarts soit suffisamment incitatif pour que les Acteurs Obligés soient incités à se couvrir selon leur meilleure vision de leur obligation avant l'Année de Livraison. Cette unique session de rééquilibrage permettrait aux Acteurs Obligés de corriger leurs obligations prévisionnelles du fait des incertitudes liées aux tirages des jours PP1, de l'impact des températures réelles dont le redressement est imparfait et des évolutions tardives des portefeuilles clients.

EDF ne voit pas l'utilité de conserver les autres sessions de rééquilibrage : leur existence a pour effet de ne pas inciter les AO à couvrir leur obligation au plus tard à la dernière session de marché de décembre AL-1 (cf. constat pour les années 2017-2018) ce qui est contraire à l'objectif poursuivi par le mécanisme.

EDF estime important de s'assurer que la session de rééquilibrage et les échanges en OTC qui auront lieu après l'enchère de décembre AL-1 soient utilisés uniquement dans l'objectif de corriger les incertitudes de prévision et non pas pour couvrir le besoin d'obligation prévisionnelle. A cette fin, il faudrait limiter le volume pouvant être échangé par chaque fournisseur lors de la session de rééquilibrage à un pourcentage de son obligation réalisée (avec éventuellement un minimum de X MW pour tenir compte de la situation particulière des petits acteurs en croissance). La couverture en OTC devrait être prise en compte dans le calcul du volume permis au rééquilibrage.

Cette proposition pourra être améliorée par des mesures permettant d'assurer que la somme des obligations des Acteurs Obligés coïncide exactement avec le volume nécessaire à la sécurité d'approvisionnement de l'ensemble des consommateurs français.

IV) La création de sessions de marché organisé prenant la forme de journées de marché continu vous semble-t-elle une solution satisfaisante pour pallier les difficultés constatées dans la rencontre de l'offre et de la demande sur les sessions de marché organisé ?

Au préalable, il semble nécessaire de rappeler que les produits à terme (portant sur le futur et dont le paiement complet a lieu à une date future) peuvent être disponibles sur différents types de marché. La mise en place d'un marché « en continu » n'est pas un pré requis à l'introduction de produits à terme sur les sessions de marché. Un marché avec un prix de fixing, où toutes les transactions sont exécutées à ce prix, peut proposer des produits à terme.

L'organisation de sessions de marché continu présenterait en théorie l'intérêt d'offrir un processus d'apprentissage pour chaque acteur, qui serait ainsi en mesure de procéder ou non à des achats/ventes selon son anticipation de la valeur de la capacité assise sur sa vision des fondamentaux du marché.

Cependant EDF n'est pas favorable à la mise en place de sessions de marché continu.

Tout d'abord, le système de cotation en continu paraît plus adapté à des produits ayant une liquidité importante, ce qui n'est pas le cas actuellement de la capacité en amont de AL-1 (voire en AL-1).

Ensuite, les journées de trading continu soulèveraient en outre des questions de faisabilité opérationnelle, par exemple, concernant le respect de la contrainte d'offre pour les acteurs de plus de 3 GW.

Enfin, les sessions de marché en continu ne donneraient pas une référence de prix réplicable par les fournisseurs dans leur contrat clients. Lors de la délibération de la CRE du 06/05/2015 portant sur le mécanisme de capacité, la CRE avait souligné que « *le caractère réplicable du prix de référence marché est une propriété souhaitée par une grande partie des acteurs. La CRE considère que la réplicabilité de la référence marché permettra de limiter les risques de couverture des acteurs dans différents processus pouvant mettre en jeu le mécanisme de capacité.* ». Si la journée de trading continu envisagée devait s'organiser comme une séance de marché continu telle qu'elle existe chez EEX pour la cotation des produits forward de l'électricité, elle poserait une difficulté en termes de réplicabilité des prix pour les Acteurs Obligés. En effet, si les Acteurs Obligés souhaitaient conserver une référence de prix dans leurs contrats clients relative aux prix des enchères EPEX, le processus de cotation continu ne permettrait pas de révéler un prix unique pour l'enchère. Or, ce besoin d'avoir une référence de prix de la capacité avant décembre AL-1 est aussi une exigence des clients. Même si un settlement price était publié par EPEX (sur la base par exemple de la moyenne des prix des transactions réalisées lors de la dernière demi-heure de la séance comme cela se pratique sur l'électricité), un Acteur Obligé sur ce marché peu liquide ne pourrait pas acheter de façon certaine à ce prix et se trouverait donc exposé à un risque prix sur son sourcing Capacité. Le coût de ce risque pourrait entraîner un renchérissement du coût de la capacité pour le consommateur final.

En conclusion, EDF ne pense pas que le système de cotation en continu, non adapté à la liquidité prévue aux sessions de marché en AL-4, …, AL-1, soit souhaitable mais est favorable à l'introduction d'un produit à terme (avec donc un règlement à terme) qui pourrait ainsi limiter les reports de couverture et favoriser ainsi l'expression de besoins en amont de l'Année de Livraison.

V) Si les sessions de marché organisé prenant la forme de journées de marché continu avant AL portent sur des produits à terme, cela occasionnerait-il, selon vous, des difficultés opérationnelles significatives (appels de marge, frais, liquidité etc.) ?

EDF comprend que l'introduction des produits à terme pourrait réduire les préoccupations de trésorerie soulignées par certains acteurs lors d'achats anticipés. L'existence de tels produits pourrait ainsi limiter les reports de couverture et donc favoriser l'expression de besoins en amont de l'année de livraison. Cela permettrait également à de multiples acteurs financiers d'intervenir sur le marché de la capacité et stimuler ainsi la liquidité. Il conviendrait de préciser si les modalités de paiement seraient calquées sur celles en vigueur sur le marché forward annuel de l'énergie (paiement mensuel au cours d'Année de Livraison).

EDF est favorable à l'introduction de ces produits mais reste attentif au dimensionnement des contraintes financières liées à leur utilisation. En effet, les appels de marge pourraient s'avérer conséquents et partant réduire la volonté des acteurs d'utiliser ces produits.

Evolutions relatives à l'actuel Prix de Référence Marché

VI) Êtes-vous favorables à un tel changement d'assiette pour le calcul du prix de référence relatif au règlement des écarts ?

La mise en place d'un prix des écarts incitatif est un des trois maillons nécessaires à une amélioration significative du fonctionnement du mécanisme (avec la limitation des possibilités de rééquilibrage a posteriori/ achat sur le marché OTC après l'enchère de décembre AL-1 et l'expression d'un besoin global en capacités du système en AL-4).

EDF est favorable à l'idée de ne plus retenir le Prix de Référence Marché pour le calcul du PREC et souhaite lever l'ambiguïté générée par l'utilisation d'une référence de prix unique pour des finalités et étapes du mécanisme différentes. En effet, le PREC actuel n'incite pas les Acteurs Obligés à se couvrir avant le début de l'Année de Livraison car son niveau (égal au PRM, moyenne arithmétique des prix révélés lors des sessions de marché) est déjà bien formé avant les enchères d'AL-1. Ceci a pour effet de plafonner la propension à payer *ex ante* des Acteurs Obligés et ouvre la porte à un arbitrage entre couvrir *ex ante* son obligation ou *a posteriori*. Du fait de l'existence d'enchères de rééquilibrage et d'un marché OTC après l'enchère de décembre AL-1, un Acteur Obligé peut acheter en OTC au prix de la dernière enchère AL-1 juste après celle-ci : on constate que, dans un contexte actuel de marché globalement « long », son incitation à aller sur ladite enchère pour son besoin résiduel, alors que sa vision de ce dernier va s'améliorer progressivement, est très faible : il peut acheter au même prix le lendemain sur le marché !

EDF partage l'objectif d'un prix de règlement des écarts incitatif. Une option est de passer à un PREC fondé sur le prix révélé par l'ultime session de marché intervenant avant AL. Une des caractéristiques essentielles que doit remplir le PREC est d'être suffisamment incitatif pour que les Acteurs Obligés aient toujours intérêt à couvrir l'intégralité de leur obligation prévisionnelle au plus tard lors de la session de marché de décembre AL-1. En outre, le terme PREC permet de mieux refléter le rôle central qu'il serait appelé à jouer dans le règlement financier des écarts et donc dans le système d'incitation voulu pour responsabiliser tous les acteurs.

On notera à cet égard que la Commission Européenne s'est exprimée en faveur d'un mécanisme permettant d' *« inciter les acteurs du mécanisme à être en équilibre avant le début de l'AL, et de toute manière avant le règlement des écarts »* (§248 de la décision CE du 8 novembre 2016).

Si le prix de la capacité était révélé de manière robuste à la dernière enchère précédant le début de l'année de livraison alors le prix des écarts pourrait être calculé à partir de ce prix de la capacité révélé, le juste prix, majoré par un coefficient comme défini actuellement dans les règles. Pour cela, l'ensemble de l'offre et de la demande résiduelle devrait s'exprimer lors de la session de marché de décembre AL-1 et la somme des anticipations des acteurs correspondre à la capacité nécessaire à la sécurité d'approvisionnement. Le juste prix pourrait être le prix appliqué à la session de rééquilibrage qui deviendrait alors une session purement financière.

Or cela n'est pas garanti dans le design actuel du mécanisme. Il convient donc à RTE d'étudier, avec la Commission Européenne et dans un objectif d'amélioration du mécanisme à moyen terme, l'introduction d'un terme de bouclage à la session de marché de décembre AL-1. Ce terme de bouclage serait calculé comme la différence entre d'une part le besoin national nécessaire à la sécurité d'approvisionnement et d'autre part la somme des obligations déjà contractées par les Acteurs Obligés avant l'enchère de décembre AL-1 complétée par la demande totale des Acteurs Obligés à l'enchère de décembre AL-1.

Dans le cadre de cet appel à contributions, EDF propose de définir une formule de calcul du PREC, qui ne repose pas sur le seul prix de la dernière enchère avant l'Année de Livraison. En effet, une référence à cette unique session de marché pour le calcul du PREC pourrait conduire les Acteurs Obligés à ne pas acheter lors de cette session de marché pour que le PREC sorte à un prix faible voire nul. EDF préconise une formule du

type max (moyenne des 14 premières sessions de marché ; prix session décembre AL-1 + X€ ; Y x prix session décembre AL-1). X et Y devraient être croissants en fonction du volume des écarts. Le PREC doit constituer un plancher en deçà duquel aucun échange ne peut être effectué après la session de marché de décembre AL-1.

Par ailleurs la suppression du PRM, nécessitera que soient définies rapidement par la CRE les nouvelles méthodologies de calcul des prix de référence de la capacité utilisés pour le TRV, pour le calcul de la compensation du coût des obligations d'achat …

VII) Alors que ce constat n'est pas vrai pour le volet énergie, le PREC restera-t-il, selon vous, un des éléments majeurs de la formation des prix sur le marché, comme l'est actuellement le PRM ?

Sur les marchés de l'énergie, le prix de règlement des écarts est calculé en fonction du coût d'équilibrage du système supporté par RTE. Ce prix étant incertain et potentiellement très élevé, les acteurs sont peu enclins à aller volontairement aux écarts.

Actuellement, pour la capacité, le prix de règlement des écarts est proportionnel au PRM. Ainsi, lors des dernières sessions de marché, le PRM est presque totalement formé et par conséquent un arbitrage est possible entre la couverture via les sessions de marché organisées, le marché OTC et le paiement des écarts.

Les évolutions proposées par EDF en réponse aux questions précédentes (méthodologie de détermination du PREC et limitation des possibilités de rééquilibrage) limiteraient l'utilisation du PREC à sa finalité, le règlement des écarts.

VIII) L'architecture globale de cette proposition de fonctionnement du marché des garanties de capacité vous semble-t-elle de nature à améliorer son fonctionnement ?

EDF estime que les propositions formulées dans le cadre de cet appel à contribution constituent des avancées vers un fonctionnement amélioré du mécanisme de capacité. La mise en place d'un prix des écarts incitatif, d'une limitation des possibilités de rééquilibrage et de transactions sur le marché OTC après l'enchère de décembre AL-1 complétés par l'expression d'un besoin global en capacités du système en AL-4 permettra une meilleure couverture *a priori* des besoins de capacités nécessaire à la sécurité d'approvisionnement de la France et la révélation d'un prix plus robuste de la capacité.

Compte tenu du retour d'expérience et une fois les évolutions exigées par la décision de la CE réalisées, l'opportunité d'autres évolutions ultérieures devra être examinée ensuite, notamment celle visant à l'organisation d'une session de marché faisant se rencontrer en une seule fois toute la demande et toute l'offre dès AL-4.

Caractère structurant des flux financiers relatifs à la couverture des acteurs obligés

IX) Cet enjeu est-il significatif pour vous ? Disposez-vous d'éléments quantitatifs susceptibles de mettre en évidence l'influence du délai de 3 ans entre le début de l'année de livraison et le règlement des écarts sur la formation du prix sur le marché garanties de capacité ?

Les principaux coûts de trésorerie sont constitués du décalage entre l'achat des garanties de capacités en amont de l'Année de Livraison sur les sessions de marché EPEX et la répercussion dans les contrats aux clients dont les factures sont réalisées et payées au cours de l'Année de Livraison.

Le délai de 3 ans entre le début de l'Année de Livraison et le règlement des écarts est, si l'écart de l'Acteur Obligé est négatif, un gain en terme de trésorerie (les données consolidées de consommation arrivant tardivement, l'obligation est également connue tardivement).

X) Quels seraient, selon vous, les avantages et inconvénients associés à l'émergence d'une telle contrainte ? Selon vous, à partir quelle date les acteurs obligés devraient-ils être couverts ? Le cas échéant, cette contrainte devrait-elle s'appliquer i) à l'ensemble des cessions de garanties de capacité, ii) à l'ensemble acteurs obligés ?

EDF estime que les dispositions ponctuelles listées par RTE en préalable à la question posée ne sont pas de nature à répondre aux difficultés soulevées. Les éléments ci-dessous précisent les avantages et les inconvénients de chaque option présentée dans le document de consultation :

1) Contrainte de couverture imposée aux plus gros acteurs obligés en cohérence avec la contrainte existante sur l'offre.

   Dans le marché de l'énergie, les fournisseurs sont libres d'adopter le rythme de couverture souhaitée en lien avec leur politique de risque. Forcer uniquement la couverture sur les Acteurs Obligés importants n'est pas de nature à améliorer la robustesse de l'équilibre offre / demande sur le marché de capacité. Au contraire, en ne s'imposant pas à l'ensemble des acteurs, cette contrainte n'inciterait pas l'ensemble des acteurs à couvrir leur obligation avant l'Année de Livraison. Elle serait inopérante pour le bon fonctionnement du système (seule la révélation de la totalité de l'offre et de la demande fait sens pour révéler les pénuries ou excès de capacité et donc un prix pertinent) et génèrerait des distorsions de concurrence entre fournisseurs qui perturberaient le fonctionnement du marché de détail.

2) Interdiction des cessions entre exploitants/RPC et acteurs obligés après une certaine date

Cette interdiction des cessions entre RPC et AO après une certaine date impliquerait des volumes d'achat plus importants des Acteurs Obligés ainsi que des volumes de vente également plus importants des Responsables de Périmètre de Certification ce qui ne changerait pas l'équilibre offre / demande. Le seul bénéficiaire serait EPEX.
Il est d'ailleurs à noter que les cessions internes sont usuelles sur les marchés de l'énergie ce qui n'empêche pas les prix de refléter les fondamentaux.

Il serait toutefois intéressant pour la transparence du marché d'être en mesure de discerner les échanges OTC des cessions internes dans le registre des échanges de capacité.

3) Anticipation de la date limite de couverture à une date ultérieure au 31 décembre AL (par exemple courant AL+1)

Comme précisé dans les réponses aux questions précédentes, EDF propose un calcul de prix de règlement des écarts qui serait incitatif à une couverture au plus tard lors de la session de marché de décembre AL-1.

4) Modulation des incitations véhiculées par le règlement des écarts en fonction du rythme de couverture constaté.

Dans le marché de l'énergie, le prix de règlement des écarts n'a aucun lien avec le rythme de couverture des fournisseurs. Par analogie, nous ne souhaitons donc pas que le rythme de couverture de l'obligation des Acteurs Obligés intervienne dans le mécanisme de capacité.

MODALITES DE REPORTING DES CESSIONS DE GARANTIES DE CAPACITE DANS LE REGISTRE DES GARANTIES DE CAPACITE

A) Considérez-vous que la proposition de la CRE réponde aux préoccupations des acteurs tout en garantissant la transparence sur le marché des garanties de capacités ?
B) Estimez-vous nécessaire de préciser les modalités d'inscription sur le registre pour d'autres cas particuliers de cessions de garantie de capacité ?
C) En cas d'erreur de saisie dans le registre des garanties de capacité, vous semble-t-il opportun que les acteurs puissent signaler cette erreur à l'aide d'un tag spécifique ?

EDF accueille favorablement les précisions apportées par la CRE sur la question de la transparence des transactions et des modalités de leur inscription au registre. EDF estime cependant que le **cas particulier n°2** (« Échange de garanties de capacité entre un client effacé et le fournisseur ») ne répond pas complétement aux préoccupations des acteurs dans la mesure où il se limite aux seuls clients effacés, alors que cette demande de cession de garanties de capacité d'un client vers son fournisseur concerne potentiellement tout client disposant de garanties de capacité sur son propre compte au registre, quelle que soit la façon dont il en soit devenu propriétaire. La limitation du cas n°2 aux seuls clients effacés ne se justifie pas : il devrait également s'appliquer à la cession des certificats pour diminuer le niveau d'obligation associé à la consommation du client. EDF propose donc de substituer les termes « client effacé » par « client disposant de garanties de capacité sur son propre compte au registre » et « client » tel que suit :

« Échange de garanties de capacité entre un client disposant de garanties de capacité sur son propre compte au registre et le fournisseur.

Les transactions entre un client disposant de garanties de capacité sur son propre compte au registre et un fournisseur correspondent à un paiement « en nature » d'une partie de la facture du consommateur. Contrairement au cas précédent, le prix de facturation de la capacité par le fournisseur est connu du client. Par conséquent, afin de garantir la transparence sur le marché des garanties de capacité, la transaction entre le client et le fournisseur pourra être enregistrée dans le registre des garanties de capacité comme une transaction dont le prix doit correspondre au prix de la capacité compris dans le contrat de fourniture liant le consommateur à son fournisseur. »

Concernant les modalités de la page 11 sur les droits de tirage, EDF comprend que la proposition vise à ce que ces transferts de garanties de capacités appliquent les mêmes conditions que celles applicables aux cessions internes d'un acteur intégré, avec une obligation de publication dans le registre des échanges de garanties de capacité. EDF n'est pas opposée à l'insertion de modalités spécifiques encadrant la transparence des cessions associées aux droits de tirage. Néanmoins, EDF conteste le constat selon lequel le fonctionnement d'un fournisseur intégré peut être transposé à celui d'un acheteur d'énergie possédant des droits de tirage. Les cessions liées aux droits de tirage poursuivent une finalité différente en étant adossées à un actif et ne sauraient être assimilées de manière injustifiée aux cessions internes faisant l'objet d'un dispositif spécifique à la demande de la Commission européenne. Dès lors, il convient de veiller à ce que les modalités proposées ne portent pas atteinte à la liberté d'entreprendre et contractuelle et qu'elles ne modifient pas les contrats en cours. En particulier, elles ne sauraient faire ressortir un droit automatique à bénéficier de la capacité d'une centrale, cette question relevant de la seule sphère contractuelle. Ainsi, l'existence de clauses dans un contrat portant explicitement cession de garanties de capacité est et devra rester un prérequis indispensable pour pouvoir bénéficier des garanties de capacité associées aux droits de tirage.