28 juin 2018

GT « REX sur les échanges sur le marché de capacité et clause de revoyure »

Rappel sur le programme des GT

1

- *GT relatif à l'obligation de capacité* : 16 mai 2018.
- *GT relatif à la certification, aux évolutions et au contrôle des EDC* : 1er juin 2018.
- *GT relatif aux capacités intermittentes, aux capacités sous OA et aux nouvelles flexibilités* : 15 juin 2018.
- *GT relatif aux échanges sur le marché de capacité et à la clause de revoyure* : 28 juin 2018.

2

- *GT relatif à la traduction dans les règles des dispositions du nouveau décret relatives aux participations XB* : programmé prochainement.
- *GT relatif à la traduction dans les règles des dispositions du nouveau décret relatives à la contractualisation pluriannuelle* : 4 juillet 2018.

3

- *GT trans-mécanismes sur les effacements de consommation* : 1er GT le 29 mai 2018 , 2e GT le 26 juin 2018.

Rappel sur le processus de consultation

- RTE a publié vendredi 15 juin 2018 un appel à contributions portant sur le contenu des trois premiers groupes de travail. Les acteurs ont jusqu'au vendredi 29 juin 2018 pour répondre à cet appel à contributions. La CAM du 11 juillet 2018 reviendra sur les résultats de cet appel à contributions.
- Suite au GT d'aujourd'hui, un second appel à contributions sera lancé : il portera spécifiquement sur la clause de revoyure et le REX sur les échanges sur le marché de capacité. Cet appel à contributions sera organisé conjointement avec la CRE.

PLAN DE LA PRESENTATION

1. Tour de table
2. Fonctionnement du marché de capacité : retour d'expérience et pistes d'évolution
    a. Diagnostic sur le fonctionnement du marché
    b. Sessions de marché organisé (rythme/type)
    c. PRM
    d. Règlement des écarts
3. Points techniques : cessions et registre
    a. Transferts, transactions et cessions particulières
    b. Fonctionnement du registre des garanties de capacité
    c. Transparence du registre des garanties de capacité

Contributions reçues par RTE s'agissant du REX sur le fonctionnement du marché et de la clause de revoyure (+ points techniques)

AFIEG	ALPIQ	CELEST	DALKIA
DIRECT ENERGIE	EDF	ENERGY POOL	ENGIE
ENI	EQINOV	FEE	KEM ONE
SGE	UFE	UNIDEN	UNIPER



1

Tour de table



2

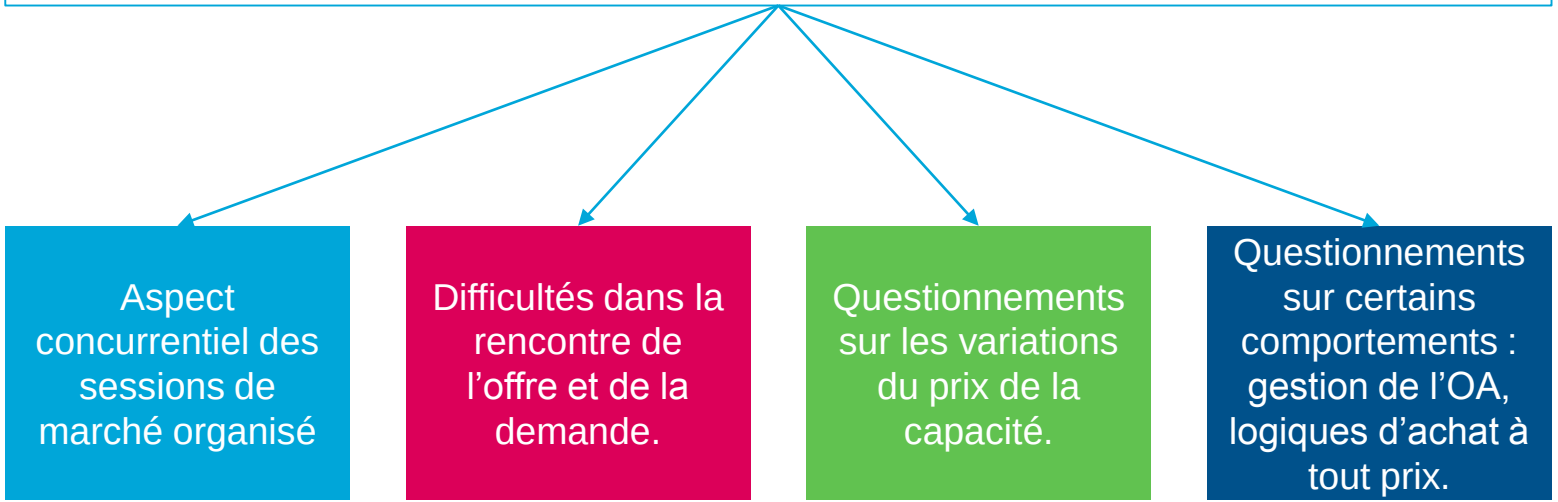
Fonctionnement du marché de capacité : retour d’expérience et pistes d’évolution

2.a

Diagnostic sur le fonctionnement du marché

Structuration du diagnostic

Thèmes des éléments de diagnostic remontés par les acteurs de marché, liés notamment à l'analyse des résultats des sessions de marché organisé.



1) Aspect concurrentiel des sessions de marché organisé

La concertation de 2016 sur l'évolution des règles du mécanisme de capacité avait introduit des « remèdes concurrentiels », conformément aux résultats des échanges avec la Commission européenne dans le cadre de l'enquête approfondie sur le mécanisme de capacité.

- Malgré ces remèdes, un certain nombre d'acteurs questionne le caractère concurrentiel des sessions de marché organisé, en mettant en avant que le prix de la capacité est avant tout fixé par un « palier d'offres » (volume important d'offres à un niveau de prix donné).

De 1ères pistes d'évolution ont été évoquées par des acteurs (dont les supports juridiques pourraient être variés) :

- Approfondir la contrainte d'offre sur les sessions de marché organisé imposée aux RPC dont le portefeuille dépasse les 3 GW de NCC (article 7.12.3 des règles) : fixer les échéances d'offre pour donner plus de visibilité aux acteurs du marché, réfléchir à des contraintes sur la granularité des offres et le prix associé.
- Renforcer en général la surveillance et le REX sur l'offre des principaux acteurs.

2) Difficultés dans la rencontre de l'offre et de la demande

Plusieurs acteurs regrettent la complexité observée dans la rencontre de l'offre et de la demande sur les sessions de marché organisé du mécanisme de capacité.

- Pour certains, ces difficultés sont intrinsèquement liées à l'absence d'obligation/d'incitation pour les acteurs obligés à se couvrir intégralement avant l'AL.
- Ceci poserait de surcroît question sur l'atteinte du niveau de sécurité d'approvisionnement visé et le mode de détermination du prix de la capacité.
- Les remèdes envisagés sont plus ou moins dimensionnants : évolution globale vers une architecture centralisée, incitations (par ex. via le règlement des écarts) des AO à se couvrir en amont de l'AL, contraintes sur la demande uniquement des « gros » acteurs…

- D'autres acteurs sont très sceptiques sur une obligation faite aux AO de se couvrir en amont de l'AL, notamment en raison des difficultés d'anticipation des évolutions de portefeuilles de clients.
- La mise en place d'une telle obligation, ou du moins incitation, contraindrait les fournisseurs à se couvrir sur des sessions de marché organisé dont les résultats seraient fortement influencés par le « palier d'offres » observé.
- Plus généralement, ces acteurs se sont exprimés contre des « patchs » de centralisation qui pourraient être problématiques d'un point de vue concurrentiel.

3) Questionnements des acteurs sur les variations du prix de la capacité

Beaucoup d'acteurs s'interrogent sur la variabilité des prix sur le marché de capacité (hausse notamment entre les années [2017 et 2018] et l'année 2019) et ont regretté l'absence de visibilité sur ces évolutions.

Questionnement des acteurs sur le lien entre :

Prix de la capacité | EOD prévisionnel | *Missing money* des capacités

- Certains acteurs font part de leur difficulté à expliquer les évolutions du prix de la capacité par les variations des prévisions d'adéquation d'une année à l'autre, ou par des changements dans le *missing money* des capacités offertes (difficultés d'interprétation du niveau du prix des offres).
- D'autres regrettent le manque de visibilité sur l'équilibre offre/demande de garanties de capacité avant l'année de livraison.

Des fournisseurs souhaiteraient une stabilisation du prix de la capacité afin de pouvoir proposer plus facilement des offres de fourniture à prix fixe pluriannuel.

4) Questionnement sur certains comportements : vente de l'OA, achats à tout prix

Plusieurs comportements spécifiques sur les sessions de marché organisé ont été interrogés par certains acteurs de marché, à la fois du côté de l'offre de garanties de capacité et de la demande.



Du côté de l'offre de garanties de capacité, des acteurs se sont étonnés que les capacités sous obligation d'achat pourraient ne pas forcément être offertes à tout prix sur les sessions de marché organisé par les acheteurs obligés.



Du côté de la demande en garanties de capacité, des acteurs ont fait part de leur incompréhension face à des logiques de demande à tout prix qui ont pu être constatées sur certaines sessions de marché organisé. Ils regrettent en particulier la coexistence d'une telle demande et d'un « palier d'offres ».

2.b

Sessions de marché organisé (rythme, type)

Retours des acteurs sur la structure du marché organisé

Deux types de retours de la part des acteurs de marché :

- Contributions relatives au nombre de sessions de marché organisé par année de livraison et au calendrier précis de ces sessions.
- Contributions relatives au type de session de marché organisé (type de produits vendus, session de marché prépondérante).

1) Nombre de sessions de marché organisé par AL et calendrier

Nombre de sessions de marché organisé en amont de l'AL

- La décision de la Commission du 8 novembre 2016 prévoit 15 sessions de marché organisé avant le début de l'AL. L'article 7.12.2 des règles détaille le rythme minimal de sessions de marché organisé pour chaque année AL-i (i=1, 2, 3, 4) : 1 session en AL-4, 4 en AL-3, 4 en AL-2, 6 en AL-1.
- Au regard de la faible demande observée sur certaines sessions de marché organisé, des acteurs ont demandé à en limiter le nombre pour augmenter leur liquidité et représentativité. Plusieurs propositions ont été formulées : garder 2 sessions par AL-i, ne conserver que la session de fin d'année pour chaque année AL-i, garder 15 sessions mais ne pas toutes les prendre en compte pour le calcul du PRM…

Pertinence de la session de marché organisé en AL-4

- Au global, pas de remise en question pour le démarrage des sessions de marché organisé en AL-4, mais certains acteurs (OE, consommateurs, fournisseurs) insistent sur la difficulté à se positionner sur de telles sessions.
- Le concept d'une session unique en AL-4 (hors acheteur centralisé) est lui rejeté par plusieurs acteurs.

Sessions de marché organisé durant l'AL et post-AL

- Différents acteurs ont insisté sur l'importance de ces sessions de marché organisé d'« ajustement », mais s'interrogent sur la flexibilité possible de la date des sessions en AL et en AL+1.

2) Différents types de sessions de marché organisé

- Plusieurs acteurs ont prôné la mise en place de sessions de marché organisé avec livraison à terme, en phase avec les pratiques sur le marché de l'énergie : ceci pourrait notamment permettre de gérer les problématiques de décalage de trésorerie des fournisseurs.
- En particulier, il a été proposé de consacrer les sessions de marché organisé le plus en amont de l'année de livraison à ce type de produits.
- D'autres acteurs ont estimé que de telles sessions de marché organisé sur produits à terme avaient peu d'intérêt car 1) les produits « *forward* » incluent une prime de risque, 2) il est déjà possible de réaliser de telle cessions à terme en OTC.

Il a également été proposé de distinguer certaines sessions de marché organisé (dernières sessions en AL-i, uniquement la dernière session en AL-1…) en y plaçant davantage d'incitations (en particulier, lien avec le calcul du PRM, voir partie suivante).

Enfin, certains acteurs ont témoigné leur intérêt pour la mise en place potentielle d'un marché en continu des garanties de capacité.

2.c PRM

1) Retours des acteurs sur l'opportunité de revoir la méthodologie de calcul du PRM

Synthèse des retours d'acteurs

- Une majorité d'acteurs souligne qu'une **réduction du nombre de sessions de marché organisé pris en compte dans la méthode de calcul du PRM permettrait de rassembler la liquidité sur quelques sessions** et ainsi d'accroitre la représentativité des niveaux de prix issus de ces sessions.
- Plusieurs acteurs précisent être attachés à la possibilité de répliquer le PRM.
- Une minorité d'acteurs appelle à baser le calcul du PRM sur une pondération sur les volumes échangés lors des sessions de marché organisé.
- Certains acteurs précisent qu'il conviendrait de prendre en compte les résultats des session de marché organisé en décembre des années AL-4, AL-3, AL-2 et AL-1 – **la dernière session de marché organisé de l'année AL-1 étant majoritairement désignée comme prépondérante**.
- Un acteur souligne qu'il conviendrait, dans un premier temps, de prendre au compte au moins 2 sessions de marché organisé lors des années AL-3, AL-2 et AL-1.
- Les acteurs sont partagés sur la manière de pondérer les sessions de marché organisé les unes par rapport aux autres. Un acteur précise que plus la pondération des années proches de l'année est importante, plus l'effet de « ciseau tarifaire » est limité.

2) Evolution de la terminologie du Prix de Référence Marché

Synthèse des retours d'acteurs

- Certains acteurs précisent que la terminologie de « Prix de Référence Marché » est trompeuse car elle laisse croire aux consommateurs qu'il s'agit du prix qu'ils sont tenus de payer pour participer au maintien de la sécurité d'approvisionnement en France.
- Certains acteurs regrettent que le PRM ait une telle influence sur le niveau de prix du marché de gré-à-gré, alors que le marché organisé ne représente qu'une part minoritaire des échanges dans le cadre du mécanisme de capacité.
- Certains acteurs proposent de faire évoluer la terminologie de « Prix de Référence Marché » vers une terminologie plus à même de refléter l'objet principal du PRM, i.e. un indicateur de référence utilisé pour le calcul du règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des acteurs obligés et pour le calcul du règlement financier des RPC.

A l'occasion de l'appel à contribution organisé conjointement avec la CRE, l'avis des acteurs sera sollicité sur une possible évolution de terminologie de l'actuel « Prix de Référence Marché » ainsi que sur une éventuelle évolution de la méthode de calcul du PRM.

2.d Règlement des écarts

1) Date de règlement des écarts

Synthèse des retours d'acteurs

- Une majorité d'acteurs est intéressée pour avancer la date des règlement financiers, actuellement fixée au 15 avril AL+3.

L'appel à contribution relatif au GT Obligation traite de pistes de réflexion à même d'anticiper la notification de l'Obligation définitive et consécutivement la date des règlements financiers :

- Les dates des règlements financiers pourraient être avancées à fin AL+1/début AL+2 en se basant, pour le **calcul de l'obligation définitive, sur des données de consommation transitoires**. L'anticipation de la date de notification de l'obligation définitive suppose l'absence de tout recours possible contre l'obligation définitive notifiée, en se basant sur l'argument que les données de consommation utilisées ne sont pas définitives (question 2.1.6).
- Avec le passage au profilage dynamique d'une partie significative des sites profilés à partir de juillet 2018, puis en juillet 2020 pour la quasi-totalité des sites profilés, se pose la question de **la possible évolution du Coefficient de calage du Gradient Profilé** (question 2.1.7).

Indépendamment de ces réflexions, **le déploiement des compteurs Linky devrait permettre la réduction des délais associés à la RECOTEMP, et donc participer à l'anticipation de la date de règlement des écarts.**

2) Rééquilibrages et règlement des écarts

Synthèse des retours d'acteurs

- Certains acteurs ont mentionné la possibilité de réévaluer les incitations existantes dans le cadre du rééquilibrage et du règlement des écarts.

A ce titre, RTE souligne qu'aucun REX n'a pu être établi sur le dispositif de rééquilibrage en place et le dispositif de règlement des écarts (premier exercice prévu en avril 2020).

RTE propose de traiter la question du caractère incitatif des dispositifs susmentionnés à l'aune d'un retour d'expérience détaillé, dès lors qu'au moins un exercice du mécanisme de capacité aura été finalisé.



3

Points techniques : cessions et registre

3.a

Transferts, transactions et cessions particulières

1) FAQ sur les cessions de GC

Notification dans REGA d'une cession entre deux acteurs



- L'article 9.1.6.3.1 des dispositions complémentaires aux règles du mécanisme de capacité précisent bien qu'une demande de cession doit être notifiée à RTE dans un délai de 5 jours ouvrés après la conclusion du contrat entre les parties.
- Ceci signifie que dans un délai de 5 jours ouvrés après la signature d'un accord commercial, la cession doit être initiée dans le registre, que cette cession soit au comptant ou à terme.

Utilisation d'un prix indexé pour une transaction entre deux parties

- L'article 9.1.6.3.4 des dispositions complémentaires aux règles prévoit que les cessions internes à un acteur intégré sont des transactions qui doivent s'effectuer à un prix représentatif des prix issus des enchères. Il est ainsi prévu que les acteurs intégrés peuvent déclarer dans REGA un prix indexé sur le prix des enchères ou le PRM.
- Il sera précisé dans les prochaines règles que toute transaction de garanties de capacité peut se faire à un prix indexé.

« *Sleeve trades* » ou « cessions tripartites »

- Plusieurs acteurs se sont interrogés sur les modalités de reporting pour ces cessions particulières. Ce point sera précisé par la CRE (futures dispositions complémentaires ou autre délibération).

2) Prix associé à une cession

- L'article 9.1.6.3.3 des dispositions complémentaires donnent une liste exhaustive des transferts autorisés (= cessions sans prix) : cession de GC dont l'une des 2 parties est RTE en tant que GR, cession liée aux droits ARENH, cession liée à la fourniture Exeltium, cession liée au tarif de cession des ELD. + Article 9.1.6.3.2 : certaines des cessions impliquant une chambre de compensation.
- Elle peut être adaptée, sur proposition de RTE, par une nouvelle délibération de la CRE.
- Plusieurs acteurs ont demandé à ce que d'autres types de cessions soient intégrées à cette liste : cessions internes à un acteur intégré, cession entre un OE et un fournisseur liée à la certification des effacements d'un de ses consommateurs, cession directe entre un consommateur et son fournisseur, cession entre un exploitant et un titulaire d'EDC qu'il a mandaté pour la certification de ses capacités.
- Il convient de rappeler que le caractère restreint et exhaustif de cette liste résulte des discussions avec la Commission européenne sur la transparence du marché de capacité.
- Les questions des acteurs concernent plus généralement la manière de *pricer* certaines cessions particulières.

Comme déjà évoqué lors d'un précédent GT, la CRE est en cours de préparation d'une délibération sur les modalités d'inscription dans le registre de certaines cessions particulières.

3.b

Fonctionnement du registre des garanties de capacité

1) FAQ sur le fonctionnement du registre des garanties de capacité (1/2)

1. Les sociétés structurées sur le modèle d'un fonds commun de créance (« *Special Purpose Vehicle* ») n'ont pas d'employés, mais seulement un président non-salarié. Dans ce cas de figure, le président de l'entreprise peut-il ouvrir un compte dans le registre ?

A ce jour, RTE autorise en effet le président de ce type de structures à adresser la demande d'ouverture d'un compte dans le au sens de l'article 9.1.4.1 des règles. Cette possibilité sera précisée dans les nouvelles règles.

2. Les représentants autorisés à accéder au compte REGA doivent-ils figurer parmi le personnel de la société ?

Hors cas particulier présenté dans la réponse à la question 1, l'obligation d'appartenir au personnel repose sur le titulaire du compte. Celui-ci peut nominer des représentants autorisés qui n'appartiennent pas au personnel de l'entreprise, sous réserve de l'envoi à RTE d'un mandat signé par le titulaire du compte. Les représentants autorisés par le titulaire du compte peuvent procéder à la vente de garanties de capacité.

1) FAQ sur le fonctionnement du registre des garanties de capacité (2/2)

3. **L'article 9.1.4.5** des règles dispose que le « représentant autorisé » par un titulaire de compte s'expose à voir son accès suspendu s'il *« a tenté d'accéder à des comptes ou de lancer des processus pour lesquels il n'a pas reçu d'autorisation».* **Comment le représentant autorisé renseigne t-il les missions pour lesquels il a été mandaté par le titulaire du compte, afin d'éviter de voir son accès suspendu ?**

C'est au titulaire du compte, qui détermine par ailleurs les représentants autorisés ayant accès à son compte, de préciser le niveau d'accès de ses représentants (accès en consultation ou possibilité d'effectuer des cessions pour le titulaire du compte).

Cette disposition vise principalement à suspendre l'accès d'un acteur qui essaierait d'effectuer un processus pour lequel il n'a pas été mandaté officiellement par le titulaire d'EDC.

4. **Lors de la saisie d'une cession sur REGA, comment savoir quelles données seront publiées sur le registre ?**

L'écran de saisie d'une cession se structure en 2 parties: « données privées » et « données publiques », et seules les données renseignées dans la partie « données publiques » seront accessibles publiquement.

2) Clarification sur les comptes concernés par les rééquilibrages à la hausse et à la baisse

Article 7.6.3.7 des règles du mécanisme de capacité

Rééquilibrage à la baisse: *« Le RPC est tenu de restituer sur le compte de restitution de RTE du registre des Garanties de Capacité dans un délai de 15 jours après la demande de restitution, les Garanties de Capacité correspondant au volume de rééquilibrage retenu »*

→ Le RPC est tenu de restituer les garanties de capacité nécessaires à un rééquilibrage à la baisse.

Rééquilibrage à la hausse: *« Les garanties de capacité correspondant au volume de rééquilibrage notifié sont délivrées par RTE sur le compte du titulaire du contrat de certification dans le registre des garanties de capacité, au plus tard 15 jours après la date de signature du nouveau contrat de certification. »*

→ En cas de rééquilibrage à la hausse, les garanties de capacités sont livrés sur le compte du titulaire d'EDC.

Ces dispositions seront clarifiées à l'article 9.1.6.3.3 des dispositions complémentaires des règles, qui liste les cas de figure dans lesquels une cession peut-être considérée comme un transfert.

3.c

Transparence du registre des garanties de capacité

Transparence du registre des garanties de capacité

Article 4.1.3.3 (dispositions complémentaires aux règles)

- « *Pour l'année de livraison 2017, la publication des informations non-agrégées relatives aux cessions de garanties de capacité est effectuée mensuellement et a minima avant et après chaque enchère […]. Ces informations sont publiées cessions par cession (seule l'identité des parties n'est pas publiée).* »

Conformément à la pratique depuis la publication des règles fin 2016, RTE proposera que cette obligation concerne toutes les AL et pas uniquement 2017.

- Certains acteurs s'interrogent également sur la possibilité de rectifier des erreurs dans le registre et les modalités de transparence associée (informations données au marché sur ces erreurs).

L'appel à contributions mené conjointement par la CRE et RTE s'intéressera à ce point spécifique.

- Plusieurs acteurs se sont plaints de la fréquence de publication par RTE des données relatives aux transactions de garanties de capacité entre acteurs.

Compte tenu des modalités de fonctionnement du registre, une publication journalière des cessions n'est actuellement pas faisable. Cependant, RTE travaille actuellement à une évolution vers une publication hebdomadaire des informations qui serait opérationnelle à la rentrée.



4

Conclusion

Prochaines étapes

1 Prochains GT

- Le prochain GT « Mécanisme de capacité » aura lieu le 4 juillet [matin]. Il portera sur la contractualisation pluriannuelle pour les nouvelles capacités.
- Un GT relatif aux participations transfrontalières dans le mécanisme de capacité (prise en compte du nouveau décret mécanisme de capacité) sera organisé en juillet.

2 Consultation des acteurs de marché

- Lors de la CAM du 11 juillet 2018, RTE fera le bilan de la première consultation portant sur l'obligation de capacité, la certification des capacités, les capacités renouvelables et les nouvelles flexibilités. De premiers éléments de REX sur le fonctionnement du marché de capacité seront également présentés.
- Un document de consultation portant spécifiquement sur la clause de revoyure et les échanges sur le mécanisme de capacité sera publié début juillet. Cette consultation sera menée conjointement par RTE et la CRE.

MERCI DE VOTRE ATTENTION