GDF SUEZ
Réponses au second questionnaire de la concertation CURTE à propos des paramètres et processus structurants du mécanisme

Questionnaire n°2

Ce document constitue le deuxième questionnaire du GT Mécanisme de capacité et traite spécifiquement de sujets sur l'Obligation des fournisseurs et le Règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs.

Année de livraison et période de pointe PP1

Année de livraison
L'année de livraison est définie comme une *période de douze mois, pouvant ne pas coïncider avec l'année civile, incluant une période de pointe PP1 et une période de pointe PP2. La première année de livraison commence en 2016 et couvre les périodes de pointe de l'hiver 2016-2017*.

Q1. Pourriez-vous proposer une définition de l'année de livraison ?

L'asynchronisme de l'année de livraison avec les autres calendriers du marché de l'électricité posera de nombreux problèmes aux fournisseurs. Cela rendrait très complexe l'adaptation des systèmes informatiques, maximiserait la complexité des réconciliations liées aux transferts de clients (mesures de consommations constatées entre plusieurs périodes de référence) entre portefeuilles et poserait des problèmes au regard du synchronisme avec le calendrier de l'ARENH.
En effet, l'ARENH représentera 70% environ du profil d'approvisionnement des clients C1 et C2. Si un fournisseur a un contrat avec un client sur une année civile, qui couvre la totalité des droits ARENH de ce client, mais qu'il n'a la main que sur une partie des droits « capacité » du client, comment refléter cela dans le contrat ? Chaque fournisseur devra inventer sa propre règle, comment les droits de capacité pourront-ils s'échanger entre les fournisseurs alors que le bilan de l'obligation effective du fournisseur sera établi ex-post?
Les campagnes commerciales se font pour les clients C2 de manière continue sur l'année civile et pour les clients C1 sur une période annuelle ; en N-1 les contrats sont tous signés pour l'année civile N.
Un asynchronisme des calendriers diminuerait la fluidité du marché aval en France, en limitant la concurrence.
GDF SUEZ demande par conséquent à ce que l'année de livraison soit définie sur base calendaire, du premier janvier au 31 décembre de chaque année ;
Pour accommoder la première période hivernale, celle de l'hiver 2016-2017, la première année de livraison pourrait exceptionnellement être étendue au mois de novembre et décembre 2016.
Les périodes PP1 et PP2 couvriraient alors les mois de janvier, février et novembre, décembre de chaque année civile.
Il en résultera également des périodes de marché d'échange de certificats plus claires, qui se termineront au 31 décembre de chaque année précédant l'année de livraison ;

A défaut le calendrier de l'ARENH, 1 janvier / 1 juillet, et celui de la Réconciliation Temporelle pourraient donc servir de référentiel. GDF SUEZ recommanderait à défaut de l'année calendaire, que l'année de livraison commence le premier juillet et se termine le 30 juin de l'année suivante.

Période de pointe PP1

La puissance de référence d'un consommateur d'électricité est *fondée sur la consommation de ce consommateur durant la période de pointe PP1*.

Le nombre d'heures de la période PP1 détermine le nombre d'heures pendant lesquelles la réduction de consommation doit être activée pour obtenir une réduction du montant de l'obligation de capacité équivalente.

Q2. Selon vous, à quelle échéance doit-être définie la période de pointe PP1 (plusieurs années à l'avance, proche de la période de livraison, sur la base des heures de plus forte consommation constatée …) ? Dans le cas où la période PP1 est définie plusieurs années à l'avance, comment le mécanisme incite-t-il, selon vous, à la maitrise de la consommation lors des périodes de pointe ? En quoi cela améliore-t-il la sécurité d'alimentation *?*

La période PP1 doit être identique à la période PP2. En conséquence, la période PP1 doit être définie dans les règles 4 années à l'avance, afin de permettre la mise en place des couvertures adéquates. PP1=PP2 doivent être définies à l'avance, par exemple les mois de janvier, février et décembre d'une année, sans que soient précisées les heures critiques du point de vue de la défaillance, pendant lesquelles devraient effectivement se mesurer ex-post les contributions à l'augmentation (demande) ou la réduction (capacités) au risque de défaillance, par exemple les 200 heures les plus à risques de la période PP1=PP2.

Ainsi définie plusieurs années à l'avance, les fournisseurs et les acteurs d'effacement ont la possibilité de réagir afin de limiter la consommation thermosensible sur cette période par des offres tarifaires adaptées ou le développement de l'effacement.

Ceci est à distinguer de l'obligation constatée de chaque fournisseur qui résultera de la structure de son portefeuille en fin de l'année de livraison.

Q3. Pourriez-vous en conséquence, proposer des critères et paramètres qui permettent d'identifier les heures faisant partie de PP1 ? En particulier, et selon l'approche retenue à la question 2, jugez vous nécessaire que les heures potentiellement dans PP1 soient signalées préalablement ? Si oui, à quelle échéance ? Sur quels critères ?

Le risque de défaillance n'est pas clairement identifié sur certaines heures précises mais sur l'espérance d'un nombre d'heures des périodes PP1 et PP2. Le nombre d'heures résulte d'une simulation probabiliste compte tenu des paramètres incertains du système (niveau de consommation, température, disponibilité des actifs, etc). Du résultat de ces simulations, une valeur moyenne du nombre d'heure pourrait être identifiée par mois afin d'inciter les fournisseurs et les opérateurs d'effacement à cibler ces plages. Cette vision est proche de celle appliquée dans le principe aux effacements EJP et Tempo actuels, qui prévoient pour le fournisseur un droit de tirage d'un volume d'heures maximal, avec un préavis limité dans le temps.

Il n'est néanmoins pas possible d'indiquer 4 ans à l'avance quelles heures précises de chaque mois ou même des périodes PP1=PP2 qui serviront ex-post de base à la mesure des contributions effectives au risque de défaillance. En effet, une définition ex-ante conduirait immanquablement à des comportements d'aubaine et présenteraient à l'évidence le risque fort de ne pas se matérialiser dans la réalité.

Par ailleurs, GDF SUEZ souhaite à cette occasion rappeler que les différentes actions d'effacement conduiront à des reports qui peuvent créer de nouveaux risques.

Q4. Selon vous, quel doit être le nombre d'heures de la période PP1 ? Ce nombre d'heures permet-il de favoriser le développement d'actions de maîtrise de la consommation à la pointe ? Les consommateurs sont-ils économiquement incités à réduire leur consommation durant les périodes de pointe ?

Idéalement, le nombre d'heures doit être défini sur base du profil de risque de la défaillance attendu 4 années à l'avance. Il devrait s'agir des heures qui couvrent avec une probabilité de plus de 90%, par exemple, (à préciser) une durée de défaillance supérieure à 3 heures/an (le critère réglementaire). En pratique, il pourrait s'agir des 200 heures les plus risquées des mois de janvier, février et décembre.

L'incitation économique ne résultera pas seulement du nombre d'heure critiques des périodes PP1=PP2, mais bien de la combinaison du nombre d'heure et du prix de la capacité qui résultera du marché.

A partir du moment où la période PP1 compte plus d'une heure, le portefeuille d'un fournisseur peut de fait évoluer sur les différentes heures constituant PP1.

Q5. Selon vous, comment est-il possible de prendre en compte l'évolution du portefeuille client d'un fournisseur pendant la période de pointe PP1 ? Quelle méthode proposeriez-vous pour la prise en compte de l'évolution du portefeuille pendant PP1 et le calcul de l'obligation du fournisseur (prorata temporis, prorata dépendant du paysage de défaillance…) ?

La cohérence méthodologiquement impliquerait de proposer un prorata temporis dépendant du paysage de défaillance. Néanmoins, cette proposition serait confrontée à la difficulté que la défaillance ou même le risque de défaillance peut ne pas se manifester du tout dans la réalité, par exemple en cas d'année anormalement chaude.

Dès lors, GDF SUEZ propose un prorata temporis couvrant les périodes PP1=PP2 (la présence du client pendant les périodes janvier, février et décembre, qui recouvrent l'essentiel du risque de défaillance, en l'absence de risque sur l'été). *En particulier, pour les clients C1, cela représentera peu de risque de complexité, puisque les périodes contractuelles sont très majoritairement basées sur l'année calendaire. Pour les clients C2, les portefeuilles évolueront, mais un prorata restera plus simple à gérer pour cette clientèle.*

En conséquence et étant donné les offres tarifaires (principe de péréquation), le prorata temporis sur la période PP1, éviterait les effets de bords liés aux campagnes commerciales et à l'arrivée du client dans le portefeuille du fournisseur. Lorsque le GRD transmettra au GRT, conformément au II de l'art.4, la puissance de référence des consommateurs par fournisseur, il sera appliqué un prorata temporis de la période PP1 par le GRD en fonction de la situation du client durant l'année de livraison.

Consommation constatée et Puissance de référence

Consommation constatée

L'obligation de capacité d'un fournisseur est estimée à partir de la consommation constatée de ses clients. Or le décret dispose, dans son article 6, que RTE notifie à chaque fournisseur le montant de son obligation quinze jours au moins avant la date limite de cession des garanties de capacité, au delà de laquelle les cessions de garanties de capacité ne sont plus possibles.

Q6. Selon vous, quelle doit être la date limite de cession ? Comment doit-elle être déterminée par rapport à l'année de livraison et la période PP1 ?

Les fournisseurs doivent avoir la possibilité de se rééquilibrer entre eux, à prix de marché[1], après la fin de la période PP1 si ils estiment qu'ils sont en écart, pour autant que des garanties de capacité restent disponibles dans le marché, côté fournisseurs ou côté exploitant de capacité. Il convient d'avoir une date limite de cession postérieure à la période PP1. En cas d'insuffisance de garanties de capacité, la pénalité s'appliquera aux fournisseurs non rééquilibrés.

La puissance de référence étant calculée sur la consommation constatée, il convient d'avoir une date limite de cession qui soit en cohérence avec la meilleure connaissance que peut avoir le GRD et le fournisseur sur cette consommation constatée. Cette date limite doit être également en cohérence avec la notification par le GRT de l'obligation du fournisseur.

La date limite de cession doit être en cohérence avec l'ARENH par rapport à la fin de la période de livraison, qui correspondrait à la fin de PP1 et intervenir au moins 15 jours après la notification par le GRT de l'obligation de capacité.

Q7. Sachant que le montant de l'obligation est notifié au moins 15 jours avant la date limite de cession, à quelle date le montant de l'obligation doit-il être notifié à chaque fournisseur ? Comment doit-elle être déterminée par rapport à l'année de livraison et la période PP1 ?

Compte tenu de la réponse Q6, l'obligation de capacité ne peut être notifiée qu'après avoir pris connaissance de la puissance de référence et donc de la consommation constatée sur la période PP1.

La notification devra donc intervenir au moins 3 mois après la date de fin de la période PP1 (voir 6 mois, mais pas trop au-delà afin d'avoir une lisibilité sur le système). Elle devra également intervenir au moins 1 mois avant la date limite de cession afin de permettre une contestation de cette obligation.

Q8. Selon vous, faut-il prévoir une période d'échanges postérieure à l'année de livraison ? Si oui, quelle doit être la durée de la période d'échanges postérieure à l'année de livraison ?

Une période d'échange permettant le rééquilibrage des fournisseurs devra avoir lieu entre la date de notification de l'obligation et la date limite de cession, c'est-à-dire de manière postérieure à l'année de livraison. Une période minimale de 1 mois est nécessaire.

Q9. En conséquence, quelle doit être la donnée de consommation servant de référence pour le calcul de l'obligation de capacité d'un fournisseur ? Pour le télé-relevé ? Pour le profilé ? Vous paraît-il préférable de retenir une donnée intermédiaire (par exemple de type "M+3") pour limiter la durée d'échanges postérieure à la période de livraison ou bien au contraire privilégier une donnée définitive (par exemple de type "M+12" voire au delà) ?

La donnée de consommation pour le télé-relevé sera la relève de consommation telle que communiquée par le GRD ou validée par RTE, pour la période de pointe PP1.
Pour le profilé, il convient de privilégier soit une période proche de la fin de période PP1 type M+3 qui serait en cohérence avec les données retenues pour l'ARENH mais qui ne sont communiquées qu'en M+6.

---

[1] Ce prix de marché devrait être celui déterminé par la CRE et in fine, les fournisseurs en excédent devraient être contraints de céder à ce prix les capacités excédentaires dont ils disposent.

Prise en compte de la sensibilité de la consommation à la température

Pour calculer la Puissance de référence, la consommation constatée de chaque consommateur est corrigée pour prendre en compte la sensibilité de leur consommation à la température.

Q10. Pourriez-vous proposer une méthode permettant d'estimer la thermo-sensibilité d'un consommateur ? Comment s'assurer que la prise en compte de la thermo-sensibilité soit la plus précise possible ? En particulier comment différencier les consommateurs résidentiels en fonction de leur thermo-sensibilité de sorte à faire porter par les consommateurs les risques qu'ils font peser sur le système électrique ?

Concernant les clients profilés, la section 2 chapitre F des régles relatives au dispositif de Responsable d'Equilibre évoque des méthodes qui peuvent être utilisées pour la définition de la thermo-sensibilité de cette catégorie de client.
Concernant les clients télé-relevés, les méthodes développées par ERDF et RTE peuvent être utilisées pour définir des classes de clients « non thermosensibles » (gradient température consommation trop faible).

Il est impératif que les méthodes mises en œuvre puissent également s'accommoder de la généralisation prévue des compteurs évolués, LINKY, et donc de la possibilité de mesurer finement et en temps réel les profils individuels des clients. Cela n'empêchera pas qu'il faudra appliquer des corrections de température selon une méthodologie robuste et prévisible aux clients thermosensibles, même s'ils sont télé mesurés avec Linky.

Q11. Selon vous, cette thermo-sensibilité doit-elle être mesurée une fois l'année de livraison échue ou bien connue au démarrage d'un exercice du mécanisme de capacité ? Dans ce dernier cas, quel dispositif doit, selon vous, permettre d'assurer la cohérence entre cette définition préalable et la thermo-sensibilité réellement mesurée lors de l'année de livraison ?

La thermo sensibilité par profil et par type de client télé-relevé doit être connue ex-ante afin de permettre aux acteurs d'anticiper au plus juste leur obligation de capacité.
Il apparaît essentiel qu'un dispositif permettant d'assurer la cohérence du dispositif par l'introduction d'un facteur correctif qui ne sera connu que ex-post soit mis en place pour permettre aux clients qui ont adopté des mesures de MDE et MDP et se sont par conséquent rendus moins thermo-sensibles de bénéficier de la réduction de l'obligation de capacité qu'ils méritent.

Q12. Dans le cas de consommations profilées, proposez-vous de retenir les profils définis dans la Section 2 Paragraphe F des règles RE-MA ou bien de définir de nouveaux profils spécifiques au mécanisme de capacité ?

Nous proposons de retenir les profils définis dans la Section 2 Chapitre F des règles RE MA et que ceux-ci seront revus conformément aux dispositifs en vigueur.

Concernant les offres d'effacement EJP et Tempo, elles doivent pouvoir être challengées par les autres fournisseurs : accès au signal, visibilité dans le marché de capacité. Ces contrats doivent faire l'objet de certification dans le marché de capacité, et le résultat de la vente des garanties correspondantes être communiqué au registre de capacité tenu par la CRE, coté fournisseurs.

Q13. Dans le cas de consommations télé-relevées, proposez-vous d'estimer une thermo-sensibilité par consommateur ou bien d'établir des gradients de consommation normalisés au sein de classes de consommateurs à définir ? Si oui, pourriez-vous proposer des critères permettant de définir ces différentes classes de consommateurs ?

Voir la réponse à la question 10.

La puissance de référence d'un consommateur d'électricité est une puissance normative *reflétant sa contribution au risque de défaillance durant l'année de livraison considérée*.

Q14. Pour le calcul de la contribution d'une consommation au risque de défaillance, une méthode de contribution marginale et comparaison avec un « moyen parfait », reposant sur une étude d'équilibre offre-demande probabiliste, vous paraît-elle adaptée ?

Cette méthode de contribution marginale et comparaison avec un « moyen parfait », reposant sur une étude d'équilibre offre-demande probabiliste, répond exactement à la définition de la contribution au risque de défaillance des consommateurs décrite dans le décret.

Cependant, elle pourrait se révéler impraticable en pratique si elle devait être appliquée à 30 Millions de clients si à terme les compteurs Linky devaient être généralisés. Une version approximée, basée sur un profil probabiliste de la défaillance pourrait alors être acceptable côté consommation, pour autant qu'elle soit prudemment définie autour du point de fonctionnement du critère légal de sécurité et qu'il soit clairement démontré à chaque exercice qu'elle n'induit pas de distorsion ni de discrimination par rapport à la méthode de comparaison par rapport au « moyen parfait ».

Q15. Selon vous, ramener la consommation constatée à celle qu'elle aurait été à une "température extrême de référence" vous semble-t-il pertinent ?
Si oui, pourriez-vous proposer une méthode pour déterminer la température extrême de référence ? Quel lien faites-vous entre la méthode de détermination de cette température extrême de référence et les méthodes de certification ? Cette température extrême de référence doit-elle être déterminée vis à vis d'une disponibilité « extrême » des capacités ou bien d'une disponibilité moyenne des capacités ?

Dans tous les cas, la consommation constatée doit faire l'objet d'une correction de température ex-post mais avant que la responsabilité finale des fournisseurs ait été déterminée, en particulier pour les clients thermosensibles. S'il en était autrement, les clients qui sont responsables du risque de défaillance lié à la thermo-sensibilité pourraient se retrouver dans des conditions climatiques favorables à ne pas contribuer à l'assurance que le système organise pour se prémunir de ce risque.

Faut-il pour autant se référer à une température extrême de référence, cela ne semble pas pertinent, si cela rend le processus d'évaluation de la responsabilité du client purement déterministe. GDF SUEZ recommande plutôt d'utiliser la consommation constatée pour adapter le profil probabiliste du client, par exemple 1000 simulations de sa courbe de charge horaire en fonction de la température) à sa valeur réelle. Cette évaluation devra prendre en compte les efforts du client en termes de MDE et MDP qui ne relèvent pas d'un dispositif d'effacement vendu comme capacité certifiée.

Pour les grands clients télé-relevés, des profils pourraient être utilisés lorsqu'ils sont peu thermosensibles.

Le lien avec la disponibilité extrême ou moyenne des capacités ne nous parait pas compréhensible ni réalisable dans le cadre de la méthode de référence qui permet à la détermination des contributions des capacités ou des demandes à la réduction ou à l'augmentation de la défaillance.

Q16. Dans le cas où aucune des deux méthodes mentionnées ci-dessus ne vous paraît adaptée, pourriez-vous proposer une méthode permettant de faire refléter dans la puissance de référence d'un consommateur sa contribution au risque de défaillance ?

GDF SUEZ se prononce pour la méthode de contribution marginale et comparaison avec un « moyen parfait », reposant sur une étude d'équilibre offre-demande probabiliste.

Toute autre méthode qui serait mise en œuvre devra faire objet de la démonstration qu'elle n'introduit pas de discrimination par rapport à la méthode de référence.

Correction de la puissance effacée d'une capacité d'effacement certifiée

Pour établir la Puissance de référence, *la consommation constatée d'un client qui a contribué à la constitution d'une capacité d'effacement certifiée est corrigée de la puissance effacée*.

Q17. Selon vous, comment doit être corrigée la consommation constatée d'un client qui a contribué à la constitution d'une capacité d'effacement certifiée ? Un consommateur peut-il contribuer à la fois à une capacité d'effacement et à des actions de maîtrise de la consommation à la pointe ?

Ce sujet a déjà fait l'objet de réflexions pendant la concertation organisée par RTE pour la mise en œuvre du décret. L'effacement ne peut être comptabilisé à la fois du côté de la réduction de l'obligation du fournisseur et valorisé en même temps comme capacité certifiée[2].

Le consommateur qui participe à des effacements commandés et valorisés comme capacité doit voir sa contribution hors effacements comptabilisée dans la responsabilité du fournisseur.

Si le client est profilé, le profil original thermo dépendant doit être utilisé.

Dans le cas d'un fournisseur qui procède à des effacements de ses clients télérelevés, il devra disposer des effacements effectués et les réintroduire dans les courbes de charge originale de ses clients.

Dans le cas d'effacements effectué par des tiers aggrégateurs, le mécanisme des NEBEF devrait permettre de reconstituer le profil original de la clientèle. Dans ce cas il faut en effet que le tiers aggégateur puisse être rémunéré pour l'effacement sans que le fournisseur d'origine ne soit ni avantagé, c'est-à-dire qu'il n'en tire une rémunération involontaire, ni pénalisé par exemple du fait des rebonds de demande qui devraient être comptabilisés à la charge du tiers aggrégateur.

Dans tous les cas, un consommateur ne peut participer aux deux systèmes il faut clairement identifier l'effacement volontaire (suite à une action contractuelle) de la MDE à la pointe.

Q18. Pourriez-vous proposer une méthode d'estimation de la puissance effacée qui doit servir à corriger la consommation constatée d'un client qui a contribué à la constitution d'une capacité d'effacement certifiée ? La sensibilité des effacements à la température doit elle être prise en compte en cohérence avec le calcul de la puissance de référence ? Si oui, comment ?

Comme pour la question 17, GDF SUEZ renvoie aux processus NEBEF pour l'estimation de la puissance effacée.

Dans tous les cas, la puissance effacée devra être corrigée en premier lieu dans les courbes de charge des clients, ensuite les corrections de températures appliquées comme décrites aux questions 10 à 15.

Q19. Si une marge de tolérance existe pour les capacités certifiées, en particulier les effacements, réciproquement une tolérance doit-elle être mise en place côté obligation pour les actions de réduction de la consommation durant PP1 ? Si non, comment assurer le *principe de non-discrimination entre la réduction du montant de l'obligation de capacité par réduction de la consommation et la certification de capacité d'effacement* ?

La marge de tolérance sur les capacités certifiées est un concept qui renvoie à la vérification de la contribution effective des capacités qui ne paraît pas avoir été défini ou discuté jusque là.

Le principe de non discrimination implique dans tous les cas que la même méthodologie soit appliquée.

---

[2] Cette double comptabilisation a bien été observée dans le marché du NEPOOL aux USA et a fait l'objet de contestation en justice de la part des autres exploitants de capacités qui étaient discriminés.

GDF SUEZ souhaite faire remarquer qu'une marge de tolérance ne peut être trop grande, car l'équilibre du mécanisme de capacité se joue sur une fraction (moins de 1%) de la capacité totale et que des marges trop importantes le viderait de son sens et pourraient présenter des risques pour le niveau de défaillance réellement atteint in fine.

Règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs

Prix unitaire de règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs
D'après les dispositions de l'article 6 du décret n°2012-1405, le règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs est proportionnel à un prix unitaire. La méthode de calcul du prix unitaire peut être fondée sur un prix de référence reflétant le prix de la capacité pour l'année de livraison donnée et d'autres paramètres. L'objet des questions est d'établir le paramétrage du prix unitaire, de préciser la définition du prix de référence et d'identifier les problématiques des fournisseurs entravant à la bonne couverture de l'obligation.

Q20. Quels sont, selon vous, les "cas" à différencier pour paramétrer le règlement financier ? (système court, système long, prise en compte de l'écart des RPC…)

Pour GDF SUEZ, le rééquilibrage en capacité doit être effectué de manière cohérente entre les fournisseurs et les exploitants de capacité, notamment en matière de prix d'échange et de pénalité. A cet égard, la position de GDF SUEZ a été clarifiée dans le premier questionnaire de cette série relative à l'établissement des règles du mécanisme de capacité: la situation d'excès global de certificats doit être distinguée de celle dans laquelle le marché n'a pas permis de mettre en place suffisamment de certificats.

Pour ce qui concerne les fournisseurs, les cas à différencier sont les suivants :

Prix unitaire	*Les fournisseurs sont globalement longs en certificats*	*Les fournisseurs sont globalement courts en certificats*	*Les fournisseurs sont dans leur ensemble équilibrés*
Le fournisseur est en excès	*Le fournisseur vend aux autres à :* *Prix de référence / (1+K)*	*Il vend à* *Prix de référence*	*Il achète à* *Prix de référence*
Le fournisseur est en défaut	*Il achète au* *Prix de référence*	*Il achète à* *Prix de référence x(1+K)*	*Il vend à* *Prix de référence*

Le coefficient K est déterminé chaque année afin de permettre une incitation à la bonne prévision pour les fournisseurs.

GDF SUEZ attire l'attention sur d'éventuels coefficients de tolérance qui seraient appliqués pour déterminer le caractère long ou court du mécanisme de capacité : un coefficient de 1% représente 1000 MW, soit la capacité annuelle qui serait actuellement nécessaire en plus dans le système pour les niveaux de croissance qui pourraient être attendus à l'horizon 2016-2020. Si une tolérance plus importante était adoptée, elle pourrait conduire à une sous estimation de besoin d'acquisition de garanties de capacité qui conduirait le système électrique français à un déséquilibre global.

Q21. Comment déterminer le(s) prix de référence de la capacité pour le règlement du rééquilibrage en capacité du fournisseur, selon ces différents "cas" identifiés à la question précédente ?

La méthode doit être approuvée par la CRE. Le prix de référence serait calculé à partir du prix de marché et basé sur le prix du nouvel entrant, constaté dans les dernières semaines (le dernier mois) du marché, avant l'année de livraison.

Q22. Quels seraient, selon vous, les pré-requis indispensables à la définition d'un prix de référence basé sur les prix de marchés ? A l'inverse, quels seraient les arguments en faveur d'une définition a priori d'un prix de règlement financier ?

Les pré-requis sont :

- ✓ *La définition du prix de référence (à différencier de la pénalité) ex-post de la fin de période de marché des certificats ;*
- ✓ *la tenue des registre des garanties de capacité détenues par les exploitants de capacité et des transactions fournisseurs et leur bon fonctionnement.*
- ✓ *La mise en œuvre d'une plate-forme d'échange obligatoire ;*
- ✓ *La mise en œuvre d'un prix de référence basé sur le prix de marché, qui soit simple, transparent, connu de tous et qui reflète l'équilibre offre – demande de capacité*

La définition a priori n'est, dans ce cadre, pas possible puisque le prix doit être défini à partir du prix de marché, sauf pour la pénalité qui doit seule être définie à priori, et qui ne doit s'appliquer que dans le cas où le marché est globalement court (et encore avec une marge de tolérance) ou dans le cas de comportements « de mauvaise foi »

Q23. Comment définir le prix unitaire, à partir de ce prix de référence, de sorte à inciter le fournisseur à la satisfaction de son obligation ?

Voir réponse à la question 20 et les réponses de GDF SUEZ au premier questionnaire de la concertation.

Détermination de l'écart fournisseur

Q24. Selon vous, quelle est la nature des incertitudes pesant sur la consommation du fournisseur, et entravant à la bonne anticipation de son obligation ? Quel est le poids de ces incertitudes en fonction de l'échéance à l'année de livraison ? Quel serait l'impact sur la couverture de l'obligation du fournisseur ?

Il faut noter que fixer l'année de livraison à l'année civile réduit fortement l'incertitude de prévision commerciale pour les télé-relevés (portefeuille de livraison N connu fin N-1).

Les incertitudes sont de différents niveaux :

- *Périmètre et bonne prise en compte de l'intégration du client dans son périmètre par le GRD ;*
- *Les incertitudes liés aux coefficients de profilage, notamment la consommation unitaire spécifique des clients du portefeuille ;*
- *Les incertitudes liées à la réalité des clients télé-mesurés, qui doivent éventuellement être corrigés de la température (Linky) ;*
- *Prévisions du portefeuille client ;*

Plus l'échéance est lointaine, et plus il y a d'incertitudes.

Q25. Souhaiteriez-vous qu'il y ait une marge de tolérance sur le règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité du fournisseur ?
a.Si oui, comment déterminer cette marge ? En particulier, comment la déterminer de façon cohérente avec une éventuelle marge de tolérance pour le calcul de l'écart au périmètre des responsables de périmètre de certification.
b. Sinon, vous parait il tout de même envisageable d'introduire une marge de tolérance pour le calcul de l'écart au périmètre des RPC ? Le cas échéant : quelles en seraient les conséquences sur l'obligation des fournisseurs ; sur le fonctionnement général du mécanisme ; et sur le coût pour le consommateur ? Comment limiter les possibilités d'arbitrage entre le règlement financier relatif à l'écart du RPC et le règlement financier relatif au rééquilibrage des fournisseurs ?

Dans le principe, une marge de tolérance paraît utile.

Néanmoins, elle ne peut être que très limitée en valeur absolue, sans quoi l'équilibre global du système serait mis en danger et pourrait conduire à une situation d'insuffisance globale de capacité si tous les fournisseurs estiment mal leur besoin de capacité du côté bas de la tolérance.

Voir également la réponse à la question 19 sur ce sujet.

Dispositifs particuliers

ARENH

Le décret dispose, dans son article 21, que *le produit cédé dans le cadre de l'ARENH comprend la garantie de capacité*. Or l'ARENH s'articule autour de guichets à date du 1er janvier et du 1er juillet de chaque année.

Q26. Selon vous, comment peut s'articuler au mieux le dispositif ARENH avec le mécanisme de capacité ? Quels effets de bord peut avoir le dispositif ARENH ?

GDF SUEZ rappelle que l'ARENH est mise en place pour permettre la concurrence entre fournisseurs en France. Il ne faudrait pas le mécanisme de capacité revienne en arrière cette ouverture du marché à la concurrence.

Il faut que la période PP1 soit inclue dans les heures de forte consommation ARENH et que l'année de livraison du marché de capacité soit égale à l'année de livraison de l'ARENH, soit l'année civile.
Dans l'alternative, des effets de bord surviendront :

- *Les contrats des fournisseurs doivent pouvoir jouer sur la totalité de la période de référence ARENH, et la totalité de la période de référence « pointe ».*
  Si ce n'est pas le cas, il y a risque d'effet de bord entre les fournisseurs. Si un fournisseur a un contrat sur une année civile qui correspond à la totalité des droits ARENH du client, mais qu'il n'a la main que sur une partie des droits « capacité » du client, comment refléter cela dans le contrat ? Chaque fournisseur devra-t-il inventer sa propre règle ?
- ***Attention: il y a risque de grande complexité opérationnelle** pour la mesure des consommations constatées (CP1 etc) si les mécanismes ne sont pas cohérents sur les périodes de livraison et heures de mesure des consommations.*
- *Le dispositif ARENH pourrait avoir un effet de bord si le profil de disponibilité du nucléaire entre l'été et l'hiver n'est pas correctement pris en compte dans la délivrance des capacités associées. Les droits de capacité qui sont livrés avec l'ARENH doivent refléter la part réelle de la production nucléaire dans la résolution du risque de défaillance pendant les périodes PP1=PP2.*

Tarif de cession

Le décret dispose, dans son article 21, que *les contrats d'approvisionnement d'électricité au tarif de cession […] sont réputés inclure la cession d'un montant de garanties de capacité*.

Q27. Comment s'assurer de la bonne articulation entre les modalités relatives au contrat d'approvisionnement d'électricité au tarif de cession et l'obligation du fournisseur ?

GDF SUEZ ne se prononce pas.