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

Préambule

En introduction aux débats préparatoires à l'établissement des règles de marché, qui suivent la publication du décret relatif au mécanisme de capacité, GDF SUEZ souhaite réaffirmer les lignes directrices de ses positions à l'égard de ce nouveau mécanisme.

GDF SUEZ est favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme de capacité qui assure la sécurité du système électrique tout en apportant aux acteurs la juste rémunération de leur participation à la réduction du risque de défaillance du système électrique ;

GDF SUEZ souhaite voir se développer un mécanisme qui contribue à sécuriser la participation des acteurs au marché tout en leur procurant une visibilité adéquate pour la mise en œuvre des nécessaires futurs investissements dans le marché français de l'électricité, mais également pour permettre aux unités existantes de garantir leur disponibilité future ;

GDF SUEZ sera extrêmement attentif au transfert du cout de la capacité au consommateur final, en due proportion de la participation de chaque clientèle au niveau de risque de défaillance.
La transparence, la mise en œuvre du terme de capacité dans les tarifs réglementés de vente cost+ à partir du 1 janvier 2016, la vérification précise que le mécanisme n'est pas détourné à des fins anti-concurrentielles, font partie des conditions sine qua non de réussite du mécanisme.

Enfin, GDF SUEZ rappelle que le référentiel pertinent pour un mécanisme de capacité est bien celui du marché unique de l'électricité sur la plaque Européenne et à minima le Centre Ouest Européen. GDF SUEZ sera donc très attentif à la prise en compte des interconnexions et des capacités mutualisées avec les pays voisins dans le dimensionnement de l'obligation sur la France Métropolitaine Continentale… car ce dimensionnement impactera de nombreux aspects du marché, dont le cout de la sécurité pour les consommateurs et la concurrence entre les acteurs historiques et les nouveaux entrants dans le marché de l'électricité.
Dans ce contexte, GDF SUEZ réaffirme sa conviction que des mécanismes de capacités, développés séparément en Europe, ne pourront conduire qu'à la disparition du marché unique de l'électricité, au risque de suréquiper inutilement le marché Européen et aboutir à la rupture de la mutualisation des ressources, pourtant si nécessaire et favorable aux consommateurs.

Réponses au questionnaire N°1

Risque de défaillance

Synthèse des réponses aux questions 1 à 8

Les réponses aux questions 1 à 8 donnent une illustration pédagogique des principes de base dont le respect apparaît nécessaire à GDF SUEZ pour que :

1. Le niveau de risque, c'est à dire de défaillance du système électrique soit bien estimé ;
2. La contribution des capacités à la réduction du risque de défaillance soit estimée correctement ;
3. La contribution des clients à l'augmentation du risque de défaillance, c'est à dire la définition du niveau d'obligation des fournisseurs soit estimée correctement ;

Les principes méthodologiques qui doivent être respectés sont les suivants :

I. La défaillance est une notion indivisible, qui ne peut être évaluée, puisque c'est une grandeur physique du système que sur base d'une évaluation de l'équilibre / offre demande confronté à de nombreux scénarios d'aléas pertinents : demande (température), éolien, solaire, hydraulique, technique (indisponibilité forcée des groupes). La défaillance est indivisible, car chaque élément du système, de par sa configuration spécifique apporte un niveau d'augmentation ou de réduction de la défaillance qui dépend de la configuration de tous les autres éléments du système électrique et de leur mutualisation ;

II. La défaillance est une notion probabiliste, par nature même du critère de sécurité sélectionné par l'Etat. Le niveau de défaillance, à investissement nul à l'année d'exercice ou pour estimer un manque de capacité à l'année d'exercice, peut être estimé par des méthodes de simulations probabilistes comme celles en vigueur actuellement dans le Bilan Prévisionnel ;

III. L'évaluation de la contribution à l'augmentation ou la réduction de la défaillance, doit nécessairement être effectuée à l'équilibre du critère de défaillance, c'est à dire dans le cadre d'un système dont le niveau de défaillance est ajusté à 3heures/an en espérance, pas plus, pas moins. L'évaluation nécessitera donc l'établissement ex-ante, 4 ans à l'avance, d'un parc de production de référence à chaque année d'exercice de la capacité, ainsi qu'un profil de demande nationale, comme c'est actuellement le cas dans le processus du Bilan Prévisionnel de RTE;

IV. La contribution des capacités à la réduction de la défaillance, repose sur l'apport réel de chaque capacité à l'équilibre offre / demande probabiliste, c'est à dire l'estimation de la capacité certifiée nécessaire au rétablissement du critère de sécurité lorsque cette capacité est retirée. Cette estimation, pour être rigoureuse, doit être effectuée dans le cadre complet de la simulation de l'équilibre offre / demande probabiliste. ;

V. La contribution des demandes à l'augmentation du risque de défaillance, repose sur le calcul du besoin de capacité certifiée nécessaire au rétablissement du critère de sécurité lorsque cette demande est ajoutée. Cette estimation, pour être rigoureuse, doit être effectuée dans le cadre complet de la simulation de l'équilibre offre / demande probabiliste ;

VI. La contribution des capacités, des aléas et des demandes situées au delà des frontières, est un élément déterminant du dimensionnement du système électrique français dans le cadre du marché unique de l'énergie. Sa prise en compte impactera non seulement le dimensionnement de l'obligation française et donc de la compétition à l'aval en France, mais également en vertu du principe d'indivisibilité le niveau de capacité garantie obtenu par chaque capacité.

Les modalités pratiques des évaluations calculatoires de ces processus devront vraisemblablement approximer les grandes lignes de la méthode décrite ci-avant. GDF SUEZ sera néanmoins très attentif à ce que chacune des approximations adoptées soient très précisément justifiées et que leurs impacts sur les différentes mesures du mécanisme de capacité n'introduisent aucune discrimination injustifiée dans l'économie du mécanisme.

Risque de défaillance

Q1. Selon vous, comment est-il possible d'estimer le Risque de défaillance ? Quels sont les paramètres et aléas qu'il est nécessaire de prendre en compte ? Pourriez-vous proposer une modélisation qui permette d'estimer le Risque de défaillance et accepteriez-vous de la présenter dans le cadre de la concertation ?

L'estimation du risque de défaillance

- Doit nécessairement être prévisionnelle, 4 ans à l'avance, et figée jusqu'à la fin de l'année d'exercice ;

- Le risque de défaillance est une notion probabiliste
  - Il est défini par un critère règlementaire : article 11 du décret du 20 septembre 2006 relatif au bilan prévisionnel ;
  - Ce critère est national, il n'y a pas de critère régional ;
  - Le critère est le suivant : durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande. Le critère est défini sur le scénario central du BP RTE (article 5 du décret 2006-1170 du 20 septembre 2006) ;

- La procédure d'estimation s'apparente au calcul du Bilan Prévisionnel de RTE, éventuellement raffiné.

  - Elle repose sur de simulations stochastiques de l'équilibre offre demande avec tirage au sort des valeurs des paramètres à l'origine des risques en prenant en compte leur distributions et corrélations éventuelles ;

  - Chaque simulation est calculée pour 1 an, sur base de l'équilibre offre / demande horaire et de nombreux scénarios d'aléas (>1000) ;

  - Le calcul doit nécessairement dépendre d'une hypothèse de parc (puissance à ajouter et puissance à importer) à formuler par RTE pour chaque année d'exercice de la capacité ;

  - La puissance importée, c'est-à-dire le droit de tirage sur les importations est un paramètre essentiel du calcul. Il conditionne immédiatement l'équilibre offre / demande à la pointe, et donc tous les résultats de l'analyse ;

  - Les aléas à considérer sont:
    - Demande (effet température)
    - Eolien, solaire ;
    - Ressource hydraulique ;
    - Disponibilité des groupes : hydrauliques, nucléaires, thermiques), indisponibilité forcée (aléatoire) ;
    - Puissances importées et aléas de demandes externes ;

  - Contraintes opérationnelles :
    - Actifs thermiques :
      - Périodes de maintenance ;
      - Temps de démarrage, d'arrêt ;
      - Gradients ;

- Minimas techniques ;

- Actifs renouvelables et production fatale :
  - Simulations de profils de productions ;
  - Indisponibilité forcée ;

- Actifs hydrauliques :
  - Gestion de la ressource hydraulique par les réservoirs. Il faut remarquer que la présence d'hydraulique, à volume d'énergie limité mais gérable, entraîne une dépendance des niveaux de défaillance entre les heures successives ;
  - Impact des niveaux des réservoirs sur les puissances maximales ;
  - Effets de chaînes d'aménagements
  - Indisponibilité forcée ;
  - Capacité en réserve pour les moments critiques ;

- Actifs effacements :
  - Durée min et max
  - Délais de prévenance ;
  - Durée min entre deux appels ;
  - Nombre max d'appel par périodes de temps ;
  - Indisponibilité aléatoire ;
  - Reports / Anticipations associés aux effacements ;

Dans le cas présent, il importe de représenter convenablement la flexibilité des actifs qui, compte tenu de leurs paramètres opérationnels peuvent contribuer plus ou moins à effacer de la défaillance. Dans le cadre du mécanisme de capacité, la flexibilité à mesurer doit être limitée au pas horaire, afin de ne pas induire de confusion avec les flexibilités ½ ou ¼ horaire qui sont gérées par les réserves R1 et R2 ou le mécanisme d'ajustement (R3).

GDF SUEZ serait disposé à effectuer une présentation de la méthodologie. Toutefois, elle ne pourrait avoir lieu qu'après le 7 février 2013.

NB : le lien suivant expose un exemple de logiciel partagé entre les acteurs d'un marché pour l'analyse stochastique de l'équilibre offre –demande sur le Nordpool : http://www.pointcarbon.com/trading/promopages/nordpool/

Q2. Le Risque de défaillance est défini comme le risque de rupture de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France métropolitaine continentale. L'évaluation du risque de défaillance doit-elle reposer sur une prise en compte des réseaux et des contraintes associées ou bien sur une modélisation de type « plaque de cuivre » ? Selon vous, le risque de défaillance doit-il intégrer un volet régional ?

Il n'est pas nécessaire de prendre les réseaux en compte à ce stade de développement du mécanisme de capacité ;

- L'architecture de marché décrite dans la loi NOME, le décret et le rapport de RTE prévoit bien un mécanisme capable d'assurer la sécurité nationale. L'aspect régional avait été rejeté en concertation par l'ensemble des acteurs comme ne relevant pas de la problématique de l'équilibre national ;

- Le critère de sécurité du système est un critère national et non régional ;

- Une prise en compte d'un volet régional conduirait à la création de prix zonaux ou nodaux, ce qui n'est pas le cas en France et en Europe (à l'exception de l'Italie) ;

- D'autres mécanismes, comme les appels d'offre existent au niveau régional ; ils assurent éventuellement la gestion de la sécurité régionale ;

La prise en compte des réseaux induirait des risques de :

- Créations de marchés zonaux illiquides, de la capacité ;

- Définition d'obligations régionales pour les fournisseurs qui pourraient amener à contredire le principe de péréquation ;

- Absence de l'analyse de la compétitivité d'une solution réseau par rapport à une solution production/effacement.

Cependant, certains aspects positifs pourraient être mentionnés :

- La prise en compte des réseaux préfigurerait une extension du mécanisme à d'autres pays du mécanisme de capacité. Entre pays, les objections de faible liquidité, de péréquation disparaissent et d'obligation disparaissent.

- Cela constituerait une aide à la résolution de problèmes régionaux, même si la solution de ces problèmes repose plus sur le consensus politique régional que la réponse technico-économique au risque de défaillance local ;

⇨ Dès lors GDF SUEZ recommande que l'évaluation du risque de défaillance soit effectuée au niveau de la plaque de cuivre au stade actuel du développement du mécanisme de capacité.

NB en distribution :

- Les gestionnaires de réseaux RTE & ERDF, peuvent en appeler au marché pour résoudre d'éventuels problèmes de congestion et de déséquilibres offre / demande locaux par l'utilisation des appels d'offre. Aucune raison de conduit à mélanger avec les problématiques nationales et régionales ; cela entrainerait une perte complète de lisibilité du mécanisme et le risque de participation d'un même dispositif à plusieurs usages simultanés, pas nécessairement compatibles ;

Obligation des fournisseurs et contribution au risque défaillance

L'Obligation de capacité des fournisseurs est calculée en fonction de la Puissance de référence de ses clients et d'un Coefficient de sécurité tenant compte du Risque de défaillance. De plus, la Puissance de référence d'un consommateur reflète la contribution de ce consommateur au Risque de défaillance de l'année de livraison considérée.

Q3. Selon vous, comment est-il possible d'estimer la contribution d'un consommateur au risque de défaillance et quels sont les critères et paramètres à retenir ? Faut-il faire porter les aléas uniquement par les acteurs qui les génèrent ?

Estimation de la contribution d'un consommateur au risque de défaillance :

- Le calcul doit être effectué à l'équilibre et en condition de respect du critère de sécurité ;
- Le calcul qui intègre productions, effacements et consommation : tous les éléments de l'équilibre offre / demande participent à l'analyse de la contribution d'un élément individuel et notamment les aléas de chacun des éléments ;
- Deux situations doivent être comparées pour permettre l'estimation de la contribution à l'augmentation des demandes:
    - Le calcul de l'équilibre offre / demande entrainé par l'ajout du consommateur avec son profil (scénarisés pour les thermos dépendants) à la demande nationale, pour une fraction de volume d'énergie déterminé;
    - Ajouter une capacité de production certaine, complètement flexible, jusqu'au moment ou le critère de sécurité est rétabli.
    - Cette capacité correspond à la mesure du risque de défaillance qui doit être compensé pour chaque consommateur. Il est indépendant du portefeuille dans lequel le client est logé ;

En résumé :

- Le calcul doit être effectué pour chaque classe de consommateur prise individuellement ;
- La classe de consommateur peut dépendre également du tarif historique appliqué (EJP/Tempo)

Paramètres à retenir :

- Avec des profil de charge horaire ou télé-mesurés ;
- Avec des scénarios de température et de thermo dépendance ;
- MDE appliquée de manière tarifaire ou contractuelle et non par télécommandable en réponse à l'appel des GRT/D. dans ce dernier

cas, le profil pris en compte sera nécessairement le profil pré-effacement pour éviter les doubles comptages.

Portage des aléas :

- Le calcul de la responsabilité de chaque acteur exposé ci-dessus permet de déterminer exactement la responsabilité de chaque acteur dans le calcul de la défaillance ;
- Ce calcul prend en compte les foisonnements du système et les possibilités de réponse des autres acteurs présents ;
- Ils ne portent donc pas l'entièreté de leur responsabilité dans la défaillance au sens où ils auraient été seuls face à un système figé ;
- La mutualisation naturelle des réserves de capacité et son analyse effective dans le calcul permet d'éviter le portage de la défaillance par chaque acteur : il y a foisonnement du risque au niveau national.

Q4. Que doit recouvrir le Coefficient de sécurité ?

Le coefficient de sécurité doit permettre, dans des conditions de parc et de demande simulées de faire correspondre exactement le besoin de capacité généré par la demande avec la somme des puissances garanties[1] toutes les capacités existantes ou supposées pour l'année d'exercice de la capacité. Il s'agit d'un coefficient d'ajustement du calcul.

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

Q5. Accepteriez-vous de présenter lors de la concertation une méthode de prise en compte de la sensibilité de la consommation d'un consommateur à la température ?

GDF SUEZ serait prêt à présenter une proposition de méthodologie pour la prise en compte de la sensibilité à la température d'ici 1 mois.

La prise en compte de la thermo-sensibilité de la consommation se fait au via une simulation sur 1000 scénarios de température probabilisés. Chaque scénario permet de définir un gradient de température par consommateur. L'espérance associée à ces 1000 scénarios permet de définir le gradient à prendre à compte.

[1] Puissance garantie est définie comme la contribution de chaque unité ou effacement à la réduction de la défaillance

Certification des capacités et Contribution à la réduction du risque de défaillance

Q6. Selon vous, (1) quelle méthode pourriez-vous proposer pour estimer la contribution à la réduction du risque de défaillance d'une capacité ? (2) Quels paramètres et caractéristiques techniques d'une capacité est-il nécessaire de prendre en compte ? (3) Comment la disponibilité prévisionnelle doit-elle être prise en compte ? (4) Doit-on intégrer les contraintes réseaux en tant qu'aléa venant potentiellement réduire la disponibilité d'une capacité ? (5) Pourriez-vous proposer une modélisation intégrant ces caractéristiques techniques et permettant d'estimer la contribution à la réduction du risque de défaillance d'une capacité ? (6) Accepteriez-vous de la présenter dans le cadre de la concertation ?

Q6.1. Méthode de calcul de la puissance certifiée

L'outil utilisé est la simulation de l'équilibre offre/demande qui sert au Bilan Prévisionnel, dans les conditions de respect, exactement, du critère de sécurité imposé par voie règlementaire.

Pour chaque unité à certifier en partant du parc à l'équilibre offre-demande, il y a deux étapes:

- Recalculer l'équilibre offre demande horaire sans l'unité de production ou d'effacement à certifier ;
- Revenir à l'équilibre du critère en rajoutant une unité complètement disponible et flexible. La puissance de cette unité est la puissance certifiée de l'unité à évaluer ;

La procédure doit être répétée pour chaque unité individuellement :

- L'analyse se pratique autour d'un point de fonctionnement qui est défini par RTE dans des conditions de demande et de parc pour l'année d'exercice ;
- Cette procédure permet, comme pour la demande, de bénéficier de la mutualisation des capacités disponibles dans le système pour gérer le risque de défaillance ;

Q6.2.
Voir la réponse à Q1.

Q6.3
Idéalement, la disponibilité prévisionnelle doit être prise en compte dans l'analyse au moyen d'un tirage au sort des conditions d'indisponibilité aléatoire (forcée), pour chaque unité.

Q6.4
Le calcul de la disponibilité des unités doit être effectué au niveau du poste de livraison de l'énergie au réseau.

Q6.5 Oui, voir Q6.1

Q6.6 : GDF SUEZ est prêt à effectuer une présentation de la méthode exposée. Cependant elle ne pourrait avoir lieu qu'après le 7 février 2013.

La méthode utilisée en définitive devrait être révisée périodiquement par RTE en concertation avec les acteurs du système électrique.

Q7. Quelle méthode pourriez-vous proposer pour estimer la Contribution réelle à la réduction du risque de défaillance d'une capacité ? Quel serait le Niveau de capacité effectif pour une capacité indisponible durant toute la période de pointe PP2 ?

La Contribution réelle nécessite d'abord d'être définie.

Cependant le problème est le suivant : la réalité observée n'est que la réalisation d'un scénario parmi un ensemble qui définit la contribution à la défaillance.

⇨ Proposition : la disponibilité effective prend en compte la durée réellement observée de la disponibilité pendant la période PP2.

⇨ Il faut recalculer, dans les conditions du calcul initial, la contribution à la défaillance avec l'indisponibilité de l'unité introduite comme si elle avait été déclarée à l'avance pour un scénario. Il en résulte une nouvelle contribution à la défaillance (inférieure) ; l'unité doit rendre des certificats au prorata.

⇨ La pénalité doit être appliquée seulement si l'indisponibilité n'est pas de nature industrielle normale.

En effet, la déclaration d'une indisponibilité aléatoire au moment de la certification constitue en l'équivalent d'une assurance contre l'indisponibilité pendant la période PP2, contre laquelle l'exploitant s'assure par un accord de recevoir un volume de certificats moindre que 100% de la capacité.

⇨ Le caractère frauduleux des déclarations de disponibilité par rapport aux résultats observés devrait se baser sur des rapports auditables et normés. La CRE devrait pouvoir examiner le caractère industriel normal ou frauduleux des indisponibilités.

Q8. Selon vous quels doivent être les paramètres et mesures à prendre en compte pour estimer le niveau de capacité effectif d'une capacité ? Quelle cohérence doit-il y avoir entre les caractéristiques techniques prises en compte lors de la certification et celles utilisées pour l'estimation du niveau de capacité effectif ?

Si il y a re-calcul, la cohérence est indispensable:

- Les paramètres doivent être identiques à ceux du calcul initial ;
- Les valeurs des paramètres doivent être identiques, sauf celles qui conditionnent la disponibilité :
  - Puissance nominale ;
  - Disponibilité ;

Q9. Pourriez-vous proposer une définition de l'Exploitant de capacité à retenir pour le mécanisme de capacité ? Les dispositions prévues dans les articles 6 à 11 de la loi de 2000 ainsi que dans le décret n°2000-877 du 7 septembre 2000 relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité vous paraissent-elles suffisantes ? Si non, quelle définition proposez-vous de retenir pour les cas non couverts dans le cadre législatif et réglementaire ?

GDF SUEZ propose la définition suivante :

L'exploitant d'une installation de production est le détenteur de l'autorisation d'exploiter ou une personne mandatée par lui dans le cadre du mécanisme de capacité.
L'exploitant d'une installation d'effacement de consommation est le détenteur du contrat d'accès au réseau ou une personne mandatée par lui dans le cadre du mécanisme de capacité.

Périodes de pointe (PP1 et PP2)

Q10. Selon vous, quelles sont les heures pendant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé ? Ces heures correspondent-elles exclusivement aux heures durant lesquelles la consommation nationale est la plus élevée ?

- Les heures pendant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé ont été identifiées dans le rapport de la concertation RTE sur le mécanisme de capacité comme les heures d'hiver pendant la saison de chauffage électrique. En particulier, le chauffage est reconnu comme principale cause du risque de défaillance en France;

- Cependant, les occurrences de pics de prix observées laissent penser que d'autres périodes de l'année peuvent présenter des risques significatifs :
  - Entre –saison, lors de l'entrée en maintenance et sortie de maintenance des unités nucléaires ;
  - L'été lors de canicule qui entraine, pendant la période de maintenance des unités, une demande forte de climatisation et de risque de baisse de puissance produite pour cause d'insuffisance des sources froides pour les centrales en bordure de rivière, pour cause d'une baisse des effacements disponibles (absence de chauffage, baisse de consommation des installations) ;
  - A l'avenir : les transitoires de l'éolien ou du solaire de qui constitueront des évènements difficiles à gérer et à fort risque, préférentiellement en période hivernale ;

- Dès lors, le risque de défaillance est bien présent pendant d'autres périodes de l'année que les périodes hivernales.

Q11. (1) Comment définiriez-vous les périodes de pointe PP1 et PP2 ? (2) Pourriez-vous proposer des critères et une méthode qui permettent de s'assurer du respect du 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 dans les définitions conjointes des périodes PP1 et PP2 ? (3) Cela doit-il aboutir à une égalité entre PP1 et PP2 ou bien au contraire à une différenciation entre PP1 et PP2 ? Pour quelles raisons ?

Q11.2
La défaillance dépend étroitement de la composition du système électrique et de chaque élément de la demande, comme la production ou l'effacement et leur interaction avec les autres éléments. La contribution, en plus ou en moins, à la défaillance ne peut pas être évaluée séparément pour la production ou pour la demande.

Q11.3
Dès lors, PP1 et PP2 ne peuvent pas être différentiées ou spécifiées sur des périodes de temps différentes. PP1 et PP2 doivent être égales. Toute inégalité entrainera une évaluation impossible de la contribution à la défaillance des éléments du système électrique ;

Q11.1

Compte tenu de ce qui précède, et de la réponse à la question Q10, il apparaîtrait naturel de définir PP1 et PP2 sur des moments privilégiés de défaillance, puisque le risque de défaillance peut surgir à n'importe quel moment.

Deux méthodes pourraient être possibles et devront être examinées :

- Soit PP1=PP2 et recouvrent des moments distincts de l'année : par exemple, les mois de août, décembre, janvier, février, selon les indications de l'analyse de la mesure de la défaillance ;

- Soit PP1=PP2 pourraient être définis sur base mensuelles, avec création des certificats mensuels correspondants ;

Règlements financiers

En synthèse des questions 12 à 23, GDF SUEZ recommande que l'établissement des règles suive les principes suivants :

I. Les règles de rééquilibrage en garanties de capacité, tant du point de vue des fournisseurs que des exploitants de capacités, ne doivent pas conduire à augmenter le risque de marché de manière significative pour les acteurs par rapport à la situation de marché qui prévalait avant l'instauration d'un mécanisme de capacité ;

II. Les échanges et rééquilibrages ex-post de l'année d'exercice doivent pouvoir se réaliser autant que possible à des couts de certificats très proches et en ligne avec les valeurs de marché, en particulier si des garanties de capacités restent disponibles dans le marché ;

III. Les pénalités doivent être réservées aux comportements de mauvaise foi, à définir, et aux manquements graves à la bonne gestion des garanties de capacités par les parties. Un arbitrage indépendant sera nécessaire afin d'évaluer les circonstances concernées.

Q12. Comment se caractérise l'incitation économique, à moyen terme, à la satisfaction de l'obligation de capacité des fournisseurs ? Comment traduire ce principe dans la méthode de calcul du prix unitaire ?

L'incitation économique doit permettre d'assurer les conditions suivantes :

1. Les fournisseurs doivent toujours être en position de préférer l'achat de garantie de capacités plutôt que de tenter l'arbitrage entre une pénalité insuffisante et un prix de marché qui serait trop élevé ;

2. Lorsqu'il y a rééquilibrage entre des fournisseurs, le prix d'échange des certificats doit refléter le prix de marché auquel les fournisseurs en excédent ont acquis les certificats (somme des prix des derniers certificats acquis x volume correspondants) multiplié par une prime de sécurité (p.ex. 10% pour frais de gestion), déterminé par la CRE qui a une vue sur toutes les transactions. Ce montant total est alors réparti sur le volume des certificats à racheter par les fournisseurs en manque de certificats.

3. Si après cette opération, des fournisseurs restent en manque de certificats, ils devront s'acquitter du prix de la pénalité pour les acquérir. Ce prix de la pénalité servira à rémunérer l'ensemble des certificats de capacités certifiées, non encore vendus par des périmètres de certification, sur le marché, à des fournisseurs. Ce prix sera défini par rapport au prix de marché de la capacité déterminé par la CRE, sur base d'une valeur proche, mais inférieure (90% par exemple) du cout de capacité qui serait offert par le nouvel entrant le plus compétitif dans l'ordre de préséance économique du prix des capacités offertes.

4. Le solde financier de cette opération va diminuer le TURPE, de sorte qu'il retourne au client final.

NB : cette procédure devrait inciter les détenteurs de certificats à ne pas arbitrer entre la pénalité des fournisseurs et prix de vente des certificats, puisqu'à terme ils ne devraient pas obtenir plus que la valeur du certificat du nouvel entrant.

Q13. Comment définiriez-vous une « estimation de bonne foi de la puissance de référence » ? Comment se caractérise la bonne incitation des fournisseurs à l'évaluation des besoins de garanties de capacité, en vue de remplir leur obligation de capacité, sur la base d'une estimation de bonne foi de la puissance de référence ? Comment traduire ce principe dans la méthode de calcul du prix unitaire ?

La puissance de référence pour chaque catégorie de client est déterminée ex-ante par RTE dans le cadre de la détermination des obligations de capacité. Cette obligation individuelle, multipliée par le nombre de

clients de chaque classe permet d'évaluer l'obligation totale du fournisseur.

Ce processus prend naturellement en compte l'effet climatique de la demande des clients thermo-dépendants.

Il faut cependant noter que la mise à disposition de compteurs Linky capable de délivrer des puissances mesurées heure / heure ne dispensera pas d'évaluer une correction pour les clients qui seront thermo-dépendants, en fonction du type de climat réellement rencontré. Cette correction climatique devra être définie ex-ante par RTE, au moment de la définition de l'obligation par classe de clients et les indications climatiques publiées en temps utile pour être prises en compte par les fournisseurs au moment du rééquilibrage. Donc, pour les besoins du mécanisme de capacité, tant qu'une distribution de plusieurs années statistiquement pertinente de la consommation des clients ne sera pas disponible, le profilage restera la norme.

Une fois la responsabilité des fournisseurs établie, la procédure décrite en réponse à la Q12 s'applique aisément.

Q14. (1) Quelles sont selon vous les situations offrant des possibilités d'arbitrage entre le règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification et le règlement financier relatif au rééquilibrage des fournisseurs ? (2) Quels paramètres faut-il considérer de façon conjointe pour limiter l'arbitrage ? (3) Comment traduire ce principe dans la définition de ces paramètres et, sur la définition du prix unitaire de règlement financier relatif au rééquilibrage des fournisseurs, et le prix de règlement financier des écarts du responsable de périmètre de certification ?

Q14 : voir réponse Q12.

Q14.1
Situations offrant des possibilités d'arbitrage :

- Le prix de la pénalité fournisseur est sensiblement inférieur au prix de marché des certificats, ce qui conduit le fournisseur a ne pas acheter des certificats sur le marché et payer la pénalité fournisseur; le résultat pratique sera une absence de proposition d'investissement dans marché, un prix trop bas de la capacité qui découragera même les détenteurs de capacité à les proposer dans le marché avec une disponibilité autre que nulle.

- L'absence d'option d'investissement du côté des périmètres d'équilibre, qui conduirait ceux-ci à ne proposer leur certificat qu'au prix de la pénalité fournisseur, élevée. Il faut donc encourager la compétition pour obtenir un prix de référence qui soit économiquement sain, au niveau du prix du nouvel entrant de capacité ;

Q14.2
Voir réponse Q12.

Q14.3
Voir réponse Q12.

Q15. Selon vous, comment caractériser une situation de menace significative de la sécurité d'approvisionnement au regard de l'objectif de sécurité d'approvisionnement en électricité mentionné à l'article L. 335-2 du code de l'énergie ?

GDF SUEZ n'est pas favorable à l'utilisation du mécanisme de sécurité et à l'organisation d'enchères spécifiques pour attirer de la puissance qui serait jugée manquante dans le marché alors que l'organisation de celui-ci est explicitement prévue pour permettre la meilleure adaptabilité de la capacité aux besoins réels de la demande par un mécanisme d'échanges bilatéraux sur 4 ans.

Le caractère de menace significative doit être déterminé sur base de critère objectivables, sur base des méthodes identiques et coordonnés aux paramètres qui servent à déterminer le besoin de capacité lorsque le système n'est pas menacé.

Plusieurs critères doivent être retenus:

- Le risque est d'autant plus maitrisable que l'année d'échéance est lointaine. Par exemple, un risque de défaillance de 10 heures / an, vu 4 an à l'avance peut être considéré comme équivalent à un risque de 5 heures / an un an à l'avance ;

- La mesure du risque doit être prise en fonction du potentiel d'investissement résiduel sur la période qui sépare la mesure du risque de l'année d'exercice : par exemple :

    - 2 ans à l'avance, le potentiel d'investissement en unités turbines à gaz est encore très grand : plusieurs milliers de MW ;

    - Le potentiel d'effacement développable sur du court terme est très élevé, en particulier si une certaine tension apparaît sur le marché des certificats de capacité, qui facilitera la conquête de clients prêts à rendre le service d'effacement, en donnant aux agrégateurs les moyens de les convaincre ;

    - Un certain nombre d'unités pourraient se trouver sous cocon, avec des temps de réactivation court (de l'ordre du mois si les arrêts sont moins long qu'une année, voir jusqu'à un an si les arrêts sont long (plusieurs années)

Dans tous les cas, une approche marché doit être préférée, car elle assurera au client final la certitude que les options le plus compétitives auront été mises en place pour répondre à l'éventuelle menaces sur le risque d'approvisionnement.

Au final, le niveau de risque d'alerte doit être large, plus large si l'horizon de l'année d'exercice est lointain, et prendre en compte le potentiel de remèdes qui restent disponibles et sont incités par le marché à se mettre en place ;

Q16. Dans le cas ou la sécurité d'approvisionnement n'est pas menacée de manière significative, comment l'écart global des responsables de périmètres de certification, l'écart entre le montant de garanties et le montant des obligations fournisseurs et le montant global des garanties détenus par les fournisseurs, doivent-ils être pris en compte dans la méthode de calcul du prix unitaire du règlement financier des fournisseurs ?

Deux situations peuvent se produire :

1. Les fournisseurs sont globalement en manque de certificats et il reste des certificats disponibles dans le marché. La procédure décrite en réponse à la Q12. Permet de répondre à cette question.

2. Les fournisseurs disposent de suffisamment de certificats et un certain nombre de certificats restent invendus du côté des producteurs ; Dans ce cas, les capacités correspondantes ne seront pas directement rémunérées, sans que pour autant leur valeur soit nulle, car elles contribuent quand même à réduire le risque de défaillance en France. Ce (léger) suréquipement peut être le résultat de plusieurs circonstances :

    a. Evaluation trop optimiste de la croissance de la demande en d'énergie et de pointe en France ;

    b. Disponibilité de certains actifs supérieure par rapport aux prévisions initiales ;

    c. Effets de la MDE et MDP ;

Dans ce cas, si un besoin de très court terme apparaissait encore dans le marché, les producteurs qui disposent encore de certificats les vendraient probablement au prix du nouvel entrant encore capable de proposer des offres de court terme, c'est-à-dire à un prix assez élevé.

En même temps, ce risque de ne pas pouvoir vendre tous les certificats émis pour des capacités certifiées entrainera une pression sur les détenteurs de certificats pour qu'ils mettent tous les certificats disponibles sur le marché en temps utile, et à un prix compétitif.

Q17. Quels seraient les paramètres à prendre en compte dans la méthode de calcul du prix unitaire ? En particulier, sur quel(s) prix de référence doit-t-il se fonder (prix de marché ou prix administrés, historiques, échéance de la référence…) ?

Des prix administrés ou historiques sont à proscrire, car ils ne manqueront pas de créer des niches d'opportunité pour des acteurs particuliers, au détriment in fine des clients finals et surtout de la recherche de solutions les plus compétitives dans le marché, sans parler du potentiel perturbateur du lobbying des acteurs auprès des instances qui décideraient de ces prix, que cela entrainera immanquablement.

Dans tous les cas, une approche en ligne avec les résultats du marché des certificats s'impose. Comme expliqué plus haut, les prix pratiqués pour les pénalités doivent être en ligne avec le prix observé sur le marché de la capacité, de préférence aux horizons de temps proches de l'échéance.

Ce n'est qu'en cas de manque ex-post de certificats sur le marché que les acteurs, producteur de mauvaise foi ou fournisseurs, doivent se voir éventuellement imposé la pénalité pour déséquilibre de certificats.

La position de GDF SUEZ exprimée ici implique notamment qu'une plate-forme d'échange soit mise en place dès le début du marché d'échange de certificats.

Règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification

Q18. Comment se caractérise l'incitation économique, à moyen terme, à la satisfaction de l'engagement des exploitants ? Comment traduire ce principe dans la méthode de calcul du règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification ?

S'il reste suffisamment de certificats disponibles à la vente, ils peuvent être échangés aux prix de marché, si nécessaire après avis de la CRE sur le prix de référence du marché, puisque le rééquilibrage final se fait ex-post du marché.

Dès lors, la situation décrite est celle dans laquelle, tous arbitrages faits, il ne reste plus de certificats disponibles à la vente dans le marché et des exploitants n'ont pas pu rééquilibrer leurs périmètres aux niveaux de ceux auxquels ils s'étaient engagés lors de la certification.

En cas de déséquilibre global, donc, de manque de certificats pour rééquilibrer les fournisseurs en défaut, il ne reste plus que la possibilité d'appliquer une pénalité.

Les principes devraient être les suivants :

- La pénalité ne doit pas consister en un risque supplémentaire trop élevé, car elle induirait alors une frilosité des acteurs au moment de la certification et les dé-inciteraient à produire leurs meilleurs efforts pour maximiser la disponibilité de leurs outils mis à disposition du système électrique français ; Cela conduirait in fine à suréquiper le marché français et conduirait le client final à des couts indus.

- A l'opposé, elle ne doit pas non plus conduire à l'effet inverse, c'est-à-dire à une surévaluation de la disponibilité qui ne pourrait être matérialisée, du fait d'un niveau trop élevé et conduirait le marché dans une situation de risque résiduel élevé, lui aussi dommageable in fine.

- Lorsqu'un acteur certifie de la capacité, il indique de bonne foi un niveau de disponibilité qui tient compte du risque industriel d'indisponibilité.
  Dès lors, il accepte de ne pas recevoir autant de certificats que s'il avait déclaré une disponibilité parfaite. Ainsi, il acquiert de ce fait un droit à un niveau d'indisponibilité, pour raisons techniques industrielles de bonne foi. C'est exactement une assurance que l'acteur détenteur de capacités acquerrait. C'est d'ailleurs cette déclaration de bonne foi des indisponibilités pour cause de force majeure qui permet à RTE de prémunir le système contre des pannes fortuites en prévoyant le niveau adéquat de capacité en réserve dans le marché.

  Le vrai challenge consistera in fine à vérifier que les indisponibilités observées, ou la disponibilité effective, seront bien conforme au contrat de certification signé entre les acteurs et RTE.

- Enfin, il n'y a pas de raison de pénaliser plus un acteur en présence du mécanisme de capacité que si le mécanisme de capacité n'existait pas. L'objectif du mécanisme de capacité ne peut pas constituer une entrave supplémentaire à l'investissement en France du fait de sa présence. Un de ses objectifs est de fournir un signal supplémentaire à l'incitation à l'investissement en capacités. La pénalité ne peut donc pas être supérieure à la perte des certificats associés à la certification des capacités, d'autant plus qu'un acteur indisponible au moment critique pour le marché, c'est-à-dire en circonstances de prix élevés aura déjà perdu les revenus correspondants du marché de l'énergie, qui l'incite à être présent au moment opportun.

- Une manière de limiter les risques pour les acteurs et pour le marché est bien de segmenter l'année en périodes PP1=PP2 sur 12 mois.

Dès lors, les principes doivent être :

1. Evaluation de la contribution résiduelle des acteurs après rééquilibrage avec la même méthode que celle qui est utilisée pour certifier ces capacités ;

2. Perte correspondante des certificats liés à la réduction de la contribution effective du fait d'une indisponibilité observée supérieure à l'engagement de l'exploitant ;

3. Pas de pénalisation au-delà de la perte de tous les certificats obtenus par l'unité ;

Q19. Sur quels critères évaluer la sincérité des informations transmises lors des demandes de certification et de des demandes de rééquilibrage ? Comment traduire l'incitation à la transmission d'informations sincères de la part des exploitants, dans la méthode de calcul du règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification ?

La loi et le décret permettent une certification tardive des capacités. Cette possibilité doit être allouée de manière non-discriminatoire à tous les acteurs.

L'évaluation de la sincérité des informations doit reposer sur une documentation à priori brève des demandes de garanties de capacité et de rééquilibrage.

Il n'appartient pas à l'organisme qui certifie d'objecter ou d'imposer des valeurs à l'exploitant, avec lesquelles celui-ci serait éventuellement en désaccord.

Cependant, en cas de doute sur le comportement de bonne foi, il apparait raisonnable de demander à un organisme indépendant, la CRE de rendre un avis, lequel devient alors contraignant, sans que l'acteur ne puisse être pénalisé si l'avis le conduit à devoir accepter une disponibilité supérieure à celle qu'il souhaite accepter. A l'inverse, si la CRE décide que la disponibilité est inférieure à celle déclarée, l'exploitant sera tenu d'accepter les conséquences de cet avis du point de vue des garanties qu'il peut détenir.

En cas de démonstration de déclaration de mauvaise foi, la mise à disposition des certificats correspondants pourrait être refusée à l'exploitant, tout en permettant à l'organisme certificateur de considérer dans ses analyses que l'unité dispose d'une autre capacité certifiée ou disponibilité que celle réellement certifiée. Le volume correspondant sera indiqué par la CRE. L'acteur de mauvaise foi correspondant devrait alors se voir appliquer la même pénalité que celle imposée aux fournisseurs en cas de déséquilibre de leur portefeuille mais seulement en l'absence de tout certificat à acquérir sur le marché.

Q20. Comment et dans quelle mesure le volume de rééquilibrage doit-il être pris en compte dans la méthode de calcul du règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification ?

En cas de rééquilibrage à la hausse, le volume de rééquilibrage est simplement fourni à l'acteur qui rend sa capacité plus disponible. Il vend cette capacité dans le marché aux conditions et prix du marché.

En cas de rééquilibrage à la baisse, l'acteur de bonne foi est simplement privé des certificats correspondants, qu'il ne pourra vendre dans le marché.

Pour l'acteur de mauvaise foi qui rééquilibre à la baisse son volume de certificats, et s'il n'y a plus aucun certificat disponible dans le marché, peut se voir infliger une pénalité identique à celle que les fournisseurs subiraient dans les mêmes circonstances.

Q21. Dans le cas ou la sécurité d'approvisionnement n'est pas menacée, comment l'écart global des responsables de périmètres de certification, l'écart entre le montant de garanties et le montant des obligations fournisseurs, et le montant global des garanties détenus par les fournisseurs, doivent-ils être pris en compte dans la méthode de calcul du règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification ?

Voir réponses Q19 et Q20

Q22. Quels seraient les paramètres à prendre en compte dans la méthode de calcul du règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification ? En particulier, sur quel(s) prix de référence doit-t-il se fonder (prix de marché ou prix administrés, historiques, échéance de la référence…) ?

Des prix administrés ou historiques sont à proscrire, car ils ne manqueront pas de créer des niches d'opportunité pour des acteurs particuliers, au détriment in fine des clients finals et surtout de la recherche de solutions les plus compétitives dans le marché, sans parler du potentiel perturbateur du lobbying des acteurs auprès des instances qui décideraient de ces prix, que cela entrainera immanquablement.

Dans tous les cas, une approche en ligne avec les résultats du marché des certificats s'impose. Comme expliqué plus haut, les prix pratiqués pour les pénalités doivent être en ligne avec le prix observé sur le marché de la capacité, de préférence aux horizons de temps proches de l'échéance.

Ce n'est qu'en cas de manque ex-post de certificats sur le marché que les acteurs, producteur de mauvaise foi ou fournisseurs, doivent se voir éventuellement imposé la pénalité pour déséquilibre de certificats.

La position de GDF SUEZ exprimée ici implique notamment qu'une plate-forme d'échange soit mise en place dès le début du marché d'échange de certificats.

Q23. Considérez-vous que le prix de règlement d'un écart au périmètre d'un responsable de périmètre de certification doit être égal au règlement dû au rééquilibrage du fournisseur, pour un volume d'écart équivalent ? Pour quelles raisons ?

Comme explicité lors de la réponse aux questions précédentes, GDFSUEZ considère que le prix de règlement d'un écart au périmètre d'un responsable de périmètre de certification d'un producteur de mauvaise foi doit être égal au règlement dû au rééquilibrage du fournisseur.

Les raisons sont les suivantes :

- L'arbitrage amont (producteur de mauvaise foi) / aval (fournisseurs) doit être évité.
  En effet, des pénalités différentes conduiraient ces sociétés à privilégier le manque de certificats dans l'une ou l'autre des composantes de leurs activités ;

Pour les producteurs de bonne foi, la perte des certificats constitue une pénalité suffisante ;

En cas de rééquilibrage à la hausse, la vente des certificats sur le marché constitue un incitant suffisant.
