Concertation sur le mécanisme de capacité

Questionnaire n°1

Réponse d'Enel France

Comme présenté lors de la CAM spécifique « mécanisme de capacité » du 17/01/2013, la première phase des travaux de concertation sur les règles du mécanisme de capacité traite des paramètres et processus structurants du mécanisme. Afin de recueillir l'ensemble des contributions, 3 questionnaires seront envoyés par RTE de manière séquencée.

Ce document constitue le premier questionnaire et couvre l'intégralité du dispositif.

Le deuxième questionnaire traitera spécifiquement de sujets sur la Certification des capacités et le Règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification. Le troisième questionnaire traitera spécifiquement de sujets sur l'Obligation des fournisseurs et le Règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs.

Risque de défaillance et articulation avec l'obligation des fournisseurs et la certification des capacités

Risque de défaillance

La notion de Risque de défaillance est centrale au mécanisme d'obligation de capacité. Le décret définit le Risque de défaillance comme le *risque de rupture de l'équilibre entre l'offre et le demande d'électricité en France métropolitaine continentale*.

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 ?

Le risque de défaillance est la conjonction d'un cout et d'une probabilité d'occurrence. Du point de vue du coût, nous recommandons de reprendre le coût de défaillance (VOLL) utilisé dans la construction tarifaire. Ce coût devra être publié afin de donner aux clients l'information maximale sur leur contribution au risque de défaillance.

La probabilité d'occurrence devrait être calculée suivant les méthodes usuelles, en partant de la courbe de charge France, décalquée de la valeur totale des interconnexions (environ 10 GW), et d'un parc réel dont le périmètre inclut l'ensemble des moyens présents. La simple prise en compte déclarative des opérateurs sur leur présence ou non à l'horizon considéré (comme c'est le cas pour l'instant dans l'exercice du Bilan Prévisionnel), ne suffit en effet pas à éviter en effet toute manipulation de l'information sur le marché.

Enel France recommande donc d'utiliser l'état du parc actuel.

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 ?

Une prise en compte des réseaux et contraintes associées, ainsi que le volet régional, introduisent une complexité qui va à l'encontre de l'objectif incitatif du système. Enel France recommande donc de réaliser une modélisation « plaque de cuivre » au niveau France et de défalquer la courbe de charge nationale de la capacité maximale d'import des interconnexions existantes, sans tenir compte des contraintes réseau.
Par ailleurs, la prise en compte des contraintes réseau pour quelques zones conduirait à surestimer inutilement le risque de défaillance de l'ensemble du territoire et donc de surdimensionner le parc, au détriment de l'ensemble des consommateurs.

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 ?

La contribution d'un consommateur au risque de défaillance est proportionnelle à sa consommation pendant les périodes de tension, un critère basée sur la puissance moyenne pendant une période de référence (PP1) parait donc raisonnable. Cette période devrait être restreinte aux heures pleines d'hiver des tarifs (pointes du matin et du soir dans les jours ouvrés des mois de décembre (sous les réserves formulées en Q11), janvier et décembre), auxquelles s'ajoutent les heures équivalentes de juillet aout pour couvrir le risque associé à la climatisation.

Q4. Que doit recouvrir le Coefficient de sécurité ?

Le coefficient de sécurité n'a que peu de sens économique s'il risque d'engendrer une surcouverture du risque. Il devrait permettre de passer d'un risque économique (espérance de perte en k€) à un pourcentage d'une puissance de référence. Pour cela il conviendrait de valoriser le nombre de MW d'une installation de pointe (ex 60k€/MW) qui serait nécessaire pour couvrir ce risque.

Ex si VOLL=10000 €/MWh et chaque année sont prévus 10 GWh de délestage, risque de défaillance = 100 M€, qui correspond à 1600 MW, à rapporter à la puissance moyenne de la consommation France sur la période de référence.
Dans ce cas on aurait comme définition du coefficient de sécurité, à appliquer à la puissance moyenne pendant PP1,
Coef = (Puissance moyenne monotone France pendant PP1 + 1600 MW) / (Puissance moyenne monotone France pendant PP1).

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 ?

Enel France n'est pas présent sur le marché des clients résidentiels qui sont thermosensibles.

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

La Contribution à la réduction du risque de défaillance constitue la mesure étalon servant d'une part au calcul du montant de garanties de capacité attribuées à une capacité et d'autre part au calcul de l'écart entre montant alloué et contribution réelle.
Tout d'abord, le Niveau de capacité certifié *reflète la contribution de cette capacité à la réduction du risque de défaillance pendant l'année de livraison. Il tient compte notamment de la disponibilité prévisionnelle de celle-ci durant la période de pointe PP2 de l'année de livraison*.

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

Tout MW installé et disponible, quelque soit sa technologie, réduit de façon équivalente le risque de défaillance d'une capacité.
Par simplicité les contraintes réseaux peuvent ne pas être intégrées.

Ensuite, le Niveau de capacité effectif d'une capacité *reflète, pour une année de livraison donnée, la Contribution réelle de la capacité à la réduction du risque de défaillance pour une année de livraison donnée*.

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 ?

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 ?

Par ailleurs, lors de la CAM du 17/01/2013, plusieurs acteurs ont soulevé des interrogations sur la définition de l'Exploitant de capacité à retenir pour le mécanisme de capacité.

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 ?

Périodes de pointe (PP1 et PP2)

Une Période de pointe *désigne les heures d'une année de livraison durant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé, en particulier celles durant lesquelles la consommation nationale est la plus élevée*.

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 ?

Voir question Q3

Q11. Comment définiriez-vous les périodes de pointe PP1 et PP2 ? 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 ? 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 ?

Enel France n'a jamais reçu d'explication convaincante sur la raison pour laquelle PP1 et PP2 devaient être différentes, dès l'instant où comme l'indique l'article 4 du décret, la consommation constatée d'un client est corrigée de la puissance effacée.
Cela étant, il serait souhaitable que PP1 soit compatible avec une base calendaire (PP1 contenant uniquement des heures de la même année). Ceci permet aux fournisseurs de régulariser pendant l'année la contribution majeure (celle de janvier février) de leurs clients au risque d'approvisionnement et de ne supporter d'incertitude que sur la partie résiduelle du mois de décembre.

Règlements financiers

Règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs

D'après les dispositions de l'article 6 du décret, quinze jours au plus après la date limite de cession, le GRT notifie, au fournisseur, le volume de déséquilibre du fournisseur, défini comme l'écart entre le montant de son obligation, et le montant de garanties de capacité qu'il détient, et le règlement financier correspondant à son rééquilibrage en capacité. Le Règlement financier relatif au rééquilibrage d'un fournisseur est proportionnel au déséquilibre du fournisseur et à un prix unitaire dépendant du signe du déséquilibre.

La méthode de calcul du prix unitaire doit être déterminée de manière à : *assurer à moyen terme une incitation économique à la satisfaction de l'obligation de capacité des fournisseurs ; inciter les fournisseurs à évaluer leurs besoins en 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 de leurs clients ; limiter les 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*.

Par ailleurs, lorsque la sécurité d'approvisionnement n'est pas menacée de manière significative, la méthode de calcul du prix unitaire du règlement financier du rééquilibrage des fournisseurs doit être adaptée *en fonction de la somme des écarts des responsables de périmètre de certification et de la différence entre la somme des montants d'obligation de capacité de tous les fournisseurs, et le montant global de garanties de capacité que ceux-ci possédaient à la date limite de cession*.

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 ?

Le prix unitaire devrait effectivement inciter à un achat de la capacité suffisamment tôt dans le temps pour permettre le développement des capacités. En aucun cas en revanche il ne doit pénaliser les fournisseurs victimes d'un effet de ciseau entre une hausse inattendue de la demande et une forte indisponibilité des centrales qui ne serait pas de leur fait. Enel France propose un prix basé sur la moyenne des prix sur les trois premières années de cotation de la capacité.

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 ?

Enel France souligne à cette occasion la forte asymétrie d'information entre les producteurs et les fournisseurs : si les premiers disposent d'une information de première main sur la disponibilité de leur groupe, les fournisseurs sont tributaires en revanche des prévisions de consommation de leurs clients. Cette asymétrie est aggravée par le cadre général de l'ARENH, dont les caractéristiques (complément de prix, impossibilité de redemander de l'ARENH si un client consomme davantage) conduit à un jeu informationnel entre fournisseurs et clients au moment de la demande d'ARENH. De ce fait l'estimation de bonne foi de la puissance de référence des clients ne peut revêtir de caractère contraignant.

Q14. 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 ? Quels paramètres faut-il considérer de façon conjointe pour limiter l'arbitrage ? 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 ?

Enel France ne voit a priori pas de possibilité d'arbitrage autre qu'au sein d'un opérateur intégré. Pour cette raison même, la création d'un pool pour les certificats semble une condition nécessaire de fonctionnement du mécanisme.

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 ?

Une difficulté dans la formulation du décret réside dans le fait que le prix unitaire n'est facturé qu'après la période de pointe, après que l'aléa, qu'il fut réalisé ou non, n'existe plus. La notion pourtant permet de protéger les fournisseurs qui auraient été victimes d'une pénurie de certificats sur le marché, non à cause d'une mauvaise prévision de leur part, mais d'une sous-estimation des disponibilités des producteurs. L'esprit du texte conduit donc selon Enel France à caractériser la situation de menace significative sur la sécurité d'approvisionnement si la durée de coupure (délestage pour P=C) pendant la période de pointe alors achevée est supérieur aux heures prévues dans l'évaluation du Risque de Défaillance.

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 ?

Il ressort en effet de la question précédente que les fournisseurs ne doivent pas être pénalisés par une pénurie de certificats qui serait due à une « sous-certification ». Considérer la somme des montants respectifs de la pénurie et de la sous-certification comme le suggère le décret, soulève un peu de perplexité dans la mesure où les deux valeurs sont corrélées. Enel France suggère donc de caractériser la menace sur la sécurité d'approvisionnement comme une situation où la pénurie a excédé la sous-certification (par exemple d'un facteur deux) et de calculer le prix unitaire suivant la règle suivante :

Réalisation de la menace : Prix unitaire = moyenne des prix constatés sur les trois premières années de la période de 4 ans, assortie d'une pénalité de 10%.

Non réalisation de la menace : Prix unitaire = moyenne des prix constatés sur les trois premières années de la période de 4 ans.

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…) ?

De nouveau, la prise en compte d'une moyenne des prix de marché rend nécessaire la création d'un pool afin de bénéficier d'un signal de prix liquide et transparent.

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

D'après les dispositions de l'article 14 du décret, pour chaque année de livraison, après la période de pointe PP2, le GRT calcule, pour chaque périmètre de certification, l'écart défini comme la différence entre le Niveau de capacité effectif cumulé des capacités certifiées rattachées à son périmètre et le Niveau de capacité certifié cumulé des capacités certifiées rattachées à son périmètre, compte tenu, le cas échéant, des contrats de certification conclus après rééquilibrage. Le Responsable de périmètre de certification doit, au titre de son écart, un règlement financier associé.

Le Règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification doit être fonction de l'écart du responsable de périmètre de certification et des rééquilibrages effectués par le Responsable de périmètre de certification.

La méthode de calcul du règlement financier doit être déterminée de manière à : *assurer à moyen terme une incitation économique à la satisfaction de l'engagement des exploitants ; inciter les exploitants de capacité à transmettre, lors des demandes de certification et de rééquilibrage, des informations sincères, en particulier pour ce qui concerne la disponibilité prévisionnelle de leur capacité ; limiter les 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*.

Par ailleurs, lorsque la sécurité d'approvisionnement n'est pas menacée de manière significative, la méthode de calcul du prix unitaire du règlement financier du rééquilibrage des fournisseurs doit être adaptée *en fonction de la somme des écarts des responsables de périmètre de certification et de la différence entre la somme des montants d'obligation de capacité de tous les fournisseurs, et le montant global de garanties de capacité que ceux-ci possédaient à la date limite de cession*.

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 ?

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 seule façon de s'assurer de la sincérité des informations transmises lors de demandes de certification et de rééquilibrage est une régulation lourde de ce dernier (voir question suivante).

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 ?

Le risque principal associé à la possibilité de rééquilibrage consiste en la possibilité pour un producteur de sous-estimer ou sur-estimer sa disponibilité, procéder à des transactions sur le marché, puis redéclarer sa disponibilité réelle. Pour cette raison, outre la nécessité d'un pool pour assurer la transparence des transactions, il serait souhaitable de pénaliser lourdement le rééquilibrage afin qu'il permette une réelle incitation des producteurs à révéler leur disponibilité réelle, et qu'il reste une procédure d'exception très encadrée. Notamment, la demande de rééquilibrage devrait être assortie d'une communication à la CRE de l'ensemble des transactions (volumes, prix, contrepartie) réalisées avant et après le rééquilibrage, par lui et les fournisseurs liés. Les gains potentiels liés au rééquilibrage (exemple rééquilibrage à la hausse dans un contexte de hausse des prix) sont alors reversés au fonds pour le règlement des écarts pour le périmètre de certification.

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 ?

Enel France n'a pas de proposition à faire sur ce point. Néanmoins, compte-tenu de l'asymétrie producteur/fournisseur, la règle proposée en Q16 devrait être adaptée :

Réalisation de la menace : Prix unitaire = moyenne des prix constatés sur les trois premières années de la période de 4 ans, assortie d'une pénalité de 25%.

Non réalisation de la menace : Prix unitaire = moyenne des prix constatés sur les trois premières années de la période de 4 ans.

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…) ?

Voir question Q21.

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 ?

De nouveau, Enel France souligne l'asymétrie d'information entre d'une part, les producteurs qui sont les acteurs les plus à même de prévoir leur niveau de disponibilité, et les fournisseurs. Non seulement ces derniers sont tributaires des prévisions de consommation de leurs clients (clients qui plus contractualisés souvent quelques mois seulement avant la réalisation de la période PP1 et donc inconnus pendant toute la période précédente d'échange de certificats), mais différents mécanismes régulatoires (ARENH, NEBEF) viennent aggraver l'aléa moral dont souffrent les fournisseurs, surtout alternatifs, sur la bonne prévision de leur portefeuille.

Par ailleurs, même si cela doit être confirmé à dire d'expert, l'amplitude de l'aléa sur la consommation est supérieur à celui sur la disponibilité des groupes.

Ces deux phénomènes en se conjuguant créent une forte dissymétrie qui devrait se refléter dans les deux prix payés en cas d'écart par les fournisseurs et les responsables de périmètre de certification. Cette dissymétrie pourrait se concrétiser par un tunnel de tolérance de 15% existant pour les fournisseurs uniquement (10% correspondant à l'amplitude de la tolérance dans le cas du complément de prix ARENH, qui reflète l'aléa moral lié à ce mécanisme, 5% pour les NEBEF correspondant au gisement indicatif des effacements).