Questionnaire n°1

Contribution des fédérations représentatives des ELD

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 ?

Cette question relève de la modélisation de RTE.

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 ?

L'évaluation du risque de défaillance doit reposer sur une prise en compte des réseaux et des contraintes associées. Ce risque doit par ailleurs intégrer un volet régional, à l'image de l'expérimentation Bretagne ou des dispositifs EcoWatt ou des ordres EJP spécifiques en régions Bretagne et PACA.

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 basée sur la prévisibilité de sa consommation au regard de son historique de consommation (mesurée par la comparaison des courbes de charge « Prévu/réalisé »). La thermosensibilité de sa consommation devra être prise en considération. Tous les consommateurs doivent supporter le risque de défaillance, à hauteur de leurs consommations respectives. Il faut prendre en compte toutes les consommations, en particulier celles dont l'aléa est le plus fort et qui contribue le plus au risque de défaillance. Ces dernières seront davantage pénalisées.

En revanche, attention aux petites structures (selon la taille du responsable du périmètre de certification) qui ne bénéficieront pas d'un effet foisonnement et qui auront des aléas mécaniquement plus importants.

Q4. Que doit recouvrir le Coefficient de sécurité ?

Il doit prendre en compte la défaillance d'un ouvrage de production, de réseau ou d'une interconnexion, ainsi que la thermosensibilité. Cette dernière ne doit pas forcément être basée sur la température

nationale. Le coefficient de sécurité est également lié à la taille du portefeuille clients, ainsi qu'à la typologie des clients que le constituent.

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 ?

Nous n'avons pas de méthode spécifique à présenter.

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 ?

La méthode proposée doit s'appuyer sur les critères de certification qui dépendent de la nature des installations de production et/ou d'effacement intégrées dans le mécanisme. Elle est spécifique à chaque moyen de production et/ou d'effacement, en fonction de ses caractéristiques techniques : puissance, comportement historique, nature (PV, fil de l'eau), temps d'activation...

Les contraintes réseaux venant potentiellement réduire la disponibilité d'une capacité doivent être intégrées.

Nous souhaitons attirer votre attention sur les modalités spécifiques qui devront s'appliquer à la certification en masse des petites installations.

Les paramètres de certification sont à régionaliser, notamment pour les productions à énergies renouvelables. (exemple : la capacité d'une installation photovoltaïque n'est pas identique au Nord et au Sud de la France).

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 ?

Vérification aléatoire et contrôle de la production effective (ou des effacements effectifs) au regard des ordres d'appel, sur la base des courbes de charges. Ce contrôle doit aussi prendre en compte les effets rebonds (rebonds de consommation, une fois l'ordre d'effacement terminé).

Quel serait le Niveau de capacité effectif pour une capacité indisponible durant toute la période de pointe PP2 ?

Les données à prendre en compte pour les paramètres sont les caractéristiques techniques des installations (puissance, temps d'activation, variabilité ....). Ils sont fonction de chaque installation. Pour les

mesures, il faut prendre en compte celles de la courbe de charge mesurée par les dispositifs de comptage, en cohérence avec les heures d'appels ou les ordres d'effacements.

Q8. Selon vous quels doivent être les paramètres et mesures à prendre en compte pour estimer le niveau de capacité effectif d'une capacité ?

Les données à prendre en compte sont celles de la courbe de charge mesurée par les dispositifs de comptage, en cohérence avec les heures d'appels ou les ordres d'effacements.

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 ?

Les caractéristiques doivent être complètement cohérentes. Ainsi, pour des productions intermittentes, les conditions pour atteindre un niveau de capacité devront être définies (exemple : vitesse de vent, débit d'eau, ensoleillement, etc.). Lors de la certification, on mesurera une production grâce à la courbe de charge ou à des contrôles terrains à des conditions (climatiques) données, et on certifiera sur ces déclarations.

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 ?

Des précisions doivent être apportées concernant les installations de production ou d'effacement sur la clientèle de masse (Photovoltaïque en obligation d'achat, effacements diffus, …).

<u>Périodes de pointe (PP1 et PP2)</u>
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 ?

Les défaillances de production n'ont pas forcément lieu au moment des pointes. 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. Ce risque peut exister à tout moment. Ce sont plutôt les conséquences qui ne seront pas les mêmes entre les heures de pointe et les heures creuses.

Les heures de pointes nationales ne sont pas identiques aux heures de pointe régionales, et ne correspondent pas forcément à celles où le risque de défaillance est le plus élevé. La défaillance arrive généralement lorsque plusieurs événements indépendants arrivent successivement : indisponibilité d'une ligne THT, faible hydraulicité puis avarie soudaine sur un moyen de production.

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 ?

Il est impératif de préciser les définitions de PP1 et PP2, et notamment l'existence de différentes PP2 selon la nature des installations.

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 ?

L'incitation économique devra être réalisée telle qu'elle est réalisée aujourd'hui pour le mécanisme d'ajustement ; c'est-à-dire qu'un fournisseur aura tout intérêt à couvrir exactement son obligation, sans spéculation à la hausse ou à la baisse. En cas d'écart, selon le sens global de RTE (court ou long), il aura au mieux une rémunération au même niveau que s'il s'était couvert au préalable.

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 ?

Le meilleur moyen d'estimer la puissance de référence d'un consommateur est de se baser sur l'historique des puissances atteintes issues des courbes de charge télérelevées ou, à défaut, sur une puissance basée sur sa puissance souscrite.

Une vigilance particulière est à exercer sur le calage des pointes sur PP1 par typologie de client, pour éviter tout risque d'une surévaluation d'une pointe PP1 que le client n'atteindrait pas.

Il faut faire attention également aux effets induits : en effet, en fonction du prix du marché du moment et de la pointe, un fournisseur ne devra pas pouvoir arbitrer sur le fait de s'allouer la capacité ou alors de pouvoir l'attribuer à un effaceur.

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 ?

A priori, tel le RE aujourd'hui, le responsable de périmètre de certification (RPC) pourra gérer un portefeuille de plusieurs fournisseurs, et ce sera à lui de gérer les coûts de gestion à affecter à chacun d'eux. Il faudra veiller à ce que le mécanisme ne favorise pas davantage les RPC de plusieurs millions de clients par rapport aux RPC régionaux ayant des petits portefeuilles.

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 ?

La menace significative de la sécurité d'approvisionnement pourrait être celle qui va au-delà de la capacité assurée par RTE actuellement, dans le cadre des réserves primaire et secondaire.

La contribution réelle des interconnections devra être estimée à un pas de temps suffisamment fin.

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 ?

Le principe du mécanisme de règlement des écarts utilisé dans le cadre du dispositif RE pourrait être adapté ici.

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…) ?

Pas de réponse spécifique.

<u>Règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification</u>
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 ?

A priori, tel le RE aujourd'hui, le responsable de périmètre de certification (RPC) pourra gérer un portefeuille de plusieurs fournisseurs, et ce sera à lui de gérer les coûts de gestion à affecter à chacun d'eux. Il faudra veiller à ce que le mécanisme ne favorise pas davantage les RPC de plusieurs millions de clients par rapport aux RPC régionaux ayant des petits portefeuilles.

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 ?

Les données de mesure du GRD doivent permettre de vérifier ex-post que les déclarations des exploitants sont correctement évaluées.

Les contrats RPC/exploitants devront préciser les responsabilités de chacun, notamment des conséquences financières d'une indisponibilité de la capacité.

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 principe du mécanisme de règlement des écarts utilisé dans le cadre du dispositif RE pourrait être adapté ici (prix élevé s'il est court, prix faible s'il est long).

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 ?

Le principe du mécanisme de règlement des écarts utilisé dans le cadre du dispositif RE pourrait être adapté ici.

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…) ?

Le principe du mécanisme de règlement des écarts utilisé dans le cadre du dispositif RE pourrait être adapté ici.

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 ?

Il est difficile de répondre à cette question tant que le mécanisme n'est pas défini dans sa globalité.