Concertation de RTE sur le Mécanisme de Capacité – Questionnaire n°1

Réponse d'EDF

04/02/2013

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 mécanisme de capacité a pour objet fondamental d'assurer un niveau suffisant de sécurité d'approvisionnement du système électrique et de révéler le prix de la capacité nécessaire à cette assurance. Conformément à l'article 11 du décret 2006-1170 du 20 septembre 2006, le critère de sécurité d'approvisionnement retenu par les pouvoirs publics repose sur une durée de défaillance qui doit demeurer, en espérance, inférieure à 3 heures par an.

L'estimation des risques de défaillance, c'est à dire des situations où la production disponible serait insuffisante pour couvrir la consommation, doit s'appuyer sur une approche probabiliste, simulant l'ensemble des avenirs possibles de l'équilibre offre-demande. Ces simulations doivent tenir compte des principaux aléas qui peuvent affecter la consommation et la production. Les principaux aléas affectant la consommation sont la température (et la nébulosité), ainsi que la conjoncture économique. Ceux affectant la production sont l'indisponibilité des capacités, l'hydraulicité, le vent et l'ensoleillement. Afin de disposer de la meilleure estimation possible, ces simulations doivent reposer sur un nombre important de situations, représentatif de la combinaison possible des aléas et de leur éventuelle corrélation. Ainsi, les aléas de température, d'hydraulicité, de vent et d'ensoleillement, doivent être représentatifs de l'historique constaté de ces aléas sur la plus grande période disponible.

Ces simulations doivent tenir compte également des capacités d'interconnexion et des capacités d'importation dépendantes de l'équilibre offre-demande des pays voisins.

L'estimation des risques de défaillance doit reposer sur une méthode homogène à celle utilisée par RTE pour le bilan prévisionnel, qui vise à vérifier le respect ou non du critère de sécurité d'approvisionnement retenu par les pouvoirs publics.

EDF dispose de modèles de simulations qui lui sont propres et est prêt à fournir des éléments sur son appréciation des risques de défaillance (cf. réponse Q10).

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 ?

EDF
22-30, avenue de Wagram
75008 Paris
www.edf.com

Conformément à ce que prévoit l'article 3 du décret , la modélisation de l'équilibre offre-demande et l'évaluation des risques de défaillance en France métropolitaine continentale doivent être menées en tenant compte des équilibres offre-demandes des pays voisins et des capacités d'interconnexion de la France avec les autres pays européens. Cette prise en compte doit être implicite, c'est-à-dire que les possibilités d'échanges en situation de tension sur l'équilibre offre-demande français doivent être prises en compte dans le dimensionnement des obligations de capacité pesant sur les fournisseurs de consommateurs situés en France métropolitaine continentale.

Au niveau de la représentation du système français, une modélisation de type plaque de cuivre semble la plus légitime.

La mise en place du mécanisme d'obligation de capacité a en effet vocation à traiter du besoin de capacité national, mais n'a pas vocation à traiter des besoins spécifiques de certaines régions. Les besoins de localisation de capacité dans certaines régions peuvent être traités par d'autres dispositions qui existent déjà, telles celles prévues aux articles L311-10 et suivants et L321-9 et suivants du code de l'énergie (mises en œuvre notamment pour palier le déficit de production en Bretagne). L'introduction d'un volet régional viendrait par ailleurs complexifier énormément le dispositif, s'éloignerait du modèle de marché en vigueur sur l'énergie, et viendrait questionner la péréquation tarifaire.

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 sécurité d'approvisionnement bénéficie à l'ensemble des consommateurs. Le coût de cette garantie doit donc être équitablement réparti entre les différentes catégories de consommateurs, et les pertes réseaux, en fonction de leur contribution respective au risque de défaillance.

Les règles doivent permettre d'établir la méthode d'estimation de la contribution au risque pour chacune des catégories de consommateurs, qui permettront de répartir ce coût. Cette méthode devra corriger la consommation constatée de chaque consommateur de sa sensibilité à la température conformément à l'article 4 du décret. Elle devra donc chercher à établir ce qu'aurait été la consommation de chaque consommateur pour une température normative de référence établie en cohérence avec les simulations probabilistes de l'équilibre offre-demande évoquées en question 1. Il y a lieu de distinguer a minima les trois grandes catégories suivantes : les consommateurs profilés d'une part, les consommateurs télérelevés au sens de la section 2 des Règles RE/MA d'autre part, et enfin les pertes des gestionnaires de réseaux.

Pour les consommateurs profilés, l'estimation de la puissance à température normative de référence peut être faite à partir du gradient de thermosensibilité défini par sous-profil dans les Règles RE/MA et de la consommation du client (estimée par le facteur d'usage).

Pour les consommateurs télérelevés, il s'agit d'estimer leur contribution au risque de défaillance à partir de la dispersion de leur consommation, estimée par exemple sur la base d'un historique, celle-ci étant également retraitée de la température le cas échéant.

On trouve parmi eux :

- des sites thermosensibles pour lesquels on ne dispose pas à date de gradients partagés. Cette catégorie pourrait croître avec le déploiement des compteurs communicants pour les PME-PMI puis pour les clients inférieurs à 36kVa d'ici 2016. Des panels statistiques peuvent être mis en place par le distributeur dans le cadre de la gouvernance profilage et des gradients pourront être définis afin d'établir des valeurs de la puissance de référence. Aujourd'hui, les télérelevés thermosensibles peuvent être identifiés par leur secteur d'activité (grande distribution, tertiaire, …).
- des sites télérelevés non thermosensibles ayant essentiellement des activités industrielles fortement soumises aux aléas de la conjoncture économiques.

Enfin, pour les pertes réseaux des GRD, il pourrait être opportun de s'appuyer sur les modèles utilisés dans la reconstitution des flux et les résultats de la réconciliation temporelle. Quant aux pertes du réseau de transport, qui ne font pas l'objet d'un modèle, l'estimation de leur contribution au risque de défaillance pourrait se faire sur la base d'un historique.

Q4. Que doit recouvrir le Coefficient de sécurité ?

Le coefficient de Sécurité doit être déterminé par RTE de sorte que la couverture de la somme des obligations de capacité permette de respecter le critère de sécurité d'approvisionnement retenu par les pouvoirs publics (3 heures de défaillance en espérance par an).

L'introduction de ce coefficient doit permettre de couvrir l'ensemble des aléas qui ne sont pas pris en compte dans le calcul des puissances de référence des consommateurs et des niveaux de capacité certifiés des capacités de production et d'effacement. Concrètement, il doit refléter l'estimation des aléas ne pouvant pas être attribués à une catégorie de consommateurs en particulier, et qui doivent de ce fait être mutualisés sur l'ensemble de la consommation. Il doit également intégrer la contribution des interconnexions à la réduction du risque de défaillance et du besoin de capacité qui en découle sur le périmètre France métropolitaine continentale.

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 ?

Pour les consommateurs profilés, la méthode de calcul de la part thermosensible telle que décrite dans le chapitre F de la section 2 des règles RE/MA et qui fait foi pour l'estimation de leur courbe de charge nous semble être directement exploitable pour ce nouveau besoin. La mise en œuvre d'une méthode alternative pourrait être source de complexité inutile. Il sera important de préciser la manière de prendre en compte le coefficient de calage national de la reconstitution des flux, ainsi que le degré de maturité nécessaire dans les rejeux de données de consommation pour garantir une qualité de données suffisante. A minima, une donnée publiée en M+3 semble pertinente, comme établi dans le dispositif ARENH pour la publication des données de consommation constatée.

En ce qui concerne les consommateurs télérelevés, leur thermosensibilité peut être estimée par l'analyse de la dispersion de leur consommation en fonction de leur secteur d'activité (industriel ou tertiaire, par exemple).

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 contribution d'une capacité doit être évaluée avec une méthode cohérente avec celle évoquée en question 1, qui doit servir à estimer les risques de défaillance.

Elle peut être estimée comme le produit de trois grandeurs :

- La puissance nominale
- La disponibilité prévisionnelle sur la période PP2
- Le facteur de charge à la pointe

La détermination de la disponibilité prévisionnelle et sa mesure doivent tenir compte du poids des risques de défaillance sur les différents mois constituant la période PP2, afin d'être la plus représentative de la contribution apportée par la capacité, d'inciter à un placement optimal des indisponibilités programmées et de dimensionner in fine correctement les capacités nécessaires au système.

Le facteur de charge à la pointe reflète le fait que même si la capacité est disponible, sa puissance sur la période PP2 peut être significativement inférieure à sa puissance nominale, de manière prévisible d'un point de vue statistique, en raison soit d'aléas exogènes (qui pèsent sur certains types de capacités), soit de limites existant sur les possibilités d'activation de la capacité . Ce facteur permet de traiter en particulier le cas des capacités intermittentes et celles disposant d'un stock limité d'énergie utilisable. L'évaluation du facteur de charge doit être réalisée par RTE de manière cohérente avec la modélisation utilisée pour estimer le risque de défaillance et élaborer le bilan prévisionnel. La contribution au risque de défaillance des effacements devra tenir compte des caractéristiques de l'effacement (nombre d'occurrences possible d'activation sur la période PP2, durées possibles d'activation par jour…). Par exemple, des effacements courts, ne permettant de couvrir que la pointe journalière du soir se verront attribuer des garanties de capacité moins importantes que des effacements longs (au prorata de leur contribution à la diminution du risque de défaillance). Ainsi, différents formats d'effacement pourront être considérés et associés à différents niveaux de garantie de capacité, en fonction du degré de couverture de la période de défaillance. Il conviendra toutefois de limiter le nombre de formats possibles afin de maîtriser le dispositif et de le rendre opérant. La certification de certaines capacités hydrauliques relèvera de la même problématique.

Les caractéristiques techniques nécessaires à l'évaluation par RTE du facteur de charge à la pointe doivent comprendre a minima :

- la typologie et technologie des ouvrages
- les contraintes de stock maximum d'énergie utilisable ;
- les éventuelles contraintes de durées maximum d'utilisation / intervalles minimum entre utilisations successives.

Les différentes ressources devront faire l'objet, sur les bases décrites ci-dessus, de certifications adaptées à leurs caractéristiques. En particulier, pour les moyens de production intermittents subissant d'importants aléas exogènes (comme le vent et l'ensoleillement), la disponibilité prévisionnelle devra uniquement refléter les situations où la centrale est en état de fonctionnement. L'aléa de vitesse du vent devra être représenté par le facteur de charge à la pointe qui sera déterminé de manière normative par RTE à partir d'un historique significatif caractérisant ces aléas et conformément à la modélisation retenue pour la détermination du risque de défaillance. Dans tous les cas, la disponibilité prévisionnelle doit tenir compte du poids des risques de défaillance sur les différents mois constituant la période PP2.

Les valeurs des facteurs de charge à la pointe, et les pondérations servant à calculer la disponibilité moyenne sur la période PP2 devront être recalculées périodiquement par RTE en fonction de l'évolution de la demande et du parc de production et communiquées de manière transparente en amont du processus de certification.

Les limitations éventuellement imposées lors des conventions de raccordement (notamment sur les réseaux de distribution) devraient également être prises en compte dans les niveaux de capacité certifiés.

EDF est disposée à fournir quelques illustrations de la méthodologie proposée ci-dessus lors de la session consacrée à la certification des capacités.

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 méthode de mesure du niveau de capacité effectif doit être adaptée aux caractéristiques techniques des différentes capacités, en cohérence avec les principes ayant servi à déterminer le niveau de capacité certifié (décrits à la réponse précédente).

Le niveau de capacité effectif est le produit des trois grandeurs :

- La puissance nominale
- La disponibilité constatée sur la période PP2
- Le facteur de charge à la pointe

Puissance nominale et facteur de charge à la pointe sont les mêmes valeurs que celles ayant servi à déterminer le niveau de capacité certifié (décrites à la réponse précédente).

Des vérifications devront permettre de s'assurer du caractère effectif, du niveau de puissance nominale, de la disponibilité et du respect des caractéristiques ayant servi à caler le facteur de charge lors de la certification. Comme pour la certification, la disponibilité constatée sur la période PP2 doit tenir compte du poids des risques de défaillance sur les différents mois constituant la période PP2.

La vérification du niveau de capacité effectif sur PP2 pourra s'appuyer sur l'obligation (pour la plupart des capacités) d'offrir la puissance disponible (non programmée) sur le mécanisme d'ajustement. Pour les capacités ayant un prix d'offre dont le niveau n'assure pas l'appel sur PP2, des vérifications aléatoires devront pouvoir être effectuées, pour vérifier les niveaux de puissance effective.

Le contrôle de la disponibilité devra tenir compte d'une bande de tolérance autour de la disponibilité prévisionnelle annoncée lors de la certification. En effet, les aléas affectant la disponibilité des capacités et pouvant amener cette disponibilité à différer de sa valeur moyenne sont déjà pris en compte dans la modélisation du paysage de défaillance. Pénaliser tout écart à la disponibilité prévisionnelle reviendrait à prendre deux fois en compte cet aléa en incitant à une prise de marge par rapport à la disponibilité véritablement anticipée, ce qui conduirait à un surdimensionnement des capacités par rapport au niveau nécessaire.

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 ?

Voir réponse à la question Q7

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 ?

Un Exploitant de capacité est celui qui fait certifier une capacité liée à une installation de production d'électricité, ou liée à un effacement.

Concernant les capacités de production, les dispositions législatives existantes nous paraissent suffisantes pour identifier l'exploitant de capacité. L'exploitant de capacité liée à une installation de production d'électricité est l'exploitant de l'installation de production d'électricité, c'est à dire celui qui détient l'autorisation d'exploiter cette dernière, conformément aux dispositions du code de l'énergie.

Concernant les effacements, la notion d'exploitant de capacité est à rattacher à la notion d'opérateur d'effacement en cours d'établissement dans le cadre de l'élaboration des règles NEBEF.

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 ?

L'objectif du décret est de limiter les risques de défaillance à un niveau jugé acceptable par le législateur et renvoie au dimensionnement adéquat des capacités de production et d'effacement permettant d'assurer ce niveau de sécurité d'approvisionnement. Le risque de défaillance dont il est question ici doit donc se comprendre de manière probabiliste en considérant de manière prévisionnelle l'ensemble des aléas pouvant affecter l'équilibre offre-demande.

Les risques de défaillance résultent de la combinaison de plusieurs aléas, affectant la consommation et la production. Les simulations probabilistes de l'équilibre offre-demande (cf. réponse Q1) permettent d'identifier les heures de défaillance. Même si elles sont associées majoritairement à des situations de forte demande, elles ne résultent pas exclusivement d'aléas sur la consommation. Même si le nombre d'heure de défaillance est faible, leur survenue est aléatoire et répartie sur un nombre d'heures élevé (couvrant tout l'hiver). Il est donc impossible de définir à priori un panel d'heure limité qui couvrirait l'ensemble du risque de défaillance. A titre illustratif, se caler uniquement sur les 200 heures statistiquement de plus forte consommation ne permettrait de couvrir in fine qu'un peu plus de 50% des situations de défaillance que l'on cherche à éviter.

Actuellement, l'ensemble des occurrences de défaillance en France se concentre sur les jours ouvrés d'hiver, sur les mois de novembre à mars, avec un poids respectif des risques de défaillance sur ces 5 mois que l'on peut estimer de l'ordre de : 1% sur novembre, 8% sur décembre, 70% sur janvier, 20% sur février, 1% sur mars. Les heures concernées par des risques de défaillance ne se limitent pas à la pointe du soir, mais concernent a minima la totalité des heures de pointe (8h-20h), voire une plage un peu plus large.

L'ensemble des heures pendant lesquelles le risque de défaillance est significatif est susceptible d'évoluer dans le futur, en fonction de l'évolution de la consommation et de celle des capacités de production et d'effacement (y compris effacements tarifaires). Les paramètres utilisés notamment pour certifier les capacités devront donc pouvoir être réévalués régulièrement.

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 absolument fondamental que la période de référence PP2 pour le calcul des garanties de capacité soit définie ex-ante et reflète l'ensemble du paysage de défaillance du système électrique, pour évaluer au plus juste la contribution des capacités à la réduction des risques de défaillance.

Comme indiqué précédemment, les risques de défaillance aujourd'hui en France se concentrent essentiellement sur les mois de décembre, janvier, février avec des risques résiduels plus faibles sur mars et novembre.

La période PP2 doit englober les jours ouvrés de ces 5 mois (en se concentrant sur les heures sur lesquelles existe un risque significatif de défaillance) et tenir compte du poids différent des risques de défaillance sur chacun de ces mois. Il est important de tenir compte de cette pondération statistique dans l'évaluation de la disponibilité prévisionnelle, ainsi que dans celle du facteur de charge à la pointe (voir Q6) afin d'inciter au bon dimensionnement des capacités ainsi qu'au bon placement des arrêts pour maintenance.

Il en est de même pour l'évaluation du facteur de charge à la pointe. Par exemple, le niveau de garantie associé à des effacements qui se concentreraient exclusivement sur la pointe du soir (18h-20h) doit tenir compte du poids des risques de défaillance qui se concentrent sur cette plage horaire par rapport à l'ensemble de la période PP2. Le contrôle des capacités certifiées et la détermination du niveau de capacité effectif doivent s'opérer sur les mêmes bases.

Une mesure du niveau de capacité calée sur une période PP2 définie ex post (en référence aux heures les plus chargées de l'hiver) conduirait à l'inverse à surdimensionner les capacités par rapport au besoin du système et à renchérir le dispositif au détriment du consommateur final. Elle induirait en effet un risque et une volatilité certaine sur le niveau des capacités, dont la disponibilité ou la puissance sont saisonnalisées (pour tenir compte du poids plus important des risques de défaillance en janvier qu'en février ou mars), selon que ces heures se concentrent sur le cœur de l'hiver (janvier) ou pas.

Par souci de cohérence, la période PP1 servant à déterminer l'obligation de chaque fournisseur pourrait également être centrée sur les jours ouvrés de novembre à mars. La détermination de la période PP1 peut toutefois relever de différentes logiques. Trois solutions ont été identifiées à ce stade :

- Méthode ex ante : par exemple, PP1=PP2
- Méthode ex-post avec deux options :
    - PP1 = heures de pointe mobile définies sur un format équivalent à celui de tarif Tempo (22 jours, 16h). Ces jours doivent être définis ex post en référence à un critère de tension dans le système électrique (niveau de marge calculé par RTE, prix élevés, niveau de consommation, autre…).
    - PP1 = jours identifiés de tension sur le système électrique. Chaque jour est homogène à la durée de la pointe mobile du tarif Tempo (6h-22h), la tension sur le système est caractérisée la veille pour le lendemain par RTE. Le nombre d'appels peut varier entre 0 et 22.

Chacune des méthodes présente avantages et inconvénients au regard de :

- la stabilité de la prévision de demande en situation de pointe, liée à la précision des modèles d'aléa climatique, notamment en conditions extrêmes ;
- la non discrimination entre la réduction du montant de l'obligation de capacité par réduction de la consommation et la certification de capacité d'effacement ;
- La simplicité et la robustesse de la mise en œuvre.

L'analyse est en cours et une réponse plus détaillée sera proposée lors de la session sur l'obligation du fournisseur.

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 des fournisseurs à respecter leur obligation de capacité repose sur le prix de règlement des écarts qu'ils auront à payer en cas d'écart négatif, en particulier lorsque la sécurité du système est menacée de manière significative. Ce prix doit les inciter à disposer d'un montant de garanties suffisant pour respecter leur obligation et par là-même le critère de sécurité d'approvisionnement retenu par les pouvoirs publics.

Le prix du règlement des écarts des fournisseurs doit être supérieur au coût complet annuel d'un moyen d'extrême pointe lorsque la sécurité du système est menacée de manière significative. Ceci afin d'inciter à moyen terme à ce que la demande de garanties de capacité de la part des fournisseurs soit suffisante pour

induire un développement de nouvelles capacités ou des actions de maîtrise de la demande permettant in fine à l'ensemble des fournisseurs de remplir leur obligation.

Les fournisseurs doivent également être incités à acheter/vendre leur solde anticipé de garanties sur le marché plutôt que d'avoir volontairement recours au processus de rééquilibrage.

A cette fin, un fournisseur en déséquilibre positif ne doit pas recevoir plus au titre du processus de rééquilibrage que ce qu'il aurait pu obtenir s'il avait vendu sa position longue sur le marché de la capacité. Inversement les versements au titre du processus de rééquilibrage pour un fournisseur court doivent être plus élevés que le prix du volume de capacité correspondant sur le marché.

Comme le précise le décret, cette incitation doit se faire à moyen terme, c'est-à-dire que les fournisseurs doivent être incités à anticiper leur montant d'obligation et à aller sur le marché le plus tôt possible et pas seulement attendre la séance de marché finale une fois l'obligation connue.

Pour ce faire, le prix du règlement des écarts doit être basé sur la référence du prix de marché de la capacité. Ce prix doit être majoré d'une pénalité pour les règlements des écarts négatifs (cette pénalité doit néanmoins rester raisonnable afin de ne pas induire de prises de marges excessives qui conduiraient à un suréquipement du système) et diminué de manière équivalente dans le cas des rééquilibrages positifs. Le prix de référence de la capacité doit refléter toutes les sessions d'échanges et pas seulement les plus tardives.

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 ?

Dès lors que les modalités et paramètres de calcul pour évaluer la puissance de référence des clients, ainsi que le coefficient de sécurité, sont fixés et connus 4 ans à l'avance, les fournisseurs disposent de tous les éléments pour évaluer leur obligation en fonction de l'évolution de leur portefeuille de clients.

Si le mécanisme de rééquilibrage est incitatif, les fournisseurs seront naturellement incités à réaliser les estimations les plus justes possibles de leur consommation de référence. Au-delà de l'évolution de leur portefeuille de clients, il est important qu'ils disposent également d'informations prévisionnelles régulières sur l'état global du système, le niveau global d'obligations nécessaires et le niveau des capacités certifiées (comme le prévoit les articles 15 et 18 du décret).

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 ?

Les prix de règlement des écarts des fournisseurs et des responsables de périmètre de certification doivent être identiques pour éviter des arbitrages entre les deux dispositifs (dès lors qu'un certain nombre de fournisseurs sont également exploitants de capacité) et éviter des biais dans le mécanisme qui sera mis en place.

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 situation de menace significative de la sécurité d'approvisionnement correspond à une situation qui s'écarte de façon significative du critère de sécurité d'approvisionnement retenu par les pouvoirs publics (3 heures de défaillance en espérance par an).

Elle peut s'apprécier au regard de l'écart global du système, correspondant à la différence entre la somme des garanties des responsables de périmètres de certification et la somme des obligations des fournisseurs. Ceci doit se faire en cohérence avec la représentation probabiliste de l'équilibre offre-demande évoquée en Q1 afin de relier écart global du système (exprimé en GW) et nombre d'heures de défaillance en espérance. Un prix de règlement des écarts supérieur au coût annuel d'un moyen d'extrême pointe ne devrait intervenir que pour des écarts significatifs du système global.

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 prix de règlement des écarts doit éviter que le dispositif ne génère des prix « binaires », très différents, selon que le système global est légèrement excédentaire ou légèrement déficitaire.

Dans le cas où la sécurité d'approvisionnement du système est conforme au niveau souhaité, le règlement financier des écarts doit reposer sur le prix de marché de la capacité. Le prix de marché de la capacité évoluera naturellement en fonction de l'écart entre le montant global des garanties et le montant global des obligations. De ce fait, les règlements des écarts seront naturellement plus élevés en situations proches de l'équilibre qu'en situations détendues.

Pour éviter une discontinuité des écarts entre le cas où la sécurité d'approvisionnement n'est pas menacée et le cas où elle l'est, l'approche suivante pourrait être retenue :

- le prix de règlement des écarts, lorsque la sécurité d'approvisionnement est menacée de façon significative, serait calé en référence au coût annuel d'un moyen d'extrême pointe (TAC par exemple), augmentée d'une pénalité ;
- le prix de règlement des écarts serait établi par interpolation linéaire lorsque le système global est en déficit, mais que la sécurité n'est pas menacée de façon significative. Si on appelle E l'écart entre le montant global des obligations et le montant global des certificats et S le niveau de l'écart à partir duquel la sécurité du système est menacée de façon significative :

- si E < 0 alors Pécart = prix de la capacité
- si S > E >0 alors $P_{écart} = \frac{E}{S} * 2 * P_{TAC} + \left(1 - \frac{E}{S}\right) * P_{capa}$

Il est essentiel pour assurer un bon fonctionnement du mécanisme d'obligation de capacité que le prix de la capacité soit relativement stable. En particulier il faut éviter un effondrement du prix à zéro dès que le système est légèrement excédentaire. En effet, d'un point de vue sécurité du système, les situations où E=+1MW et E=-1MW sont indiscernables.

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…) ?

Le prix de règlement des écarts s'établirait selon les modalités décrites aux réponses précédentes.

Le prix de règlement des écarts s'appuierait pour une large part sur le prix de marché de la capacité. A cette fin, le prix de marché doit être basé sur l'ensemble des sessions d'échanges afin d'être à la fois transparent, prévisible et de ne pas se concentrer sur les échanges effectués après la communication des obligations aux fournisseurs puisqu'à ce moment, comme plus aucun levier n'est disponible, le risque d'instabilité du prix est le plus fort.

Afin d'être incitatif, conformément à la question 12, le prix unitaire pourrait comporter un coefficient différenciant le prix unitaire à appliquer pour un écart positif et pour un écart négatif. Ce coefficient, analogue au coefficient k des règles MA/RE, assurerait que le prix unitaire pour un écart positif soit légèrement inférieur au prix de marché de la capacité et qu'inversement le prix unitaire pour un écart négatif soit légèrement supérieur au prix de marché de la capacité.

Ce mécanisme basé sur le prix de marché peut être complété comme détaillé en réponse à la question 16, afin d'assurer une continuité du montant du règlement au fur et à mesure que la sécurité du système devient de plus en plus menacée.

A titre transitoire, un règlement des écarts basé sur un prix régulé pourrait peut-être également s'envisager, en vue notamment d'assurer une stabilité du prix de la capacité. Cette solution pourrait être envisagée dans une phase de maturation du mécanisme de capacité si le prix de marché de la capacité s'avérait trop volatil et ne pouvait servir de référence. La fixation de son niveau soulèverait toutefois la question du juste prix à considérer en fonction de l'état du système global. Un prix mal fixé risquerait de mettre en danger le respect du critère national de défaillance.

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 ?

Comme pour les fournisseurs (voir réponse à la question Q12), l'incitation économique des exploitants à respecter leur engagement repose sur le prix de règlement des écarts que les responsables de périmètre de certification auront à payer en cas d'écart négatif, en particulier lorsque la sécurité du système est menacée de manière significative. Il n'y a pas lieu d'ajouter de pénalité supplémentaire, en plus du prix de règlement des écarts des RPC. Il est important qu'une clarification s'opère vis-à-vis de ce que prévoyait initialement le code de l'énergie (pénalité supportée par l'exploitant de capacité) afin d'éviter tout risque de double pénalité.

Le prix du règlement des écarts des responsables de périmètre de certification doit être supérieur au coût annuel d'un moyen d'extrême pointe lorsque la sécurité du système est menacée de manière significative. Ceci les incitera fortement à respecter leur engagement dans cette situation.

Dans les autres situations, cette incitation doit se traduire par un règlement financier des écarts imposant un règlement des écarts négatifs plus important en valeur absolue que le prix de marché de la capacité, afin d'inciter un acteur court à se rééquilibrer en achetant au besoin la capacité sur le marché plutôt que d'attendre le règlement financier des écarts. Inversement et pour les même raisons, le règlement des écarts positifs doit être inférieur en valeur absolue au prix de marché de la capacité.

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 ?

L'incitation à la transmission sincère de l'information doit reposer sur deux piliers : des actions de contrôles menées avec une périodicité adéquate d'une part, et d'autre part un prix du règlement des écarts basé sur le prix de la capacité mais incluant une certaine pénalité.

Les actions de contrôle seront à adapter aux caractéristiques des capacités.

Pour les moyens de production existants, on pourra ainsi s'appuyer sur un historique de la disponibilité constatée sur plusieurs années sur la période de pointe retenue.

Pour les nouveaux moyens de production, la certification devra s'appuyer sur des éléments qui permettent de vérifier la crédibilité des projets et leur mise en œuvre pour l'échéance ciblée (permis de construire, avancement des travaux, passation de contrats auprès de constructeurs, équipementiers…). Une information a minima annuelle sur l'état d'avancement des projets devra être apportée. On pourra, pour leur disponibilité, s'appuyer sur des taux de disponibilité normatifs reconnus par la profession pour leurs premières années d'exploitation.

Les possibilités effectives d'effacement des clients sur la période de pointe retenue devront pouvoir être contrôlées et les formats déterminés à partir des contrats signés entre l'opérateur d'effacement et les clients.

La vérification du niveau de capacité effectif sur PP2 pourra s'appuyer sur l'obligation (pour la plupart des capacités) d'offrir la puissance disponible (non programmée) sur le mécanisme d'ajustement. Pour les capacités ayant un prix d'offre dont le niveau n'assure pas l'appel sur PP2, des vérifications aléatoires devront pouvoir être effectuées, pour vérifier les niveaux de puissance effective. Pour les capacités de production dites « fatales » la vérification devra se faire au travers de méthodes statistiques reposant sur l'historique de

production de la capacité afin de s'assurer de la véracité de la puissance nominale de la capacité et de sa puissance effective.

Le règlement des écarts se faisant à la maille d'un responsable de périmètre de certification et pas à la maille de la capacité individuelle, ces tests devront pouvoir être faits pour un ensemble de capacité si cela permet une gestion du contrôle plus simple.

Comme indiqué en réponse à la question 16, l'incitation économique des exploitants à respecter leur engagement reposera fondamentalement sur le prix de règlement des écarts que les responsables de périmètre de certification auront à payer en cas d'écart négatif. Ce prix sera basé sur le prix de la capacité, mais inclura une certaine pénalité.

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 ?

Il est essentiel que les exploitants de capacité puissent se rééquilibrer afin que l'ensemble des acteurs soit continuellement informé du véritable niveau de capacité présent dans le système. Il est donc important de ne pas instaurer de contre-incitation ou de limite au rééquilibrage. Dès qu'un exploitant de capacité dispose d'informations nouvelles sur son niveau de capacité effectif, il est important qu'il puisse se rééquilibrer et que ces informations soient communiquées à l'ensemble des acteurs via le registre des capacités certifiées.

Dans le cas où le système global est excédentaire, le volume de rééquilibrage n'a pas à être pris en compte dans le calcul du règlement financier du responsable de périmètre de certification. Ce rééquilibrage n'a, en effet, pas fragilisé le système.

Dans le cas par contre où le système global se retrouve déficitaire et où la sécurité d'approvisionnement est menacée de manière significative, le volume algébrique du rééquilibrage, s'il s'agit d'un rééquilibrage à la baisse, doit être pris en compte et ajouté à l'écart du responsable de périmètre de certification.

Un coefficient de pondération, inférieur à 1, pourrait éventuellement être introduit pour venir diminuer le volume algébrique de rééquilibrage à ajouter à l'écart du responsable de périmètre de certification. Ce coefficient pourrait ainsi permettre de limiter la pénalité liée aux rééquilibrages afin de ne pas non plus inciter les acteurs à ne pas se rééquilibrer en temps réel. Ce coefficient pourrait varier en fonction de l'anticipation avec laquelle ils ont été opérés. Dans le cas où la sécurité d'approvisionnement se retrouve menacée de manière significative, un rééquilibrage à la baisse tardif pourrait être ainsi davantage pénalisé qu'un rééquilibrage à la baisse annoncé plusieurs années à l'avance.

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 réponse à la question 16.

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…) ?

La méthode de calcul du règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification s'appuierait sur les éléments décrits précédemment.

Voir également la réponse à la question 17.

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 ?

Le règlement des écarts des fournisseurs et celui des responsables de périmètre de certification amènent à se poser des questions similaires concernant l'arbitrage avec le marché des garanties de capacité. Par soucis de simplicité et d'efficacité il est donc préférable que les prix de règlement des écarts des fournisseurs et des responsables de périmètre de certification soient identiques.

En effet, un des objectifs du règlement des écarts des responsables de périmètre de certification est qu'il ne soit pas avantageux pour eux de sur/sous-estimer le montant des capacités lors de la phase de certification afin d'arbitrer entre l'achat/vente des garanties sur le marché et le paiement du règlement des écarts. De même le règlement des écarts des fournisseurs doit éviter l'arbitrage entre l'achat/vente des garanties sur le marché et le paiement du règlement des écarts.

Dans les deux cas il faut également veiller à ce que les prix des écarts négatifs supportés par les acteurs ne soient pas trop élevés afin de ne pas conduire à un surdimensionnement des capacités du système.

Dans les deux cas il est souhaitable lorsque la sécurité du système est menacée de manière significative de fixer le prix du règlement des écarts à une valeur fortement pénalisante.

La symétrie entre les questions pousse donc à adopter un même règlement des écarts basé sur le prix de marché de la capacité pour fournisseurs et exploitants.