Contribution d'EON au questionnaire n°3 marché de capacité

Période de pointe PP2

Q1. Selon quelle méthode définiriez-vous la période de pointe PP2 et à quelle échéance (plusieurs années à l'avance et sur une méthode théorique ; sur la base de signaux de court terme, par exemple sur un critère lié aux marges d'exploitation ou sur la consommation réalisée).

PP2 devrait inclure PP1 afin que l'engagement des exploitants de capacités permette a priori de couvrir la période couverte par l'obligation des fournisseurs.

EON estime que la période de pointe PP2 doit être définie plusieurs années à l'avance avec une méthode probabiliste construite sur la base de données historiques. Cela induira la prise en compte d'une période PP2 suffisamment large pour couvrir statistiquement les périodes de pointe de consommation constatées historiquement.

Définir plusieurs années à l'avance les heures durant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé, présente plusieurs avantages. Tout d'abord, la méthode probabiliste est le gage d'une bonne incitation à l'investissement car elle sécurise la planification et le financement d'un projet à moindre coût pour la collectivité (tous les facteurs de risques se retrouvant dans le coût moyen pondéré du capital). Ensuite, la méthode probabiliste permet aux exploitants de capacités de planifier et gérer bien en amont de la période de livraison leur programme de maintenance, les exploitants connaissant en amont la période sur laquelle il prenne un engagement vis-à-vis de RTE. Elle permet aux exploitants de garder des marges de manœuvre pour gérer leur production et leur maintenance en dehors de la période PP2, sans risquer d'encourir des pénalités pour non disponibilité effective. Enfin, elle permet de mieux adresser le principe de non discrimination entre une capacité d'effacement certifiée et une capacité d'effacement valorisée à travers une réduction effective de la consommation (ces deux notions étant différentes, il est nécessaire que les deux périodes PP1 et PP2 ne soient pas identiques et que PP2 soit plus large que PP1).

Q2. Cette méthode vous parait-elle assurer le soutien des actions de réduction de la consommation électrique aux heures de pointe ? Cette méthode vous parait-elle assurer le développement des capacités au prorata de leur contribution à la réduction du risque de défaillance ?

EON considère que c'est la période de pointe PP1 et l'obligation des fournisseurs qui doit assurer le soutien aux actions de réduction de la consommation électrique à travers le signal prix transmis au consommateur durant les heures pour lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé.

La méthode probabiliste assure le développement des capacités contribuant à la réduction du risque de défaillance à travers la définition ex-ante des périodes de disponibilité requises par PP2. En effet, les exploitants peuvent ainsi développer des capacités capables de répondre aux exigences de PP2. La décision d'investissement dans une nouvelle capacité se prenant en général plusieurs années à l'avance, il est cohérent d'adopter une méthode permettant de connaître précisément et sans aucun degré d'incertitude la période PP2 sur laquelle va devoir s'engager l'exploitant de la capacité.

Certification

Q3. Pouvez-vous, en réponse à ce questionnaire, présenter des éléments d'analyse d'une méthode d'estimation de la contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance ? Q4. Selon vous, comment est-il possible d'estimer la contribution réelle d'une capacité à la réduction risque de défaillance et quels sont les critères et paramètres à retenir ?

Les critères à prendre en compte pour estimer la contribution d'une capacité à la réduction au risque de défaillance sont les suivants :

- **La disponibilité prévisionnelle de la capacité sur la période PP2**. Le taux global de disponibilité d'une capacité de production ou d'effacement est déterminant dans le maintien de l'équilibre offre demande.

- **La prédictibilité de la disponibilité**. Les capacités dont il est possible de prédire plusieurs mois ou plusieurs semaines à l'avance la disponibilité prévisionnelle permettent de dimensionner le système électrique français assurant ainsi la sécurité d'approvisionnement au moindre coût.

- **La dispatchabilité**. Un système électrique doit être capable de faire face à des évolutions de consommation aléatoires. Les capacités dispatchables permettent de mieux maitriser l'équilibre offre-demande et donc contribue plus efficacement à la réduction du risque de défaillance.

- **Nombre d'heures de fonctionnement consécutives**. Ce critère permet de d'intégrer le nombre d'heures de fonctionnement consécutives d'une capacité au sein d'une journée, afin de mesurer la durée maximale consécutive durant laquelle il peut contribuer à la réduction du risque de défaillance. En effet, à titre d'exemple, pour le réseau, il n'est pas équivalent de pouvoir faire appel à une capacité qui ne peut offrir une disponibilité que durant deux heures par jour ou une capacité qui peut offrir une disponibilité 24H/24.

Ces critères devraient être pris en compte dans le cadre de la certification des capacités.

Q5. Compte tenu du fait que le niveau de capacité certifié est basé sur la disponibilité prévisionnelle pendant la période de pointe PP2, comment la disponibilité constatée pendant la période de pointe PP2 doit-elle être prise en compte ? Quels résultats sur la disponibilité constatée doit donner lieu à la comptabilisation d'un écart non nul pour cette capacité ?

EON considère que la disponibilité constatée est prise en compte dans le contrôle du réalisé, étape précédant le règlement financier relatif aux écarts du responsable du périmètre de certification.

Une disponibilité constatée différente de la disponibilité prévisionnelle déclarée donne lieu à la comptabilisation d'un écart non nul.

Q6. Dans quelle mesure le niveau de capacité certifié, résultant de la méthode de certification, pourrait-il s'écarter de l'estimation de la contribution au risque de défaillance d'une capacité, et pour quelles raisons ? Quelle est selon vous l'influence de la typologie de PP2 sur ce point ?

Pas de commentaires

Q7. Comment s'assurer qu'une capacité est effectivement disponible, donc activable, pendant la période de pointe PP2 ?

EON souhaite attirer l'attention de RTE sur le contenu de cette question. RTE semble présupposer qu'une capacité effectivement disponible est forcément activable. Or, dans le cas de la production fatale par exemple, les capacités peuvent être disponibles sans être pour autant activables notamment car les conditions climatiques ne s'y prêtent pas. Ainsi, la disponibilité ne prélude en rien de l'activabilité.

EON considère ainsi que le caractère « disponibilité » est différent de « l'activabilité ». La capacité d'un actif à être activable doit être traitée dans la méthode de certification à travers le critère dispatchabilité. Sa disponibilité effective, c'est-à-dire sa capacité effective à répondre à un besoin durant PP2 pourrait être traitée à travers une déclaration faite au gestionnaire de réseau qui peut passer par les différents canaux suivants :

- **Pour les capacités raccordées au RPT** : les contraintes techniques et le contrat de gestion prévisionnel échangés avec RTE font foi
- **Pour les capacités raccordées au RPD dont la production n'est pas fatale** : déclaration des capacités sur le mécanisme d'ajustement (MA) en les regroupant au sein d'une entité d'ajustement (EDA)
- **Pour les capacités d'effacement** : les capacités d'effacement doivent être intégrées au sein d'une EDA pour se déclarer sur le MA. Ces déclarations sur le MA servent de critère pour démontrer la disponibilité en complément l'existence d'une consommation sur le site, hors période d'activation de puissance minimale compatible avec la capacité d'effacement certifiée doit être vérifiée.
- **Pour les capacités raccordées au RPD dont la production est fatale** : La production constatée est le critère pour contrôler la disponibilité effective compte tenu de caractère fatale de cette production.

Q8. Faut-il prévoir des tests d'activation ?

L'objet principal du test d'activation doit être de vérifier que la capacité peut effectivement délivrer le niveau de puissance certifié.

Le cas échéant :

a. Ces tests doivent-ils programmés, ou aléatoires ?

Les tests d'activation devraient être programmés. En effet, si les tests étaient aléatoires ils pourraient être biaisés par les aléas fortuits de production

b. Combien de tests doivent être prévus pour une année de livraison donnée?

Pour les capacités raccordées au RPD et les capacités d'effacement raccordées le premier test peut s'effectuer lors de la constitution de l'EDA, puis une fois par an. Pour les capacités de production raccordées au RPT le test peut s'effectuer une fois par an.

b. ***Quelles seraient les conséquences d'une/de défaillance(s) aux tests ?***

EON estime qu'un test non convaincant peut-être refait aux frais de l'exploitant de la capacité. En cas de défaillance répétée, le niveau de certification pourrait être revu à la baisse. Enfin, si une capacité est exclue du MA, l'exploitant devrait rendre ses garanties de capacité.

Ces tests s'appliqueraient-ils à l'ensemble des capacités (capacité de production et d'effacement) ? Des capacités peuvent-elles être dispensées de tests ? Si oui, lesquelles et pour quelles raisons ?

Toutes de production et d'effacement les capacités doivent prendre part aux tests d'activation afin de garantir un bon dimensionnement du système électrique et d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

Quelles seraient les modalités de financement de ces tests ?

L'exploitant de la capacité effectuant un test doit être rémunéré pour sa réalisation, si la première tentative n'est pas convaincante et qu'un nouveau test est effectué à la demande de l'exploitant il est à sa charge.

Q9. Le calcul du niveau de capacité certifié se base sur la disponibilité prévisionnelle pendant PP2, communiquée par l'exploitant. Faut-il prévoir un encadrement de la disponibilité prévisionnelle pendant PP2 de la capacité ? Si oui, lequel ?

Un encadrement n'est pas nécessaire. En effet, le mécanisme de règlement financier et de rééquilibrage permettent d'inciter à une bonne prévision de la disponibilité prévisionnelle de la capacité pendant PP2.

Q10. Le calcul du niveau de capacité effectif intègre la disponibilité constatée pendant la période de pointe PP2. Comment mesurer la disponibilité d'une capacité de production et d'effacement pendant PP2 ?

Le calcul de la disponibilité constatée des capacités raccordées au RPT peut se faire sur la base des contraintes techniques envoyées à RTE. Pour les capacités raccordées au RPD regroupées en EDA, la déclaration de ces dernières sur le mécanisme d'ajustement peut constituer une base pour définir la disponibilité constatée. Enfin, pour les capacités dont la production est fatale, la production constatée permet de mesurer la disponibilité réelle pendant PP2.

EON considère néanmoins, que lesseuls critères mentionnés ci-dessus ne permettent pas de mesurer la disponibilité constatée de manière avérée. EON propose ainsi d'intégrer les réponses aux appels sur le MA comme moyen de contrôle complémentaire de la disponibilité constatée. Il convient néanmoins de noter qu'une capacité déclarant 800 MW disponibles sur le MA ne fait pas forcément l'objet d'un appel à hauteur de sa puissance maximale. Cependant intégrer ce critère complémentaire permet de vérifier un certain niveau de la cohérence entre le déclaratif et le constaté.

Demande de certification et contrat de certification

Niveau de capacité certifié et garanties de capacité

Q11. Quelle maille unitaire doit être retenue pour transcrire le niveau de capacité certifié en garanties de capacité ?

EON s'interroge si la question porte sur la maille unitaire de comptage des garanties de capacité ou sur la maille unitaire de certification des capacités.
EON propose de retenir 0.1MW comme maille unitaire de comptage pour les garanties de capacité.
EON estime que la maille unitaire de certification devrait être la tranche pour les capacités de production raccordées au RPT et l'EDA (entité d'ajustement) pour les capacités raccordées au RPD et les effacements.

Capacités existantes

Q12. Quelles sont, selon vous, les caractéristiques techniques des capacités à prendre en compte pour la différenciation des dates limite de demande de certification? En conséquence, comment définir les dates limite de demande de certification pour une année de livraison donnée ?

Les caractéristiques de chaque technologie ne doivent pas entrer en compte pour définir les dates limites de certification. Le dispositif doit être technologiquement neutre à cet égard. En effet, une différenciation dans les dates de demande de certification créerait une distorsion entre technologies ce qui à terme peut porter préjudice au développement de certains types de capacités.

EON considère qu'il est préférable de ne pas figer à priori une date limite de certification, mais de la définir comme étant celle où le niveau de capacité certifié requis est atteint pour l'année de livraison considérée. Ce système présente notamment l'avantage d'encourager les exploitants à certifier au plus vite leur capacité pour la valoriser sur le marché de capacité

Q13. Ce choix vous semble-t-il assurer le développement d'actions de maitrise de consommation à la pointe ?

EON considère que les actions de maîtrise de consommation à la pointe relève du fournisseur plus que de l'exploitant de capacité.

Q14. Selon vous, comment définir un cas de fermeture définitive de capacité ? Comment définir un cas de fermeture non définitive d'une capacité ? Comment déterminer les modalités de fermeture non définitive de capacité ? Comment déterminer les modalités de fermeture définitive de capacité ?

Pas de commentaire

Q15. Pour une capacité ayant donné lieu à une fermeture non définitive sur une année de livraison : faut-il encadrer de façon spécifique la certification sur les années de livraison ultérieures ?

L'écart éventuel qui peut résulter de la différence entre la capacité certifiée et la capacité effective est déjà encadré à travers le mécanisme de rééquilibrage et de règlement financier. EON estime qu'il n'est pas nécessaire de prévoir une sécurisation supplémentaire pour inciter les exploitants de capacités à déclarer une disponibilité prévisionnelle au plus juste.

Capacités nouvelles

Q16. Quelle(s) étape(s) d'un projet de capacité nouvelle vous semble-t-il pertinent de retenir pour définir la date limite de demande certification ?

Q17. Quel(s) montant(s) de dépôt de garantie proposez-vous en conséquence ?

Le dépôt de garantie est un élément nuisible à l'investissement de par son caractère coûteux. De plus, le règlement financier et le rééquilibrage incitent à l'exécution des engagements de l'exploitant de la capacité puisqu'à défaut il sera pénalisé

Capacités dont la contribution au risque de défaillance est réduite

Q18. Selon vous, quels doivent-être les paramètres techniques qui permettent de distinguer les capacités dont la contribution à la sécurité d'approvisionnement est réduite ?

Pas de commentaire

Q19. Quel doit-être le seuil en puissance à partir duquel la demande de certification de ces capacités n'est recevable que de manière groupée ? Dans ce cas, qui doit être l'émetteur de la demande de certification ?

Toute puissance inférieure à 10 MW doit être regroupée par une entité d'ajustement pour atteindre le seuil minimal de 10 MW. L'émetteur de la demande de certification est ainsi l'EDA.

Ecart au périmètre du responsable de périmètre de certification

Q20. Selon vous, quelles doivent-être les périodes durant lesquelles les demandes de rééquilibrage sont recevables ? Quel doit être le nombre de demandes de rééquilibrage acceptable ? Quelles doivent-être les autres conditions d'une demande de rééquilibrage ? Considérez-vous que les modalités de rééquilibrage doivent être différenciées selon le type de capacité ?

Les rééquilibrages doivent pouvoir être effectués à partir de la date de certification jusqu'à ladate de fin de cession des garanties de capacité pour l'année de livraison.

Q21. Selon vous, est-il nécessaire de tolérer une marge d'écart au périmètre du RPC ? Dans quelle mesure les modalités de rééquilibrage ne permettraient-elles pas l'estimation plus fine du niveau de capacité certifié d'une capacité ? Q22. Le cas échéant, comment traduire cette marge de tolérance sur le règlement financier ? Comment éviter l'arbitrage entre l'écart toléré et le rééquilibrage ?

Comme pour le rééquilibrage du fournisseur, EON estime qu'aucune marge de tolérance ne doit être définie pour les écarts du responsable du périmètre de certification.

Q23. Selon vous, la non-commandabilité de certaines capacités doit-elle être prise en compte dans le calcul de l'écart de ces capacités et dans leur règlement financier ? Pour les capacités fatales, comment les aléas exogènes à la capacité devraient-ils pris en compte ?

La caractéristique technique de commandabilité (dispatchabilité) des capacités doit être prise en compte dans la méthode de certification et non dans le calcul des écarts. Par ailleurs, les aléas exogènes des capacités fatales doivent être pris en compte sur une base statistique historique dans la méthode de certification.

Q24. Quelles sont les conséquences d'une marge de tolérance sur l'écart en terme de sécurité d'alimentation ?

Une marge de tolérance sur les écarts, tant du côté exploitant de capacité que du côté fournisseur, a pour conséquence d'augmenter le niveau des obligations pour maintenir un niveau de sécurité d'approvisionnement satisfaisant. Ainsi, EON recommande de ne pas définir de marge de tolérance mais de dimensionner le système le plus justement possible, avec un double objectif de maintien de l'équilibre offre/demande sans induire de phénomène de surcapacité.