SMART GRID ENERGY

Le 4 février 2013

Concertation Mécanisme de capacité
Réponse au questionnaire n°1

Smart Grid Energy tient à remercier RTE pour l'organisation de cette concertation.

Risque de défaillance

R1. Le risque de défaillance doit être estimé par RTE à travers ses études prévisionnelles. Ce risque, mesuré d'une part par les marges entre production disponible et consommation à la pointe et d'autre part par les contraintes subies par le réseau (congestions et gestion du N-1), devra être mesuré en étudiant une multitude de scénarios. Une situation satisfaisante vis-à-vis du risque pourrait se caractériser par une probabilité de défaillance inférieure à 1% sur l'ensemble des cas étudiés. Nous ne disposons pas de données suffisantes pour effectuer une présentation dans le cadre de la concertation.

R2. L'évaluation du risque doit prendre en compte, en plus de l'aspect P=C, les aspects réseaux et les problématiques régionales. Une modélisation de type « plaque de cuivre » nous semble bien trop éloignée de la réalité.

Obligation des fournisseurs et contribution au risque de défaillance

R3. Le niveau et la prévisibilité de la consommation sont les paramètres à prendre en compte pour estimer la contribution d'un consommateur au Risque de défaillance. Une part de l'aléa potentiel doit être réparti sur l'ensemble des acteurs (au titre d'une solidarité face au risque) et une part plus faible uniquement à ceux qui génèrent les aléas afin de responsabiliser.

R4. Le coefficient de sécurité doit intégrer tous les cas possibles, sur une base probabiliste afin de couvrir 99,9 % des risques identifiés.

R5. Non, nous ne disposons pas de suffisamment de données pour réaliser une étude argumentée.

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

R6. Les caractéristique techniques intrinsèques de la capacité définissent sa contribution à la réduction du risque de défaillance : disponibilité, vitesse et fiabilité de démarrage, flexibilité (DOmin court et DOmax long), maîtrise des effets report et rebond, localisation géographique.
Nous n'avons pas encore construit de formule permettant de calculer la contribution relative à partir de ces paramètres.
L'indisponibilité du réseau est à prendre en compte mais doit alors revenir à la charge du gestionnaire de réseau qui doit prévoir une compensation dans le contrat de raccordement.

R7. L'application de la formule mentionnée en R6 en utilisant des valeurs constatées ou estimatives pour chacun des critères, selon ce qui est disponible et mesurable. Indisponibilité totale = contribution nulle

R8. Voir R6.

© Smart Grid Energy - SAS au capital de 20 000,00 €. Ce document est la propriété de Smart Grid Energy.

R9. L'exploitant de capacité devrait être le titulaire du contrat de raccordement du site concerné ou une personne mandatée par lui.

Périodes de pointe (PP1 et PP2)

R10. Les heures pendant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé sont les heures où les marges sont les plus faibles. Ces heures ne correspondent pas forcément aux périodes de plus forte consommation.

R11. Par simplification nous proposons PP1=PP2 dans un premier temps. Si des effets non souhaités apparaissent il sera toujours possible de corriger. PP1 = 100h de plus forte contrainte pour le réseau en combinant P=C + Congestion réseau + Marges

Règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs

R12. L'incitation économique se caractérise par une pénalité élevée, c'est-à-dire supérieure au coût estimé de la construction d'un moyen correspondant. Un prix de pénalité en escalier en fonction du volume de défaillance constituerait une forme incitative.

R13. Une estimation qui n'est pas à plus de 20 % du résultat constaté a posteriori. Au-delà la bonne foi peut être remise en cause.

R14. Il faut que l'arbitrage ne soit pas une option. Seul un prix élevé du premier seuil de pénalité permet de le garantir.

R15. Une situation de menace significative de la sécurité d'approvisionnement pourrait être caractérisée par l'identification a priori de marges prévues ne répondant pas aux exigences fixées par le coefficient de sécurité.

R16. Un prix plancher doit être défini pour ces situations.

R17. Le principal paramètre à prendre en compte dans la méthode de calcul du prix unitaire est le coût de construction d'un moyen répondant au besoin au prix de marché en A-4.

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

R18. Une incitation économique forte pourrait être trouvée en imposant une pénalité au prix maximum des capacités échangées via une plateforme de marché.

R19. Là encore une marge de tolérance, de 20% par exemple, devrait être appliquée. Au-delà de 20 % la pénalité pourrait suivre une progression en escalier.

R20. Le rééquilibrage doit être pris en compte avec un coefficient de pénalisation. La tolérance globale de 20 % pourrait ainsi être « consommée » au fil des rééquilibrages.

R21. Là aussi un plancher du prix de règlement des écarts nous semble nécessaire.

R22. Voir R18.

R23. Ces deux prix ne sont pas nécessairement égaux car les prix des pénalités ne le sont pas (Coût de construction vs Prix marginal des marchés d'échange) mais ils peuvent l'être.

© Smart Grid Energy - SAS au capital de 20 000,00 €. Ce document est la propriété de Smart Grid Energy.