Consultation AO RR/RC

ACTILITY SA

mehdi.hajjam@actility.com

[RÉSERVES RAPIDE ET COMPLÉMENTAIRE]

Réponse à l'appel à contribution relatifs aux modalités contractuelles pour la mise à disposition des réserves rapide et complémentaire à partir du 1er avril 2014

Contribution d'Actility

Les réponses apportées par Actility à cette consultation sont synthétiques par manque de temps mais également dans le souci de permettre une lecture plus aisée de la part de RTE et des autres acteurs. Actility est à la disposition de RTE pour expliciter plus avant en B2B les points avancés si cela s'avère utile.

2. MODALITES RELATIVES A L'APPEL D'OFFRES

2.1. Durée de la période ouverte à la contractualisation

Pas d'objection à la modification apportée pour une durée supérieure à 12 mois.

2.2. Contrainte du processus opérationnel

Actility est favorable à l'abaissement du seuil de 50MW, et comprend les implications opérationnelles qui impliquent la limitation du nombre de receveurs d'ordres.

2.3. Lotissement temporel

Actility ne considère pas le lotissement temporel proposé comme satisfaisant. La séparation jours ouvrés / weekend et jours fériés est une bonne chose, mais la granularité du mois ne nous semble pas la bonne.

Actility souhaiterait que le découpage reste à la semaine. En effet, côté demande, une indisponibilité de quelques jours invalide tout un mois de participation, et pousse de plus à jouer l'arbitrage sur les pénalités.

Actility a entendu l'explication de RTE quant aux difficultés rencontrées pour effectuer l'interclassement d'offres à une telle granularité. Cependant, nous considérons que cela ne peut être un obstacle à plus d'ouverture et à un interclassement à la semaine. La réconciliation d'un double carnet d'ordres sur l'auction de l'EPEX SPOT par exemple nous semble utiliser des technologies qui permettraient de résoudre ces questions opérationnelles d'interclassement (et de vérification de cet interclassement…).

2.5 Critère d'interclassement

« Les offres seront considérées comme sécables par pas de 10 MW et devront donc être formulées en multiple de 10 MW. »

Actility suppose que ce point est lié également aux difficultés du lotissement, et peut-être de l'interclassement. Nous trouvons dommageable qu'un acteur disposant d'un portefeuille de 48MW ne puisse proposer que 40MW et que rien a priori ne justifie une telle destruction de valeur. Ce point est fortement lié à la thématique des seuils et nous pose problème.

2.5.2.2 Offre sur l'ensemble de la période

Actility ne comprend pas que la priorité soit donnée à une offre couvrant l'ensemble de la période contractualisable aux dépens du groupe d'offres de durée temporelle individuelle plus réduite. En

Copyright @ Actility 2013 Document under NDA

effet, si cela est plus simple opérationnellement (RTE a évoqué la problématique en GT), cela nous semble sous optimal en terme de gestion des risques.

2.6. Calendrier d'agrément des EDA proposées par les soumissionnaires dans leur réponse à l'appel d'offres

Si Actility comprend que la procédure d'agrément puisse prendre un certain temps incompressible, il semble que des aménagements soient nécessaires à la proposition de RTE. En effet, le calendrier proposé ne permet pas à un nouvel entrant de capter des clients présents sur cet appel d'offres et participant au travers de BSP concurrents. La perte de compétitivité liée au calendrier est de l'ordre de 10% par rapport au BSP sortant (vu du client) et cela n'est pas acceptable pour l'ouverture du marché.

3. MODALITES TECHNIQUES

3.1.1. Conditions d'Utilisation des offres (CUO) générales des EDA proposées dans le cadre du contrat

Si le DNA est bien strictement inférieur à 1h, les DNA autorisés peuvent-ils être définis à la minute, au multiple de 15min etc… ?

3.2.2.1.1. Définition de l'observabilité des EDA

Le pas de télémesure de 10 secondes est trop élevé. Nous comprenons l'intérêt de ce pas pour le dispatcher lors d'une activation, mais il est inutile selon nous hors activation. Ce pas pourrait être de l'ordre de grandeur du pas 10 min classique sur ces périodes sans préjudice sur la qualité de l'observation.

Cela a un impact non négligeable sur les agrégations massives de site qui seraient économiquement exclues de cet appel d'offres par cette simple modalité surdimensionnée.

3.2.2.1.4. Cahier des charges technique de la mise à disposition de RTE des télémesures des EDA agréées

Nous n'avons pas eu le temps d'étudier le cahier des charges proposé par RTE. Cependant, nous nous inquiétons du choix du protocole TASE 2. TASE 2 est basé sur le protocole IEC 104 (qui est lui-même basé sur d'autres protocoles comme IP entre autres), qui nous semble contenir suffisamment de primitives pour être utilisé dans le cadre des RR/RC.

Nous pensons que les coûts d'implémentation d'une solution basée sur ce protocole (plus élevés selon nous que ce que nous avons compris des conclusions de RTE) seront très élevés pour les acteurs et sommes preneurs d'informations de la part de RTE sur ce sujet.

Il nous semble vraiment que des protocoles plus légers et moins coûteux pour les acteurs et RTE pourraient être préférés à TASE 2, pour un niveau de fiabilité plus élevé (IEC 104 est plus fiable que TASE 2 par exemple puisque TASE 2 est basé sur une couche IEC 104).

Copyright @ Actility 2013 Document under NDA

4.1.3.3. Gestion du début et de la fin de l'engagement pour une journée J

Actility est favorable à la méthode de gestion proposée par RTE.

3.2.2.3.2.1 et 4.3.4.2.

Actility considère que le régime de pénalité proposé permet bien d'éviter des arbitrages avec l'utilisation de la capacité sur les marchés, et incite les acteurs à déclarer leur défaillance au plus tôt.

En revanche, le pourcentage fixe proposé (90% dans le 3.2.2.3.2.1 et 95% dans le 4.3.4.2.) **ne traite pas équitablement les acteurs face à la défaillance**. Actility a en effet démontré à plusieurs reprises qu'il est nécessaire d'introduire une dépendance à la puissance appelée de l'EDA dans la fonction de définition des seuils de pénalisation, et que la forme de cette fonction est celle de la racine carrée de la puissance appelée.

Nous ne reproduisons ici qu'un seul des raisonnements permettant d'aboutir à ce résultat selon une approche top down. Pour trouver la meilleure façon de traiter équitablement les EDA entre elles malgré leurs disparités de taille, on raisonne à coût égal pour RTE. Pour l'activation d'un bloc B de grande taille, par exemple 1 GW, qui serait réalisé par agrégation d'EDA de tailles diverses, le coût pour RTE est proportionnel à l'écart-type ET(B) du bloc de 1 GW.

Si ce bloc B est réalisé à l'aide de 100 (=1000/10) EDA de 10MW de même écart type, on peut écrire :

$$ET(B) = sqrt(1000/10)*ET(10MW)$$

Si le bloc B est réalisé à l'aide de 10 (=1000/100) EDA de 100MW de même écart type, on peut écrire :

$$ET(B) = sqrt(1000/100)*ET(100MW)$$

L'égalité de ces coûts donne :

$$ET(1000)/sqrt(1000) = ET(100)/sqrt(100)=ET(10)/sqrt(10)=m,\ m>0$$

On trouve bien la relation ET(P)= m*sqrt(P), avec P puissance appelée.

Actility considère donc que les pourcentages proposés ne doivent pas être fixés mais liés à la racine carrée de la puissance appelée de l'EDA (par exemple (1-écart type autorisé)/sqrt(puissance appelée)=cte fixée par RTE pour toutes les EDA). Le coefficient de proportionnalité serait fixé par RTE en fonction de sa politique de gestion des risques.

4.6.1. Prime fixe

Il serait intéressant de comprendre (mais nous avons peut-être raté cette information en GT…) pourquoi le prix marginal n'est pas proposé par RTE. Nous comprendrions que ce soit en attente de validation suite au REX de l'AOE 2014 qui permettra de savoir si cette disposition, à laquelle Actility est favorable, a été bénéfique ou non. Si la raison est différente et que par exemple le produit ne s'y prête pas, nous souhaiterions comprendre le raisonnement sous-jacent.

Copyright @ Actility 2013 Document under NDA

4.6.2. Prix variable des capacités proposées

Actility est favorable à cette proposition.

Copyright @ Actility 2013