Paris, 28 mai 2018

Réponse à l'appel à contributions RTE - Règles MA-RE v9

En préambule, Direct Energie tient à préciser que les réponses apportées par Direct Energie à cet appel à contributions portent uniquement sur l'implémentation de TERRE et n'ont pas été formulées pour les autres plateformes européennes et notamment MARI, qui devra selon nous faire l'objet d'une concertation adhoc.

Par ailleurs, Direct Energie comprend qu'il n'est pas prévu à ce stade d'extrema de prix sur les offres standard (contrairement aux offres spécifiques actuelles). Comme évoqué dans le cadre du GT « Marchés tendus » de la CAM, cela ferait porter aux différents acteurs de marché (BSP, BRP, consommateurs) des risques considérables, sans intérêts et sans légitimité. Aussi Di**rect Energie demande à ce que RTE propose de limiter le prix des ajustements**, notamment en application des articles 30.1 et 30.2 du règlement Electricity Balancing.

PROCESSUS DE PREQUALIFICATION

Q1. Les principes proposés par RTE pour la préqualification des acteurs d'ajustements vous semblent-ils pertinents?

Oui. Il convient de s'assurer que les acteurs d'ajustement participant actuellement au MA ne se voient demander de repasser le processus de qualification à la mise en place de TERRE.

Q2. Les principes proposés par RTE pour la préqualification des acteurs d'ajustements vous semblent-ils pertinents? Notamment la proposition de RTE de ne pas mettre en place de tests sur la base de critères techniques de l'EDA ?

Oui, en particulier s'agissant du transfert de qualification des EDA participant actuellement au MA vers les produits spécifiques.

Q3. Les modalités de suivi de la qualification proposées par RTE vous semblent-elles pertinentes ? En particulier la maille de suivi et la période de contrôle ?

Oui.

Q4. Les conséquences de la perte de qualification vous semblent-elles pertinentes ?

RTE propose de différencier la perte de qualification selon le type de produit

- Standard : impossibilité de bidder pendant 3 mois sur toutes les plateformes européennes
- Spécifique : possibilité de participer en modifiant les CUO (par exemple le DMO)

Selon Direct Energie, il conviendrait, dans la mesure du possible, d'éviter ce type de traitement asymétrique qui permet à RTE de s'assurer de conserver les capacités d'ajustement tout en empêchant à l'acteur de participer aux offres standards. Direct Energie serait davantage favorable à un traitement identique sur la base de ce qui est proposé pour les produits spécifiques (à savoir 2.3.5.3).

S'il est difficile de modifier les caractéristiques techniques du produit standard, il conviendrait alors de réduire la durée d'interdiction (par exemple à 1 mois) pour les produits standards par rapport aux produits spécifiques.

Q5. Les critères techniques pour les produits standards vous semblent-ils pertinents ?

Q6. Les critères techniques pour les produits spécifiques vous semblent-ils pertinents ?

Pas d'avis.

PROCESSUS D'EQUILIBRAGE EN TEMPS REEL

Q7. Les principes proposés par RTE pour l'expression du besoin d'équilibrage à la plateforme TERRE vous semblent-ils pertinents?

Direct Energie n'a pas d'avis particulier sur le dimensionnement et le pricing du besoin de RTE (qui est avant tout de la responsabilité de RTE). En revanche Direct Energie s'étonne qu'il n'y ait pas de questions s'agissant de la dualité Offres Spécifiques / Offres Standard dans le merit oder de RTE ainsi que pour les activations.

Direct Energie comprend des différents GT que RTE souhaite gérer les offres spécifiques en parallèle des offres TERRE, et ce pour une plus grande souplesse dans les flexibilités à sa disposition. Direct Energie aurait préféré pour des raisons de simplicité et de lisibilité qu'il n'y ait qu'un seul mécanisme (à savoir TERRE).

Dans le cas d'un système mixte, il convient a minima que RTE précise bien comme principe de base qu'il est de la responsabilité de RTE de gérer les potentiels doublons d'activation, les activations en sens opposées de sorte à ce que l'acteur d'ajustement (i) ne soit pas pénalisé (ii) se voit rémunéré (ou compensé) d'un niveau équivalent à un système non mixte.

Il serait intéressant que RTE rappelle comme principes de base

- activation d'offres spécifiques forcément après des activations TERRE
- activation par RTE d'un point de consigne comme actuellement, que ce soit pour une activation TERRE et/ou spécifique

Q8. Les principes et priorités de filtrage proposés par RTE pour le maintien des marges vous semblent-ils pertinents ?

Q9. Les principes et priorités de filtrage proposés par RTE pour le maintien des services système vous semblent-ils pertinents ?

Dans un souci de transparence et de simplicité, Direct Energie est en priorité favorable à un modèle sans filtrage des offres standards ou de leur activation et ce afin d'éviter de devoir procéder à des calculs de perte d'opportunité (congestion, marges, SSY…). Cela serait possible en permettant à des offres d'être activées par TERRE tout en étant contre-activées par RTE en produit spécifique en cas de problèmes de sureté du réseau, avec une rémunération conforme à l'option 2 du paragraphe 4.9.1. Par exemple si une EDA est appelée à la hausse en standard, puis rappelée à la baisse en spécifique sur le même volume, l'acteur d'ajustement doit recevoir le volume fois le prix de clearing à la hausse et payer son prix d'offre à la baisse fois le même volume.

Par ailleurs, Direct Energie constate que les priorités de filtrage proposées par RTE vont à l'encontre du principe de maximisation de l'utilisation de produit standard et privilégie plutôt l'objectif de maintien de la sureté du système. Ce choix n'est pas du ressort des Acteurs d'Ajustement, néanmoins il convient de noter que les critères de filtrage retenus ne peut être validé que si des compensations financières sont effectivement mis en place (voir réponse DE à question 11).

Q10. Concernant les modalités à mettre en œuvre au sein de la version 9 des règles MA-RE, préférez-vous (i) qu'il soit interdit que les offres standards conduisent à la dégradation des services système programmés ou (ii) que les offres soient filtrées par RTE sauf lorsque le responsable de programmation indique à RTE les offres qui peuvent être activées par la plateforme sans dégradation des services système programmés ?

Dans la mesure où la fourniture de réglage secondaire est obligatoire, tout acteur d'ajustement qui souhaite participer à TERRE est de facto obligé de proposer des offres qui ne dégradent pas les services systèmes qu'il s'est engagé à fournir, sauf à se voir appliqué des pénalités au titre des SSY. Il nous apparait donc complexe et inutile d'introduire des notions additionnelles d'interdiction ou de déclaration dans les règles RE MA.

Q11. RTE interroge les acteurs de marché pour identifier les modalités qui pourraient être mises en place pour calculer les pertes d'opportunités qu'il pourrait y avoir sur les capacités n'ayant pu être activées sur les plateformes d'échange de produits standards.

Le document de consultation de RTE mentionne :

« Ces pertes d'opportunité sont liées à l'impossibilité pour les acteurs de valoriser des capacités flexibles sur les plateformes d'échange de produits standards. Les processus suivants sont évoqués :

– les offres qui seront formulées par les acteurs et qui seront non partagées par RTE ;

– les offres qui seront formulées par les acteurs et qui ne seront plus réalisables du fait d'une activation d'offre spécifique par RTE (sur une période temporelle rendant impossible l'activation de l'offre standard);

– les activations des offres par les plateformes qui ne seront pas transmises aux acteurs du fait d'une contrainte réseau ou d'une activation de l'offre spécifique de la même capacité ayant lieu sur une période temporelle rendant impossible la réalisation de l'offre standard.

Sur une heure donnée, la perte d'opportunité pourrait être estimée à [ClearingCMOL – Prixoffre standard], si les capacités ne disposaient pas de caractéristiques spécifiques. »

Dans un souci de transparence et de simplicité, Direct Energie est en priorité favorable à un modèle sans filtrage des offres standards ou de leur activation et ce afin d'éviter des calculs de perte d'opportunité (congestion, marges, SSY…) qui seraient évités avec un filtrage des offres.

Cela serait possible en permettant à des offres d'être activées par TERRE tout en étant contre-activées par RTE en spécifique en cas de problèmes de sureté du réseau, avec une rémunération conforme à l'option 2 du paragraphe 4.9.1. Par exemple si une EDA est appelée à la hausse en standard, puis rappelée à la baisse en spécifique sur le même volume, l'acteur d'ajustement doit recevoir le volume fois le prix de clearing à la hausse et payer son prix d'offre à la baisse fois le même volume.

Si finalement le filtrage des offres était conservé, un mécanisme de compensation équitable est selon nous obligatoire. RTE indique qu'il n'est pas opposé à un système d'indemnisation à condition que les acteurs se mettent d'accord sur une formule de compensation. RTE avance par ailleurs un certain nombre de cas particuliers qui rendent complexe l'atteinte d'un consensus. Selon Direct Energie, en cas de filtrage des offres/ordres vers/ depuis TERRE, l'objectif premier est d'assurer une compensation : aussi Direct Energie propose une formule qui ne couvre pas tous les cas (par ailleurs normalement rares) mais qui a le mérite d'être simple et lisible :

PO =max (0 ; [ClearingCMOL – Prixoffre standard]) pour les offres à la hausse (et symétriquement pour les offres à la baisse).

Direct Energie partage par ailleurs le point de vue de RTE s'agissant des pertes d'opportunité pour les capacités bénéficiant d'une rémunération capacitaire. Dans le cas des RR&C, la perte d'opportunité pourrait effectivement être incluse dans la prime fixe par l'opérateur de marché, puisqu'il a connaissance des modalités de « non partage » qui sont susceptibles de s'appliquer sur sa capacité.

Q12. Partagez-vous le principe selon lequel le PM renvoyé par l'acteur d'ajustement serve de référence pour le calcul des pénalités, plutôt que le profil théorique des produits standards ?
Q13. Le remplacement de la trace initiale de RTE par le PM de l'acteur d'ajustement pour les ordres spécifiques vous semble-t-il une amélioration du système actuel ? Si non, pourquoi ?

Dans un souci de simplicité, Direct Energie est favorable à ce que le programme de référence soit le même pour les produits standards et spécifiques.

Direct Energie est également favorable à ce que ce soit le PM envoyé par l'acteur qui soit la référence. Cela permettra d'améliorer la situation actuelle, notamment pour des activations non bornées où il peut y avoir des interprétations différentes des ordres d'ajustement de RTE. Avec un programme donné par l'acteur, il devrait y avoir moins d'ambiguïté.

En revanche le pas 5 minutes est tout à fait discutable. Nous comprenons qu'il permet à RTE une vision fine du système électrique et donc une gestion efficace de celui-ci. Néanmoins, et comme déjà exprimé lors des précédents appels à contributions, nous serions plutôt favorables à un pas de temps de programmation égal à celui du pas de temps d'équilibrage, soit 30 minutes puis 15 minutes. Le pas de temps de 5 minutes ne sera jamais celui de l'équilibrage et nécessite auprès de tous les acteurs des changements informatiques lourds et donc coûteux alors même que les TSO et les BSP doivent déjà par ailleurs adapter fortement leurs processus de bidding / programmation / activation avec la mise en place des plateformes européennes, et notamment TERRE qui ne remplacera pas le MA mais viendra en complément.

Q14. Partagez-vous les propositions de RTE concernant les exemptions pour la fermeté des offres standards ?
Q15. Identifiez-vous d'autres situations pour lesquelles les activations relatives aux offres standards ne pourraient être réalisées ?

D'une façon générale, Direct Energie estime qu'il apparait très compliqué de prévoir un processus avec autant de cas particuliers, nécessitant à chaque fois, en temps réel, pour l'acteur d'ajustement de savoir dans quel cas on se trouve, ce à quoi il est exposé, et ce qu'il peut faire ou pas. Il est notamment particulièrement complexe d'appréhender les cas où une activation peut être refusée sans coût d'écarts en fonction des activations faites par RTE sur les pas de temps précédents.

Il conviendrait à RTE de gérer la complexité entre les produits standards et mixte.

Concrètement d'un point de vue acteur de marché, il faut que le processus d'activation et de valorisation soit identique que l'on soit en produit standard ou en produit spécifique et éviter toutes dissymétries qui induiraient des traitements temps réel et back office complexes et donc risqués (pour le temps réel) et couteux (pour le back office). Enfin il faut éviter tout cas où l'acteur d'ajustement ait à refuser un ordre d'ajustement pour des raisons autres que la non application des conditions techniques d'offres : il devrait revenir à RTE de ne pas transmettre l'ordre s'il y'a un conflit potentiel entre spécifique et standard.

Aléa Technique

- Nous comprenons qu'en cas d'alea technique, tant qu'un PM est renvoyé suite à l'aléa technique et prenant en compte le défaut de puissance, il n'y a pas de pénalité appliquée, et ce même si l'aléa survient après acceptation d'un ordre. Ce dernier point devrait être précisé plus explicitement.
- Dans un souci d'harmonisation (et pour rendre le processus de RR le moins complexe possible) il faudrait que les dispositions concernant la non réalisation des ordres pour les produits standard soient également appliquées aux produits spécifiques.

Ordre d'ajustement passé sur la capacité après le dépôt des offres standards

En tout état de cause « classer ces offres après les offres formulées sur le mécanisme d'ajustement et ne participant pas à la plateforme TERRE » ne semble pas équitable et représente un manque à gagner pour l'acteur d'ajustement. Il faut donc selon nous appeler les offres dont RTE a besoin en spécifique, et en cas d'activation TERRE, refaire une contre activation dans l'autre sens pour que le programme de marche soit réalisable. Si un tel système n'est pas possible, il faudrait alors prévoir une compensation de la perte d'opportunité.

Direct Energie note que ce genre de cas particulier n'existerait pas si RTE n'appelait pas d'offres spécifiques avant H-30 pour une livraison en H.

Ordre d'ajustement passé sur la capacité avant le dépôt des offres standards et étant désactivé après H-30

Le cas suivant nous parait complexe à mettre en œuvre opérationnellement :
« La réalisation des offres standards sur la période [H ; H+1[peut ne pas être garantie si RTE prolonge les activations spécifiques de la capacité au-delà de H-30'. Dans ce cas, en cas d'activation de l'offre standard, si l'acteur d'ajustement refuse l'activation sous ce motif, alors aucun écart d'ajustement ne sera facturé »

En effet cela implique que le receveur d'ordres, s'il veut refuser l'ordre, doive au préalable vérifier si l'ordre d'activation précédent était un ordre spécifique (donc vérifier que l'activation a été faite après H-90) et que de surcroît de vérifier si cet ordre s'est fini avant ou après H-30'.

Q16. Voyez-vous d'autres situations pour lesquelles il serait nécessaire de prévoir une déconnexion du processus TERRE ?

Pas d'avis

Q17. Quel processus de communication de l'information aux acteurs d'ajustement devrait être prévu en temps réel ?

Il devrait être prévu une communication par email, ainsi qu'une alerte TAO.

Q18. Les principes directeurs proposés par RTE pour la valorisation des ajustements vous semblent-ils pertinents ? Identifiez-vous des principes complémentaires ?

Direct Energie trouve ces principes pertinents, notamment

- le fait de ne pas pénaliser les EDA en défaillance qui le signalent immédiatement à RTE,
- l'incitation à livrer le profil standard à la maille de chaque EDA.

Direct Energie souscrit par ailleurs au fait que *« ces modalités devront prendre en compte le cadre réglementaire spécifique aux effacements de consommation mis en œuvre par des opérateurs indépendants : désinfluencement du responsable d'équilibre des sites, mis en œuvre du versement fournisseur pour les sites concernés sur la base du volume certifié »*.

Q19. La structure globale de valorisation des ajustements proposée par RTE vous semble-t-elle adaptée pour satisfaire les objectifs définis au 4.1 ? Identifiez-vous des améliorations de ce cadre global ?

Direct Energie est en accord avec cette structure.

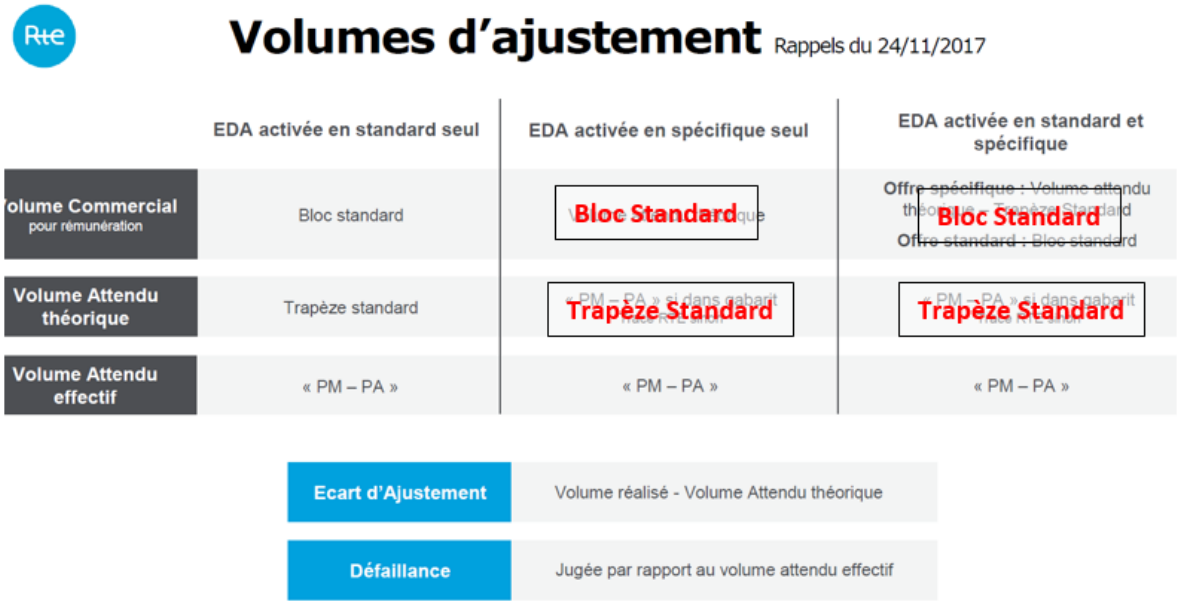
Q20. Le modèle de données Back-Office proposé vous paraît-il lisible et cohérent avec le cadre de valorisation proposé ? Quelles clarifications et améliorations peuvent y être apportées ?

Ce modèle est cohérent car il sépare clairement les volumes affectés à des valorisations différentes (volume commercial, volume exposé aux écarts d'ajustements et volume exposé aux pénalités).

Q21. Les modalités de calcul des volumes attendus théoriques et effectifs vous semblent-elles satisfaisantes ? Identifiez-vous des pistes d'amélioration/clarification ?

Comme déjà exprimé lors des réponses aux questions précédentes (notamment Q15), nous serions davantage en faveur d'une homogénéisation des produits (et donc d'un alignement des produits spécifiques sur les produits standards). Nous sommes conscients que cela demande un investissement à la mise en place mais nous le trouvons plus pertinent que l'investissement pour la mise en place du gabarit dans le suivi des appels sur produits spécifiques.

Voici ce que cela donnerait s'agissant du calcul des différents volumes.



Cela permettrait une uniformisation du bidding, des activations et des processus Back-Office, qui permettrait aux acteurs de répondre plus efficacement aux besoins de RTE. A noter que le volume attendu effectif est selon nous le même que l'on soit en Spécifique ou en Standard, ce qui est souhaitable.

Dans l'hypothèse de non uniformisation des volumes en fonction des produits, il convient de s'assurer que les limites du gabarit n'incitent pas les acteurs à avoir un programme différent de l'ordre envoyé par RTE.

Q22. Les modalités de conversion des programmes de puissance vers énergie vous semblent-elles acceptables (au regard notamment des modalités de détermination de la défaillance proposées au 4.8.1) ?

Pas d'avis.

Q23. RTE propose aux acteurs de marché de s'exprimer sur les valeurs numériques proposées par RTE pour le calcul du gabarit du PM pour les ordres spécifiques.

Comme pour la réponse à la Question 21, Direct Energie considère que le nouveau mécanisme de gabarit (qui sert uniquement pour les offres spécifiques), est particulièrement complexe et compliqué à mettre en place et à faire vivre auprès des acteurs. Quitte à implémenter des évolutions sur les produits existants, autant que cela converge avec les produits standards.

S'agissant de la proposition de RTE

«

- *Phaute – Pconsigne = max [10 MW ; x * Pconsigne] ;*

- *Pconsigne – Pbasse = max [1 MW ; x * Pconsigne] ou alternativement prendre Pbasse = 0, ce qui permettrait d'accepter immédiatement toute infaisabilité partielle ;*

- *x = 0,1 (10%) ;*

- *Δt = ± 5 min. »*

Direct Energie n'est pas d'accord avec l'asymétrie des valeurs proposées. En effet cela revient à inciter les acteurs à produire plus que la puissance demandée pour ne pas risquer d'être hors gabarit et être plus rémunérés. Direct Energie favorise un gabarit symétrique de même taille :

- `Phaute – Pconsigne = max [10 MW ; x * Pconsigne] ;`
- `Pconsigne – Pbasse = max [10 MW ; x * Pconsigne]`

Q24. Quelle option privilégiez-vous pour le calcul du volume commercial des offres activées spécifiques ?

Il est difficile de se positionner, tant les exemples n'apparaissent pas clairs. En particulier pourquoi l'offre O1 génère un PM avec une pente non centrée sur H-45.

Selon nous il aurait été beaucoup plus simple d'avoir des blocs rectangulaires pour les offres spécifiques (cf réponse à question 21) et cela aurait permis d'éviter ce genre de questionnement.

Q25. Les modalités de détermination des prix de rémunération proposés par RTE vous paraissent-elles satisfaisantes ?

RTE propose les rémunérations suivantes

« Le prix de rémunération dépend du type d'offre soumis et du motif d'activation :
– pour les offres standards activées pour motif P=C, RTE propose de retenir le prix marginal émergeant de la plateforme standard pour la zone France et le pas temporel concerné, conformément aux orientations du règlement Electricity Balancing et à la proposition des GRT (cf. 4.1.6) ;
– pour les offres standards activées pour motif autre que P=C (counter-trading, contrôlabilité des interconnexions), RTE propose de retenir le prix d'offre lorsqu'il supérieur au prix marginal de la plateforme pour motif P=C ;
– pour les offres spécifiques, RTE propose de maintenir une rémunération au prix d'offre, quel que soit le motif d'activation. »

Direct Energie est favorable au schéma de rémunération proposé.

En revanche, il n'est pas fait mention d'offres standards pour motifs Marges, Congestion et SSY. Nous comprenons implicitement qu'ils seront forcément activés en spécifiques, ce qui ne nous parait pas forcément explicité dans le document. N'est-il pas possible d'activer des offres standards pour un besoin Marge ? Si oui il conviendrait de le préciser.

Q26. Etes-vous favorables à un pas de contrôle de 10 minutes ?

Direct Energie considère qu'un pas de 10 minutes augmente inutilement la complexité des règles. Direct Energie est favorable à un pas de contrôle égal au pas de règlements des écarts (donc 30 minutes) et à défaut un pas de 15 minutes qui est en adéquation avec la taille des produits TERRE.

Q27. Le mode de détermination de la période de contrôle vous paraît-il adapté ?

Pour Direct Energie, il serait plus simple d'utiliser la période pendant laquelle le PM est différent du PA encadrée de 5 minutes de marge au début et à la fin comme période de contrôle. Selon Direct Energie, il n'y a pas d'intérêt

à commencer la période de contrôle aussi tôt (30 minutes d'activation) alors qu'au contraire finir la période de contrôle dès la fin de l'activation théorique présente le risque de ne pas prendre en compte la rampe d'arrêt dans les écarts d'ajustement.

Q28. Les modalités de calcul et de valorisation des écarts d'ajustement proposées par vous paraissent-elles satisfaisantes ? Partagez-vous l'approche en deux temps proposée par RTE : démarrer avec une solution simple puis analyser le comportement des acteurs et instruire une éventuelle évolution ?

Direct Energie salue la démarche de RTE consistant à partir d'une solution simple puis à analyser le comportement des acteurs pour éventuellement adapter les règles. Direct Energie est favorable à cette proposition.

Q29. Le critère de défaillance vous paraît-il satisfaisant ? Est-il pertinent sur les périodes de pente quel que soit le profil de livraison physique et les modalités de programmation ? Identifiez-vous des alternatives ?

Direct Energie est en accord avec ce critère.

Q30. Le mode de calcul des pénalités vous semble-t-il de nature à inciter les acteurs d'ajustement à livrer la prévision la plus fiable possible et déclarer les aléas en temps réel ?

Pour calculer le niveau de pénalité, Direct Energie préfère prendre comme référence le prix spot plutôt que le PRE. En effet le prix utilisé pour la pénalité ne doit pas forcément refléter la tension du marché (c'est la valorisation au PRE des écarts d'ajustements qui a cette fonction). Il convient donc d'éviter d'utiliser en double le PRE comme référence pour les pénalités. Selon nous, le prix Spot (Day Ahead) semble mieux convenir, car bien moins volatile.

A titre d'exemple, une défaillance à la hausse semble plus pénalisante qu'une défaillance à la baisse, ce qui nous parait anormal. En effet en cas de défaillance à la hausse, la pénalité est vraisemblables élevée (PRE élevé) alors que pour une défaillance à la baisse, il est probable d'avoir un PRE faible voire nul ou négatif donc une pénalité faible ou nulle.

Q31. Quelles avantages et inconvénients associez-vous aux options proposées par RTE pour traiter les cas d'activations en spécifique de capacités retenues en standard ? Identifiez-vous des options complémentaires ?

A la lueur de la complexité des cas particuliers, Direct Energie est plutôt favorable à un alignement des produits spécifiques sur les produits standards.

A défaut voici notre réponse.

Option 1 : *comptabiliser le volume C comme une diminution du volume ajusté à la hausse sur la base du prix d'offre spécifique. La rémunération de l'acteur d'ajustement est alors la suivante :*

```
A x Prix d'offre spécifique à la hausse
+ (B+C) x Prix marginal standard
– C x Prix d'offre spécifique à la hausse
```

Direct Energie est fortement opposé à cette formule, puisqu'elle valorise une baisse de programme au prix d'une offre à la hausse, ce qui est difficilement compréhensible. Cela peut par conséquent induire une perte pour les acteurs d'ajustement dans la majorité des cas.

Option 2 : *comptabiliser C comme un volume d'ajustement à la baisse sur la base du prix d'offre spécifique. La rémunération de l'acteur d'ajustement est alors la suivante :*

```
A x Prix d'offre spécifique à la hausse
+ (B+C) x Prix marginal standard
```

– C x Prix d'offre spécifique à la baisse

Cette option est la plus logique pour Direct Energie, puisqu'elle représente la réalité de la situation : l'EDA est appelée à la hausse, puis à la baisse par-dessus cet appel. C'est selon Direct Energie l'option qui devrait être retenue.

Option 3 : *calculer avec la perte d'opportunité subie par l'acteur en prenant comme référence le prix d'offre standard. La rémunération de l'acteur d'ajustement est alors la suivante :*

A x Prix d'offre spécifique à la hausse
+ (B+C) x Prix marginal standard
– C x Prix d'offre standard

Cette option est cohérente mais Direct Energie n'est pas en faveur de ce mode de calcul puisque cela revient à annuler un ordre qui a déjà été passé sur la plateforme TERRE pour le remplacer par un ordre spécifique.

Q32. Êtes-vous favorable au traitement proposé par RTE pour la jonction PM-PA après livraison standard ?

Direct Energie est favorable à ce traitement pour les jonctions.

Q33. Le mode de traitement des modes dégradés liés au renvoi de PM par l'acteur d'ajustement vous semble-t-il satisfaisant ? Identifiez-vous d'autres situations opérationnelles qui nécessiteraient un traitement particulier ?

Ce mode de traitement satisfait Direct Energie.

Q34. Identifiez-vous, sur la base du modèle Excel proposé, des situations qui nécessitent un traitement particulier ? (Possibilité de joindre des simulations au format Excel à la réponse à l'appel à contributions)

Non

Q35. Avez-vous des remarques relatives aux modalités de calcul des surcoûts et d'affectation des coûts d'équilibrage ?

Non

Q36. Êtes-vous favorable aux modalités proposées par RTE pour le calcul des indicateurs de l'équilibrage et les répartitions par RE/fournisseur ?

Oui

Q37. Quelle option favorisez-vous pour l'évolution du calcul du PRE en lien avec les exigences du règlement Electricity Balancing ?

Avant de se positionner, il conviendrait de pouvoir disposer pour chacune des options proposées une simulation de ce qu'aurait donné le PRE sur une ou plusieurs années.