Compte rendu GT services système 10/04/2013

Participants au GT :

Participant	Entreprise
Matthieu Mollet	Poweo Pont sur sambre production (PPSSP)
Nicolas Deloge	Direct Energie
Anne Videau	EDF
Maider Laussuck	EDF
Bogdan Enacheanu	EDF
Giuseppe Macri	Alpiq
Arnaud Ghiotto	E.ON France / SNET
Philippe Gouillart	E.ON France / SNET
Emmanuelle Joubert	E.ON Energy Trading
Elodie Patte	GDF Suez
Marc Schicks	GDF Suez
Rémi Grattarola	Energy Pool
Christophe Montbroussous	CNR
Thomas Lassaigne	RTE
Michèle Dion-Demael	RTE
Pascal Bertolini	RTE
Samuel Scolari	RTE

Ordre du jour du GT :

1. Validation du compte rendu du GT précédent (Tous)

2. Étude de la prescription définitive à 16h30 en J-1 (Tous)

3. Présentations d'acteurs sur les sujets précédemment abordés par le GT (Tous)

4. Étude des modalités de participation des sites de soutirage (RTE)

5. Étude des demandes d'acteurs (RTE)

RTE indique qu'un atelier sur le code balancing aura lieu le 25 avril. RTE présentera entre autres des éléments sur les services système à cette occasion.

1 Validation du compte rendu du GT précédent

Certaines propositions de modification du compte rendu faites par des acteurs sont reformulées en séance. Les autres sont acceptées.

2 Étude de la prescription définitive à 16h30 en J-1

Lors des précédents GT, les acteurs avaient demandé à RTE de pouvoir disposer de la prescription définitive le plus proche de 16h30 en J-1.

RTE indique que l'heure de la prescription définitive est conditionnée à deux éléments. Le premier est le fait de disposer d'un besoin de réserve secondaire France au pas demi-horaire pour le lendemain. La seconde est le fait de disposer de programmes d'appel exploitables des producteurs. RTE indique que les programmes d'appel sont parfois en retard, ou inexploitables. Dès lors une prescription au plus près de 16h30 devient difficile. RTE indique par ailleurs que le processus journalier des opérateurs du dispatching est relativement contraint. Un avancement de la prescription définitive ne peut être réalisé en cas de situation d'exploitation « tendue », la priorité étant donnée à d'autres actions. RTE propose de réaliser la prescription définitive en J-1 à 17h15 assortie d'une possibilité de mode dégradé pour lequel la prescription serait en J-1 à 18h.

EDF indique qu'une prescription à 17h lui permet d'être prêt pour une fermeture des carnets d'ordre à 18h15, en cas d'enchère en fin d'après midi du J-1 ; mais qu'une prescription avant 17h ne lui permettrait pas d'être prêt plus tôt.

Les acteurs accueillent favorablement l'effort de RTE d'avancement de la prescription assortie à un mode dégradé mais demandent à ce qu'elle soit à 17h et non 17h15. RTE étudiera cette demande. Les acteurs réfléchiront à un mode dégradé pour la répartition de la prescription France entre les producteurs, en cas de programme d'appel manquant.

3 Présentations d'acteurs sur les sujets précédemment abordés par le GT

Les acteurs rappellent et précisent leurs préférences en termes de scénario de marché secondaire organisé. Les participants du GT indiquent que leurs préférences en termes de scénario de marché secondaire organisé dépendent du coût et du délai de mise en œuvre. RTE indique ne pas disposer de ces éléments.

Tous les acteurs demandent que les NER soient mises en place au plus tôt, si possible au 1er janvier 2014, et demandent à RTE que leur étude précise soit à l'ordre du jour du prochain GT. Les participants aimeraient disposer de spécifications précises au plus tôt afin d'anticiper les développements SI nécessaires. RTE indique que la mise en place d'une sécurisation financière est un prérequis à l'intensification des échanges, et que les deux sujets doivent être étudiés conjointement. La CNR souhaite qu'une étude de solvabilité puisse se substituer à une garantie bancaire ; Direct Energie n'est pas favorable à cette proposition. Direct Energie souhaite que le recours au dépôt de cash puisse être étudié. Les acteurs questionnent par ailleurs la compatibilité d'un dispositif de prescription avec le futur code réseau balancing qui prévoit un mode de constitution des réserves « market-based ». RTE indique que selon lui une prescription adossée à un marché secondaire est un processus market-based. RTE cite les exemples du mécanisme de capacité et du marché européen du CO2. Les acteurs sont en désaccord avec cette analyse.

4 Étude des modalités de participation des sites de soutirage

GDF SUEZ s'interroge sur l'ouverture de la participation aux services système, pour tous les autres sites de type cogénération, productions de pointe, ENR… RTE indique que les dispositions des futures règles services système devraient permettre la participation des sites précédemment cités. RTE propose de concentrer l'étude de la participation des nouveaux entrants aux sites de soutirage puisqu'ils induisent la plus grande complexité. Dans le cas où certains sites ne pourraient pas participer à cause d'une limitation contractuelle, RTE invite les acteurs à lui soumettre la problématique afin qu'elle puisse être étudiée.

Energy Pool identifient des sujets importants vis-à-vis de la participation des sites de soutirage aux réserves primaire et secondaire :

- Possibilité, facilité et souplesse d'agrégation et de foisonnement des sites
- Précision des modalités de certification (à la maille de l'acteur ou de l'entité)
- Nécessité de prévoir une expérimentation
- Gestion de l'énergie de réglage avec les fournisseurs

RTE indique que l'agrégation pourrait être possible dès l'ouverture de la participation des sites de soutirage aux services système, si le gisement de réserve avec agrégation était plus important que sans.

RTE indique ne pas disposer actuellement d'une méthode de contrôle des performances d'entités ayant une forte variabilité d'injection ou de soutirage, et qu'à ce titre une expérimentation est nécessaire.

Energy Pool estime qu'un recours à des phases transitoires pourrait être une bonne approche. Dès lors certaines limitations pourraient être introduites au début de l'expérimentation.

RTE indique que la certification de l'aptitude des sites de soutirage pourrait être précisée dans la DTR. EDF rappelle qu'une concertation sur le sujet est dans tous les cas nécessaire.

Concernant la gestion de l'énergie de réglage activée pour les entités de services système regroupant des sites de soutirage, RTE identifie 4 scénarios :

- 1 : pas de prise en compte de cette énergie
- 2a : correction des périmètres des responsables d'équilibre des sites (modèle utilisé pour les groupes de production dans le cadre du modèle de contrat services système actuel)
- 2b : correction des périmètres des responsables d'équilibre des sites, assortie d'un flux financier régulé entre les opérateurs de réserve et les fournisseurs (modèle pour les effacements au service du marché)
- 2c : correction des périmètres des responsables d'équilibre des sites assorti d'un ajustement de la consommation des sites (modèle utilisé pour le mécanisme d'ajustement)

Tous les acteurs s'inquiètent de la complexité de la question du traitement de l'énergie de réglage et certains questionnent l'utilité de la traiter dans le cadre du GT services système. RTE indique que les règles services système devront contenir des dispositions précises sur ce sujet, et qu'à ce titre le sujet doit être résolu. Ces dispositions pourront cependant être transitoires.

RTE indique que le document d'orientation traitera de cette problématique et que les acteurs pourront se positionner.

5 Étude des demandes d'acteurs

RTE propose d'accepter la demande d'EDF concernant la demande de modification de délai de facturation à 30 jours après l'émission des factures.

Concernant la demande de PPSSP et CNR de prise en compte de l'impact de l'énergie de la réserve primaire, RTE propose de dupliquer les principes retenus pour l'énergie de la réserve secondaire. RTE propose d'estimer l'énergie de réglage activée au travers du gain déclaratif, de la réserve primaire au programme de marche et des écarts de fréquence au pas 10s. Le bilan des responsables d'équilibre serait neutralisé à hauteur de cette énergie. Un flux financier serait mis à en place entre RTE et l'acteur à un prix régulé : de +/- 10€/MWh (comme pour la réserve secondaire).

Au travers d'une étude comportant certaines approximations, RTE a estimé que cette proposition induirait une économie potentielle de 0.57€/hMW de réserve primaire. RTE invite les acteurs à communiquer à RTE leurs estimations d'impact, afin de confirmer ou d'infirmer l'ordre de grandeur.

CNR indique que la proposition de RTE ne couvre qu'une partie des coûts subits par un responsable de programmation ayant des contraintes en énergie. CNR explique en effet qu'un signal légèrement décentré de plusieurs heures implique une modification des programmes de production permettant la gestion du stock d'énergie. RTE estime que ce coût incombe au responsable de programmation pour qui la fourniture de réserve implique une désoptimisation de son plan de production. CNR indique que la valeur de la fréquence ne devrait pas après plusieurs heures être différente de sa valeur de consigne et sa moyenne non égale à 50Hz, ce constat qui s'accentue amène à signaler une problématique dans la gestion de l'équilibre offre demande européen qui impacte directement les producteurs de réserve.

PPSSP émet un premier avis favorable à la proposition de RTE. RTE invite les autres acteurs à étudier cette proposition d'ici le prochain GT. En lien avec cette proposition, RTE indique souhaiter réinterroger dans un second temps la tolérance du contrôle du réalisé du mécanisme d'ajustement dans le cadre de la concertation sur les règles RE/MA une fois que l'énergie de la réserve primaire sera compensée pour les responsables d'équilibre. CNR s'étonne de cette remarque car l'ensemble des processus de RTE a été construit en ne tenant pas compte de l'énergie du réglage primaire, les postulats historiques étant que la fréquence revenait à 50Hz en quelques minutes.

Concernant la demande de CNR de pouvoir modifier régulièrement le gain déclaratif des ESSY, RTE n'est pas favorable étant donné la complexité SI induite. RTE invite la CNR à estimer les gains attendus par cette possibilité afin qu'ils puissent être mis en regard des coûts d'évolution SI associés. CNR indique qu'il serait acceptable de ne pas disposer de cette fonctionnalité dès 2014, mais que celle-ci devra être considérée à terme.

Concernant la demande de CNR de supprimer les coefficients KQ+ et KQ-, RTE a effectué deux simulations. La première consiste à supprimer simplement les coefficients. RTE calcule une hausse de la rémunération de 5M€ / an. RTE rejette cette demande puisqu'elle n'est pas à enveloppe de rémunération constante. La seconde simulation consiste à intégrer les coefficients KQ+ KQ- implicitement dans les prix unitaires intervenant dans la formule de la rémunération. Cette simulation est globalement à enveloppe constante. RTE demande aux acteurs si cette intégration des coefficients dans les prix unitaires doit être retenue. Les participants du GT demandent à RTE les prix unitaires ainsi modifiés afin de pouvoir étudier la proposition. RTE enverra les prix unitaires par mail, afin que les acteurs puissent se prononcer lors du prochain GT.
CNR souhaiterait connaitre l'évolution historique de l'enveloppe réservée à la tension.

CNR fait remarquer à RTE que sa demande du 20 février n'a pas fait l'objet d'une réponse de RTE. RTE répondra à la demande lors du prochain GT. Mis à part cette demande, RTE indique avoir apporté des éléments de réponse à toutes les demandes.