Compte rendu GT services système 26/03/2013

Participants au GT :

Participant	Entreprise
Jean Angotti	Poweo Pont sur sambre production (PPSSP)
Claire Gabarrou	Vattenfall
Cécile Lacour	Statkraft
Nicolas Deloge	Direct Energie
Anne Videau	EDF
Maider Laussuck	EDF
Adrian Meier	Alpiq
Giuseppe Macri	Alpiq
Arnaud Ghiotto	E.ON France / SNET
Philippe Gouillart	E.ON France / SNET
Jimmy Tjoa	E.ON Energy Trading
Emmanuelle Joubert	E.ON Energy Trading
Elodie Patte	GDF Suez
Marc Schicks	GDF Suez
Emilie Scholtes	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. Etude du scénario avec deux enchères en J-1 : soir et matin (Tous)

3. Présentations d'acteurs sur le type de marché secondaire organisé, le timing et les produits (Tous)

4. Présentation du mécanisme *expost* redistributif (RTE)

5. Calendrier de mise en œuvre des différentes dispositions (RTE)

6. Etude des demandes d'acteurs de modification du contrat actuel (RTE)

1 Validation du compte rendu du GT précédent

Toutes les propositions de modification du compte rendu faites par les différents acteurs sont acceptées.

2 Etude du scénario avec deux enchères en J-1 : soir et matin

Certains participants du GT identifient que le scénario avec deux enchères pourrait amener à diviser la liquidité, d'autres indiquent que cela pourrait au contraire permettre de déplacer une partie des échanges faits en OTC vers le marché organisé. Les participants du GT indiquent que dans ce scénario, la première enchère devrait se dérouler bien après 9h en J-1. E.ON et EDF ont une préférence pour l'enchère du matin autour de 10h en J-1. CNR a une préférence pour une enchère du matin vers 13h en J-1. CNR indique disposer d'une première estimation des programmes de production de certaines de ses centrales en J-1 vers 10h30.

E.ON rappelle que le marché secondaire doit permettre de révéler les prix des réserves, et que seul un marché avant le market coupling permettrait de révéler le prix réel des réserves.

PPSSP estime que le recours à une enchère en J-1 matin est discriminatoire puisqu'elle exclurait de fait les CCG. A ce titre PPSSP n'est pas en faveur d'un scénario comportant une enchère en J-1 matin.

CNR indique que le choix de scénario devra aussi intégrer des éléments de cout et de délai de mise en œuvre.

3 Présentations d'acteurs sur le type de marché secondaire organisé, le timing et les produits

Timing du marché :

Les acteurs du GT demandent à RTE d'étudier la possibilité d'établir la prescription définitive en J-1 à 16h30. EDF indique devoir étudier l'impact d'un tel avancement sur le timing de l'enchère du J-1 soir. RTE demande aux acteurs de justifier l'utilité d'avancer la prescription définitive de RTE d'1h30 en fonction des différents scénarios.

GDF-SUEZ et CNR identifient un nouveau scénario basé sur un maintien de la prescription à 18h associé à une enchère en J-1 13h15. RTE indique que ce scénario exposerait les acteurs à un risque volume dans ce cas, ce qui nuirait à l'efficacité économique du système électrique. GDF-SUEZ et CNR estiment que le risque volume est faible, comparé au risque prix du marché. Selon GDF-SUEZ et CNR cette proposition permet de ne pas modifier substantiellement le système en place tout en concentrant un maximum la liquidité du marché à une heure où la présence des compétences chez les différents acteurs est encore importante. Selon GDF-SUEZ et CNR le risque volume résiduel pourra être géré par des échanges de réserve OTC ultérieurement.

Responsabilité des acteurs :

Direct Energie questionne l'utilité de l'ouverture du marché des réserves aux traders. RTE indique que l'ouverture aux traders peut être possible si elle n'a pas d'impact négatif sur l'ensemble du dispositif. RTE rappelle que le besoin de sécurisation financière est indépendant de l'ouverture du marché des réserves à des acteurs non obligés.

Certains participants du GT s'interrogent sur l'opportunité de limiter les ventes des acteurs de réserve à hauteur de leurs capacités physiques. RTE indique que cela est envisageable, mais ne saurait remplacer le besoin de sécurisation financière. Les acteurs demandent à RTE de vérifier si un programme manifestement impossible est détecté et s'il peut être refusé par RTE, au titre des règles de programmation.

Pénalités :

GDF-SUEZ, CNR et EDF estiment qu'une pénalisation d'un acteur court en réserve pendant le délai de neutralisation suite à un fortuit n'est pas acceptable, étant donné que la contrainte du délai de neutralisation émane de RTE.

En cas d'indexation des pénalités sur les surcoûts services système, GDF-SUEZ demande plus de transparence sur ces surcoûts.

RTE rappelle que la proposition de modification du régime de pénalité doit permettre d'empêcher un acteur d'arbitrer les pénalités, et de lui renvoyer le coût de sa défaillance.

EDF estime qu'un acteur devrait être pénalisé en fonction du montant qu'il a effectivement perçu. EDF estime que le dispositif de bilan de réserve ne peut s'assimiler au dispositif de responsable d'équilibre, car ni les phénomènes physiques, ni les mécanismes en place, ni les enjeux financiers ne sont comparables. EDF estime qu'à ce titre il n'est pas opportun de complexifier le régime de pénalités, en prenant en compte le surcoût d'ajustement ou en introduisant une rémunération d'un acteur long en réserves. CNR est en accord avec les différentes remarques d'EDF.

4 Présentation du mécanisme *expost* redistributif

RTE indique qu'en théorie, la clef de prescription n'a qu'un impact redistributif entre les acteurs. RTE pourrait introduire un mécanisme expost permettant de corriger les erreurs liées à un partage ex-ante de la prescription France. Les flux seraient alors organisés par RTE. RTE analyse qu'un tel mécanisme n'a d'utilité qu'en cas d'écart important entre la prescription émise par RTE et la prescription idéale (la plus juste). Etant donné les faibles écarts de prescription constatés aujourd'hui le GT services système estime que ce mécanisme est inutile, tant que la prescription émise par RTE se base sur des programmes d'appel J-1.

5 Calendrier de mise en œuvre des différentes dispositions

RTE présente un scénario dans lequel les sites de soutirages seraient autorisés à fournir des services système mi 2014, les NER seraient mises en place début 2015 et le marché organisé mi 2015.

Energy Pool indique qu'une autorisation de participation des sites de soutirage mi 2014 serait acceptable.

La majorité des acteurs du GT demande une mise en place des NER le plus tôt possible, et considère que l'échéance du 1er janvier 2015 est trop lointaine. Certains acteurs indiquent que les NER devraient être introduites selon un timing similaire à celui présenté pour d'autorisation de participation des sites de soutirage.

Tous les acteurs estiment qu'une mise en place du marché secondaire organisé mi 2015 est trop lointaine, et plusieurs acteurs questionnent l'utilité de mettre en place un mécanisme expérimental s'il doit se concrétiser si tardivement.

6 Etude des demandes d'acteurs de modification du contrat actuel

RTE effectue un retour sur un certain nombre des demandes de modification du contrat actuel demandées par les acteurs.

RTE accepte que les règles services système soient re-concertées a minima avant chaque TURPE.

RTE accepte de supprimer la contrainte de localisation de la réserve primaire entre les différentes régions françaises.

RTE propose de traiter les flux financiers liés à la compensation synchrone à la maille mensuelle. La CNR accepte cette proposition. EDF indique devoir étudier cette proposition.

RTE n'est pas en faveur d'accepter plusieurs modifications de la date de remise en conformité par les acteurs, étant donné l'impact sur la gestion prévisionnelle du réseau. RTE invite les acteurs à exhiber des exemples de cas dans lesquelles leur proposition serait utile, afin que des solutions alternatives puissent être étudiées. E.ON, EDF et RTE conviennent d'un échange trilatéral d'ici le prochain GT pour étudier le sujet.

RTE n'est pas en faveur de l'introduction d'indicateurs sur la tension. RTE rappelle néanmoins sa disponibilité pour réaliser des études au cas par cas. RTE invite EDF à démontrer l'utilité de cette demande afin qu'une étude coût bénéfices, ou que d'autres alternatives puissent être étudiées.

RTE propose de mettre en place de nouveaux indicateurs fréquence, en anticipation du code réseau LFC&R. Ces indicateurs ne seraient pas contenus dans les règles services système. Ces indicateurs ne seraient pas exactement ceux demandés par EDF et CNR mais ceux prévus par le code LFC&R.

RTE n'est pas en faveur de la rémunération des heures en marche synchrone sur la base des plages réelles conservées. RTE indique que cela serait fragile juridiquement, car basé sur des données non contractuelles, que cela introduirait un traitement différent entre la compensation synchrone et le réglage de la tension pendant les périodes de production et que cela complexifierait le calcul. RTE, CNR et EDF conviennent d'un échange téléphonique trilatéral sur ce sujet d'ici la prochaine réunion.

RTE n'est pas en faveur de permettre aux acteurs l'utilisation de l'outil de contrôle des performances puisque cela représente une mise en œuvre complexe et que cela est en dehors des missions de RTE.

RTE propose de supprimer les facteurs KQ+ et KQ- en les intégrant directement dans la rémunération du réglage de la tension. CNR précise demander la suppression de ces facteurs sans modification des

autres termes de rémunération de la tension. RTE estimera l'impact de cette modification sur l'enveloppe globale de rémunération des services système. RTE indique qu'il refusera cette demande si elle conduit à une augmentation du coût global de la rémunération des services système. RTE alerte les participants du GT que cette mesure aurait aussi probablement des effets redistributifs entre acteurs.

RTE n'est pas favorable à l'extension des clauses d'inaptitudes temporaires. RTE indique étudier la possibilité d'une suppression de toutes les clauses d'inaptitude temporaires. RTE indique que ces clauses ne seraient plus justifiées en cas d'existence d'un marché secondaire organisé permettant aux acteurs de se procurer des réserves pendant leur inaptitude temporaire. Certains acteurs du GT indiquent qu'il n'est pas acceptable d'être prescrit sans être capable de respecter la prescription.