Compte rendu GT services système 13/02/2013

Participants au GT :

Participant	Entreprise
Matthieu Mollet	Poweo Pont sur sambre production (PPSSP)
Gaëlle Ernoux	Poweo Pont sur sambre production (PPSSP)
Vincent Escoffier	Vattenfall
Aurore Lantrain	EPEX SPOT
Cécile Lacour	Statkraft
Nicolas Deloge	Direct Energie
Anne Videau	EDF
Sylvie Magois	EDF
Bogdan Enacheanu	EDF
Adrian Meier	Alpiq
Arnaud Ghiotto	E.ON France / SNET
Jimmy Tjoa	E.ON Energy Trading
Emmanuelle Joubert	E.ON Energy Trading
Elodie Patte	GDF Suez
Marc Schicks	GDF Suez
Davy Marchand Maillet	Energy Pool
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 de la réunion précédente (Tous)

2. Présentation de statistiques (échanges de réserves, terme « gradients » de la réserve secondaire et différences entre la prescription indicative, la prescription définitive, et la prescription théorique) (RTE)

3. Présentation de pistes d'amélioration du processus de notifications d'échange de réserve (RTE)

4. Echange sur le type de marché secondaire organisé, et analyse des différentes options de chaque scénario (Tous)

5. Echange sur l'opportunité de séparer le produit de réserve secondaire en deux produits hausse / baisse (Tous)

6. Présentation d'une proposition d'inclusion de l'énergie de la réserve primaire dans le bilan des responsables d'équilibre (CNR)

Les participants du GT conviennent du décalage d'un quart d'heure du début du prochain GT (soit le 1er mars de 9h45 à 12h45)

RTE rappelle que les demandes de modifications du contrat actuel sont attendues d'ici le prochain GT afin que RTE puisse les instruire.

1 Validation du compte rendu de la réunion précédente

Les propositions de modifications du compte rendu faites par EDF, Energy Pool et GDF Suez sont acceptées par le GT (le point concernant l'opportunité de disposer de deux types de marchés secondaires organisés en parallèle des possibilités d'échanges de gré à gré est reformulé)

2 Présentation de statistiques

Présentation par RTE des statistiques suivantes :

- Evolution des volumes de réserves échangés par an ;
- Distribution des valeurs du terme « gradient » de la réserve secondaire et répartition par point demi-horaire et par mois ;
- Différence moyenne entre les prescriptions de réserve primaire de 13h30 et de 18h avec la prescription théorique calculée a posteriori sur le programme d'appel J.

Sur le premier point il est identifié une baisse des volumes échangés en 2010, lié à la fin de certains contrats.

Sur le second point on observe une utilisation importante en fin de journée, RTE informe que cela est dû à l'influence conjuguée du gradient de consommation et du gradient d'échange. Par ailleurs aucune saisonnalité ne semble se dégager.

Sur le troisième point, RTE conclut qu'il n'y actuellement que peu de différences entre la clef de partage de 13h30, celle de 18h et la clef de partage théorique calculée a posteriori.

3 Présentation de pistes d'amélioration du processus de notifications d'échange de réserve

Présentation par RTE des concepts suivants :

- Notifications d'échanges de réserve (NER) similaires aux notifications d'échanges de blocs ;
- Bilan de réserve similaire au bilan d'un responsable d'équilibre ;
- Programmation de réserve similaire aux règles prévues pour la programmation.

RTE invite les participants du GT à étudier les dispositions prévues pour les NEB actuelles et à préciser si certaines de celles-ci ne seraient pas compatibles avec les échanges de réserve[1].

RTE informe que les notifications d'échanges de réserve réalisés via le marché secondaire organisés seraient nominés à RTE directement par le marché secondaire organisé (comme c'est le cas pour l'énergie)

Les NER ne seraient autorisées qu'en interne France. Interrogé sur la question, RTE informe avoir pris contact avec certains GRT voisins pour des discussions relatives aux échanges de réserves transfrontaliers entre acteurs.

Dans le schéma proposé RTE précise que la rémunération de la prescription se ferait sur l'acteur soumis à la prescription initiale, et non l'acteur fournissant la réserve comme c'est le cas dans le contrat actuel.

RTE informe les participants du GT de son souhait d'étudier les modifications du régime de pénalité associé à l'introduction d'un marché secondaire organisé.

EDF demande s'il sera prévu de rémunérer un acteur de réserve « long ». RTE répond qu'au premier abord un acteur de réserve long ne devrait pas être rémunéré.

Energy Pool signale que les règles de matching des NER doivent être étudiées avec attention car l'absence de rémunération d'un acteur « long en réserve » peut donner lieu à des situations où l'échec d'un échange est connu trop tard pour en tirer les conséquences opérationnelles et générer des coûts ne faisant pas l'objet d'une rémunération.

Un certain nombre de participants du GT accueillent plutôt favorablement au premier abord les concepts présentés par RTE et souhaitent qu'ils puissent être mis en place au 1er janvier 2014.

4 Echange sur le type de marché secondaire organisé, et analyse des différentes options de chaque scénario

Présentations de GDF SUEZ et CNR, EDF, PPSSP, RTE et EPEX SPOT.

<u>Contre partie centrale :</u>

[1] *Il est demandé à RTE de préciser le timing et les modalités de matching des NEB actuelles hors GT dans le compte rendu :*

- *Timing des NEB : un guichet NEB J-1 à 16h30 et 24 guichets NEB infra J à chaque heure ronde de 00h00 en J-1 à 23h. Il n'y a pas de délai de neutralisation d'1h. (section C.3.2 des règles NEB)*
- *Règles de matching des NEB non corrigées : à chaque guichet NEB : en J-1 : moyenne des 2 valeurs, en infra J : valeur retenue au guichet NEB précédent (section C.3.3.2 règles NEB)*

Une contrepartie centrale est un service permettant de réduire les coûts de sécurisation financière pour les acteurs. Elle permet une optimisation des risques financiers, en particulier en imposant des flux financiers quotidiens. Une contrepartie centrale est obligatoire en cas d'enchère.

Les acteurs disposant d'un petit parc sont très favorables à l'introduction d'une contrepartie centrale. Les acteurs disposant d'un grand parc y sont relativement favorables mais restent préoccupés par le coût du service.

Enchère ou négociation continue organisée :

EDF, PPSSP, GDF, EON, Energy Pool et Alpiq sont à ce stade plutôt favorables à une enchère, afin de concentrer la liquidité et de révéler un prix.

Direct Energie propose une négociation continue organisée mais seulement ouverte quelques heures pour concentrer la liquidité (J-1 matin, J-1 après midi et J-1 soir et éventuellement J) puisque les contraintes associées à la mise en place d'une enchère sont importantes. En particulier une difficulté évidente réside dans la détermination a priori de l'heure idéale d'enchère.

Dans sa présentation, EPEX SPOT indique qu'il ne peut pas y avoir d'échange si les acteurs ne sont pas d'accord sur le moment où échanger.

Heure et clef de partage de la prescription :

RTE rappelle que le principe actuel de prescription au prorata de la production de chaque acteur permet un dimensionnement des réserves au plus proche du besoin.

Puisqu'il semble complexe d'émettre une prescription indépendante du démarrage des groupes aptes, deux scénarios de prescription définitive sont identifiés : (i) la poursuite de l'existant avec une prescription 18h et une clef de partage basée sur le programme d'appel J-1 16h30, ou (ii) une prescription aux alentours de 13h30 et une clef de partage basée sur le programme d'appel J-1 13h15.

RTE présente une proposition de mécanisme financier a posteriori permettant de corriger les biais induits par une clef de prescription basée sur un terme prévisionnel déclaratif. RTE apportera des précisions sur cette proposition à un prochain GT.

Heure du déroulement du marché secondaire organisé en cas d'enchère:

Scénario 1a : enchère organisée J-1 ~19h	Scénario 1b : enchère organisée J-1 ~15h	Scénario 1c : enchère organisée J-1 ~13h

Les participants indiquent avoir besoin de 30 minutes pour réaliser des offres sur le marché secondaire organisé (EDF 1h30). Epex Spot indique que 10 minutes sont nécessaires pour une enchère.

EDF préfère le scénario 1c mais indique ne pas être en mesure de présenter d'analyse d'impact quantitative dans des délais compatibles avec ceux du GT. Une partie des autres participants ont une préférence pour le scénario 1b, qui ne convient pas à EDF (scénario se déroulant pendant le processus de construction du programme d'appel).

RTE rappelle que l'avancement de la prescription induit des surcouts sur RTE et les RE et que les scénarios 1b et 1c ne pourront donc être mis en place que si des gains associés peuvent être exhibés.

Direct Energie soutient que la mise en place d'un marché expérimental ne doit pas désoptimiser l'existant et, de ce fait, ne soutient pas les scenarios 1b et 1c et met en garde qu'une position qui créée des surcoûts certains pour des gains hypothétiques sera particulièrement difficile à tenir dans le contexte d'une recherche d'optimisation générale du système.

Seule la CNR ne dispose pas d'opérateurs de fin de journée / nuit qualifiés pour la réalisation du scénario 1a.

Les participants du GT demandent à RTE de décrire précisément le timing des scénarios pour le prochain GT.

La CNR souhaite que le document d'orientation présente des grands scénarios et non des appels à contribution spécifiques points par points : en effet, la CNR indique être certes favorable à une enchère mais préfère une négociation continue organisée au scénario 1a.

Produit double énergie / réserve :

EDF, E.ON et PPSSP sont à première vue favorables à l'introduction d'un produit double énergie / réserve. Energy Pool n'y est pas favorable puisque cela ne correspond pas à sa technologie,et globalement en contradiction avec la volonté générale de l'Europe de séparation des différents types de produits. RTE indique que cela induit une complexité pour les offres étrangères. RTE indique que la question du produit double est celle de savoir qui doit porter le risque sur les éventuels échanges d'énergie induits par les échanges de réserve.

Pas du produit sur le marché secondaire organisé (30 min ou 1h)

E.ON et RTE sont en faveur d'un produit 1h (problématique des blocs en cas d'enchère, parallèle avec le marché de l'énergie, et favorisation de l'intégration européenne). La majorité des autres participants du GT sont en faveur d'un produit 30 minutes (au plus proche de la programmation).

RTE indique pouvoir réaliser sa prescription au pas 1h si nécessaire.

5 Echange sur l'opportunité de séparer le produit de réserve secondaire en deux produits hausse / baisse

Les participants du GT conviennent qu'à terme il devra être possible de programmer la réserve secondaire séparément à la hausse et à la baisse.

Les participants du GT identifient deux scénarios :

- Autoriser la programmation de la réserve secondaire séparément à la hausse et à la baisse le plus tôt possible
- N'autoriser la programmation de la réserve secondaire séparément à la hausse et à la baisse qu'au moment ou l'énergie de la réserve secondaire sera activée selon la préséance économique.

Energy Pool est en faveur du premier scénario étant donné l'existence de gisements de réserves plutôt dissymétriques (et plus particulièrement le caractère dissymétrique de certaines réserves hausse/baisse associés spécifiquement à la demande). Sans cette ouverture, Energy Pool estime que l'entrée de nouveaux acteurs aptes à court terme serait difficile dans des volumes significatifs.

6 Présentation d'une proposition d'inclusion de l'énergie de la réserve primaire dans le bilan des responsables d'équilibre

Faute de temps le sujet n'a pas été abordé. RTE et la CNR conviennent d'un point téléphonique bilatéral.