Compte rendu GT services système 30/01/2013

Participants au GT :

Participant	Entreprise
Jean Angotti	Poweo Pont sur sambre production (PPSSP)
Aurore Lantrain	Epex Spot
Nicolas Deloge	Direct Energie
Anne Videau	EDF
Sylvie Magois	EDF
Bogdan Enacheanu	EDF
Giuseppe Macri	Alpiq
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
Davy Marchand Maillet	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 d'un état des lieux des réserves primaires et secondaires (RTE)

3. Présentation d'un état des lieux échanges de réserve (RTE)

4. Discussion autour des freins pour les échanges de réserve (Tous)

5. Informations relatives au marché secondaire des réserves en Belgique (RTE –E.ON)

6. Echange sur le type de marché secondaire organisé, le timing et les produits (Tous)

7. Retour RTE sur des demandes des acteurs (RTE)

8. Présentation d'autres demandes des acteurs (Tous)

1 Validation du compte rendu de la réunion précédente

Seul EDF avait fait des propositions de modifications sur le projet de compte rendu rédigé par RTE. Les propositions de modifications d'EDF effectivement formulées durant le précédent GT sont intégrées.

Le compte rendu ainsi modifié est validé par le GT.

RTE répond à la demande d'interrogation formulée par EDF sur la signification de l'objectif intitulé « dispositions identiques entre acteurs » : il s'agit d'un objectif ambitieux que RTE souhaite étudier ayant un certain nombre de pré-requis majeurs (cela couvre par exemple la question petits parcs / grands parcs).

2 Présentation d'un état des lieux des réserves primaires et secondaires

Présentation par RTE d'un état des lieux des réserves primaires et secondaires:

- Le processus de détermination des besoins globaux de RP et de RS est basé sur les principes de dimensionnement des réserves définis par ENTSO-E. l'application de ces derniers au cas français est précisé dans la DTR chapitre 4.1. ;
- Les prescriptions RP et RS exprimés en pourcentage de la production des groupes aptes sont en moyenne annuelle respectivement de 1,1% et 1,3% (sur la période d'octobre 2011 à septembre 2012). RTE présente aussi le profil moyen journalier de cette prescription ainsi que diverses grandeurs statistiques (valeurs dans un intervalle de confiance de 10%, valeurs extrêmes).

EDF demande à RTE des statistiques spécifiques sur le terme « gradients » de la formule de la RS. RTE présentera quelques indicateurs lors du prochain GT.

3 Présentation d'un état des lieux d'un état des lieux échanges de réserve

Présentation par RTE d'un état des lieux des échanges de réserves sur 2012 :

- Le volume moyen de RP + RS échangés est de 12 MW, essentiellement de RP (la RS représente seulement 3% de ce volume) ;
- aucun échange n'a eu lieu pendant 37% des pas demi-horaires ;
- Pas d'échanges constatés en IJ ;
- Pas d'échanges cross-border ;
- Distribution des volumes de RP+RS échangés (par volume, moyenne par pas demi horaire, moyenne par mois).

Il est demandé une explication sur le fait qu'il y ait moins d'échange de 0 à 8h et pour les mois de janvier et décembre. RTE précise qu'il s'agit d 'échanges bilatéraux entre producteurs et que seuls

ces derniers sont à même d'expliquer les causes. Néanmoins, aucun acteur ne s'est exprimé sur le sujet.

Energy Pool demande de disposer de statistiques sur les années antérieures. RTE indique que cela représenterait une charge de travail conséquente.

Il est fait mention que les volumes échangés début 2013 pourraient être plus importants, avec en particulier la mise en place d'échanges cross-border.

4 Discussion autour des freins pour les échanges de réserve

Présentation de GDF SUEZ et CNR.

Aujourd'hui, la plupart des échanges bilatéraux se concluent le matin du J-1 alors qu'il reste encore de nombreuses incertitudes sur le niveau de production et de prescription. Une meilleure visibilité sur ces paramètres permettrait d'intensifier les échanges.

Les autres freins aux échanges de réserve identifiés par les participants du GT sont :

- La prescription définitive tardive impliquant soit un risque volume si les échanges ont lieu avant, soit une absence de contreparties si les échanges sont réalisés après ;
- Des heures optimales d'échanges différentes selon les producteurs qui n'ont pas forcément le même timing pour leurs processus J-1 respectifs (J-1 matin, ou J-1 après midi) ;
- L'absence de guichet J-1 entre 16h30 et 23h qui permettrait de redéclarer les programmes d'appel en intégrant les éventuels échanges de services système ;
- le nombre peu élevé de guichets infra-J pour les échanges de réserves ;
- Le mode opérationnel des notifications d'échanges à RTE ;
- L'absence de position nette d'échanges de réserve ;
- La dépendance entre le produit énergie et le produit réserve (risque prix sur l'énergie en IJ)
- L'absence de plateforme informatique facilitant la rencontre des acheteurs et des vendeurs et automatisant la notification des échanges à RTE.

RTE présentera lors du prochain GT une proposition d'amélioration du processus de notification d'échange de réserve.

RTE indique que la question d'un guichet supplémentaire en J-1 pourra être étudiée.

5 Informations relatives au marché secondaire des réserves en Belgique

RTE et E.ON présentent des éléments sur le nouveau contrat SSY belge et sur le marché secondaire organisé :

- Transfert complet d'obligation ;
- Pénalités identiques entre fournisseurs de réserve ;
- Echanges de gré à gré possibles avec la résolution la plus fine possible ;
- Présence de toutes les conditions d'apparition d'un marché secondaire organisé, mais jusqu'à présent ni Elia ni Belpex n'ont souhaité le mettre en œuvre.

E.ON indique que les acteurs sur le marché Belge regrettent le manque de plateforme électronique qui permettrait de faciliter les échanges. E.ON indique par ailleurs que SEPS (TSO slovaque) a mis en place une plateforme informatique de rencontre de l'offre et de la demande d'échanges de réserves. Il s'agit d'un marché continu anonyme sans contrepartie centrale : l'identité des contreparties est révélée après chaque échange et une transaction bilatérale est conclue entre les parties prenantes. Interrogé sur ce sujet, E.ON précise que le risque de contrepartie est faible étant donnés l'identité et le nombre des acteurs présents sur ce marché, et que ce dispositif est simple et relativement efficace.

6 Echange concernant le mécanisme expérimental alternatif et l'enchainement temporel

Présentations d'Energy Pool, de GDF-SUEZ & CNR, d'EDF, de PPSSP, d'E.ON et de RTE.

Type de marché secondaire organisé :

Deux types de marché secondaire organisé sont identifiés par le GT : soit un marché par enchères avec un fixing à une heure fixe, soit un marché par négociation continue organisée.

En parallèle du marché secondaire organisé, les échanges OTC devront être possibles

Il n'est pas jugé pertinent par les participants du GT de disposer dès le début des deux types de marché organisés (c'est-à-dire enchère organisée et négociation continue organisée)..

La majorité des participants ont une légère préférence a priori pour un marché par enchères, puisqu'il permet de concentrer la liquidité et de révéler un prix moins ambigu. Cependant les participants conviennent des contraintes associées à un marché secondaire organisé par enchères (standardisation des produits plus poussée, impact sur le processus de prescription…). Epex Spot et Direct Energie indique qu'en cas de marché non mature, un marché continu est normalement préférable.

Les participants identifient la question de l'opportunité de la contrepartie centrale. Celle-ci a en effet un intérêt pour l'efficacité et la non-discrimination, mais ce service a un coût, une analyse coûts bénéfices est donc nécessaire.

Energy Pool recommande la mise en place d'une solution flexible pouvant être modifiée aisément après un court retour d'expérience.

Concernant la question de la participation obligatoire au marché secondaire, RTE informe qu'une analyse juridique préliminaire conclut qu'il n'est pas possible d'imposer des modalités de participation obligatoires au marché secondaire organisé.

Timing du marché secondaire organisé :

Les participants identifient les contraintes qui sous-tendent cette question :

- Les incertitudes sur l'énergie, étant donné la dépendance entre le produit énergie et le produit réserves
- L'incertitude sur le montant de la prescription
- Les processus contraints d'optimisation des producteurs disposants de grands parcs en Europe
- Les contraintes organisationnelles des équipes
- La limitation du nombre de redéclarations au guichet de 23h et l'absence de guichet J-1 supplémentaire (risque en cas de suppression du guichet de 23h).

Pour les participants au GT le marché secondaire organisé doit se dérouler après la prescription définitive. En cas d'enchère, les participants du GT préfèrent un marché en début ou en milieu d'après-midi du J-1. EDF indique qu'un marché le matin du J-1 est aussi une option à considérer.

EDF indique qu'un résultat du marché secondaire organisé avant 13h30 permettrait une optimisation complète du parc en intégrant les transactions concernant les services système. EDF indique qu'un résultat du marché secondaire organisé avant 15h30 permettrait une intégration « à la main » dans le programme d'appel J-1. RTE demande à EDF de chiffrer et de présenter au prochain GT les gains / pertes liés aux 3 scénarios : résultats avant 13h30, résultats avant 15h30, résultats après 15h30, afin de les comparer aux surcoûts induits par un avancement de la prescription définitive, dans un souci d'optimisation globale du système électrique français. Energy Pool suggère une approche « Test & Learn » en testant en conditions réelles plusieurs options, pour arbitrer sur la plus efficace au regard des volumes d'échanges ou du gain observé en termes de coût global pour le système. Ceci requiert néanmoins une agilité, informatique et organisationnelle, qui reste à évaluer parmi les présents.

Timing de la prescription :

RTE indique que la prescription définitive pourrait être avancée si nécessaire. RTE indique que la différence de volume serait alors acquise via des ajustements cause SSY sur le mécanisme d'ajustements. RTE rappelle que les surcoûts liés à ces ajustements SSY sont actuellement financés soit par RTE, soit par les RE (en fonction de la tendance du mécanisme d'ajustement). RTE indique

que ce fonctionnement induirait des surcouts qu'il conviendrait de justifier au regard d'autres gains à identifier. RTE rappelle par ailleurs que lors de la concertation pour le modèle de contrat SSY précédent 2008-2010, RTE avait augmenté la rémunération des réserves primaires et secondaires à hauteur du montant de l'économie réalisée par RTE.

Clef de répartition de la prescription entre responsables de programmation :

RTE identifie qu'en cas de prescription définitive avant J-1 16h30, une nouvelle clef de répartition serait nécessaire, puisque celle-ci est calculée sur la base des programmes d'appel définitifs. Un retour à la clef de prescription du modèle de contrats 2008-2010 peut être étudié (celle-ci était alors calculée sur les programmes d'appel indicatifs de 13h15). RTE propose aussi d'étudier une clef de répartition indépendante du programme d'appel J-1. La CNR et PPSSP sont opposés à une clef de répartition indépendante du programme d'appel J-1, puisque cela induirait inévitablement sur certains points demi-horaires une obligation sans groupe apte démarré pour la satisfaire. EDF indique que la présence d'un marché secondaire organisé pourrait permettre l'acquisition de réserve dans ce cas. PPSSP remarque que cela créerait une barrière à l'entrée significative pour les nouveaux entrants.

EDF explique que la clef de répartition doit être équitable entre acteurs, et est à ce titre intéressé par une clef de répartition ne se basant pas sur un terme déclaratif et non engageant.

Par ailleurs EDF et la CNR se plaignent de la différence actuelle entre la prescription indicative et la prescription définitive. Les participants du GT demandent à RTE des indicateurs sur ces différences. La CNR s'interroge sur les raisons de ces différences et estime qu'elles peuvent avoir un impact sur le timing et l'efficacité du processus complet, et souhaite que le sujet soit étudié avec attention (en incluant la possibilité de repousser l'heure d'envoi du programme d'appel indicatif).

RTE demande aux participants du GT d'étudier pour le prochain GT les différentes possibilités de clefs de répartition de la prescription.

Produits :

Consensus au sein du GT pour disposer de produits d' 1MW

Consensus au sein du GT pour disposer de produits 30min ou 1h (en opposition à des produits peak / offpeak). C'est principalement le recours à une enchère qui nécessite de déterminer le pas du produit (30min ou 1h). Les produits 30min ont l'avantage d'être au plus proches des contraintes de programmation alors que les produits 1h ont l'avantage de favoriser l'intégration européenne. RTE indique qu'il serait envisageable de réaliser une prescription au pas horaire si nécessaire. Energy Pool insiste sur la nécessité de disposer d'un produit de base ayant une granularité suffisamment faible pour intégrer les diverses contraintes, quitte à construire et échanger de manière habituelle des produits plus agrégés. RTE demande aux participants du GT de présenter une analyse sur le pas optimal du produit pour le prochain GT.

De nombreux participants proposent de pouvoir disposer de produits blocs et de produits indivisibles. Il est mentionné le risque algorithmique d'une enchère comportant trop de produits blocs, et Epex Spot a été invité à apporter des éléments sur cette question pour le prochain GT.

PPSSP propose que le produit réserve soit un produit double (« 2 legs ») réserve / énergie : l'achat d'un certain volume de réserve impliquerait alors automatiquement la vente d'un même volume d'énergie (et réciproquement). PPSSP justifie cette idée par le fait que sur les principaux sites fournissant des réserves il y a substitution 1:1 entre les réserves et énergie, et par l'incertitude sur le prix de l'énergie sur le marché IJ jugé peu liquide. Certains participants du GT manifestent leur intérêt pour ce type de produit, tout en faisant remarquer qu'il ne semble pas possible que ce produit double remplace complètement le produit réserve simple, étant donné que certains sites fournissant des réserves n'ont pas cette problématique de substitution réserve / énergie. Certains participants indiquent que ce produit double diviserait la liquidité du marché des réserves déjà a priori peu profond, et qu'il permettrait moins facilement de révéler un prix.

De nombreux participants du GT se prononcent en faveur d'une séparation hausse / baisse de la réserve secondaire. GDF identifie alors que cela nécessiterait une modification de la rémunération de l'énergie de la réserve secondaire. Il est aussi identifié que cela diviserait la liquidité du produit réserve secondaire. RTE indique que l'on pourrait imaginer une prescription symétrique, associée à une possibilité de programmation différenciée hausse / baisse. Cependant RTE alerte sur les nombreux prérequis à remplir avant de pouvoir mettre en place cette évolution, d'autant plus qu'il est prévu à moyen terme de refondre l'activation de l'énergie réserve secondaire (en passant de l'activation au prorata actuellement, à une activation selon la préséance économique) conformément aux orientations cadre sur l'équilibrage. Energy Pool insiste pour que soient considérés les timings de ces évolutions, car si le code de réseau n'est pas encore rédigé, les évolutions SI qui pourraient intervenir pour intégrer les modifications des règles SSY seront sans doute pérennes à l'horizon de l'application de ce code. RTE invite les participants du GT à étudier les avantages / inconvénients de cette possibilité pour le prochain GT, en gardant à l'esprit la probable évolution moyen terme d'activation de l'énergie de la réserve secondaire selon la préséance économique.

<u>Coût de mise en œuvre du mécanisme :</u>

Interrogé par Direct Energie, RTE indique ne pas disposer d'estimation de coût de mise en œuvre et de ne pas pouvoir en disposer d'ici le prochain GT puisque le type de marché n'est pas défini.

Suite à une question de Direct Energie, Epex Spot indique qu'un marché continu organisé est moins couteux qu'un marché à enchère. PPSSP demande à Epex Spot de présenter une estimation des coûts pour le prochain GT. RTE accepte de transmettre une hypothèse de volumes échangés attendus à Epex Spot à cette fin.

7 Retour RTE sur des demandes des acteurs

RTE a transmis au GT un compte rendu d'un GT services système de 2011 au cours duquel la question d'intégration de la correction de l'énergie de la réserve primaire dans le périmètre des responsables

d'équilibre avait été étudiée. Suite à l'interrogation de RTE, PPSSP et la CNR confirment leur intérêt de voir la demande étudiée. A ce titre RTE demande à la CNR de préparer une proposition de solution permettant de régler le problème dans son pour la prochaine réunion.

8 Présentation de demandes d'acteurs de modification des dispositions du contrat actuel

EDF souhaite que le délai de paiement des factures, actuellement à 30 jours après date de réception, soit porté à 30 jours après date d'émission.

Conformément à la problématique présentée par RTE au premier GT, RTE demande aux acteurs de préparer leurs demandes par écrit pour le prochain GT comme l'a fait la CNR.