Réseau de transport d'électricité

# Groupe de Travail
# de la Commission Accès au Réseau

# GT « Concertation RP & RS perspective TURPE 4 »

*Travaux sur les Réserves primaires et secondaires de fréquence en perspective de TURPE 4*

Réunion du 4 novembre 2011

*Relevé de conclusions*

*Version finale validée en séance le 21 novembre 2011*

.

Département Mécanismes de Marché
***Tour Initiale - 1 Terrasse Bellini - TSA 41000***
***92919 La Défense Cedex***

*www.rte-france.com*

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

# 1. Participants

EDF : Guillaume GIROUX, Anne VIDEAU

E.ON France : Sandrine FERRAND, Philipe GOUILLART

ERDF : Yves ZONTA

CNR : Jean-Marie COMPAS, Christophe MONTBROUSSOUS

GDF-SUEZ : Serge CASSIN, Maxime JAUBERT

RTE : Pascal BERTOLINI, Jean-Victor ECK, Frédéric EVE

UFE : Hélène ROBERT

# 2. Approbation du relevé de conclusions de la séance précédente

Le relevé de conclusions de la réunion précédente est approuvé en séance, sur la base du projet de RTE et des remarques formulées par EDF et par Air Liquide.

# 3. Présentation des producteurs de l'UFE sur l'axe 4 (modélisation des coûts de constitution des capacités de RP et RS)

- EDF, au nom des producteurs de l'UFE, présente les résultats du modèle dont les principes ont été présentés et discutés lors des séances précédentes du GT.

- Le cas de référence, correspondant au jeu d'hypothèses qui avait été présenté lors de la séance précédente, débouche sur un coût complet de constitution des capacités de RP et RS qui s'élève à environ 29 €/MW par heure de mise à disposition, à comparer au montant de 17 €/MW par heure de mise à disposition environ prévu dans le contrat Services Système actuel.

- Plusieurs des tests de sensibilité dont il avait été convenu à la réunion précédente ont été réalisés :
  - abaissement du taux d'actualisation (fixé à 8% dans le cas de base) à 6% : on obtient une baisse des coûts, à 25 €/MW par heure de mise à disposition
  - hausse du taux d'actualisation à 10% : on obtient une hausse des coûts, à 31 €/MW par heure de mise à disposition
  - augmentation des prix des combustibles (gaz et fioul, mais hors $CO_2$) : on obtient une hausse des coûts, à 31 €/MW par heure de mise à disposition
  - baisse à 500 MW de la prescription de RP[1] : on obtient une baisse des coûts, à 27 €/MW par heure de mise à disposition

[1] Les participants précisent à nouveau qu'il ne s'agit pas là d'une remise en cause du volume de prescription de RP (qui serait hors du cadre de la concertation et correspond à une prescription directe d'ENTSO-E), mais d'un simple test de validité du modèle.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

- EDF souligne que les variations obtenues par les tests de sensibilité, qui se situent autour de 10%, tendent à conforter la robustesse du modèle.

- RTE indique que les différents tests ne lui semblent pas tout à fait de même nature : le choix du taux d'actualisation à prendre pour le calcul lui paraît être un élément particulier dans la mesure où il doit refléter l'appréciation du risque associé à la fourniture de RP et RS. Or, dans l'hypothèse où cette fourniture ferait comme aujourd'hui l'objet d'une compensation à un prix régulé, il semblerait cohérent d'utiliser un taux correspondant à la rémunération d'activités régulées, auquel cas 6% pourrait être une bonne référence. Les producteurs de l'UFE soulignent cependant d'une part qu'il ne paraît pas envisageable de considérer qu'une partie d'un actif de production serait rémunérée à 6% (pour la constitution de capacités de RP et RS) et une autre à 8% (pour la fourniture d'énergie sur le marché), et d'autre part que les taux d'actualisation réels pré taxe (convention adoptée dans l'étude pour le calcul des coûts complets des filières thermiques développées) de gestion régulée d'actifs physiques sont proches, pour certains tout du moins, de 8,5% (cas de la gestion de réseau de distribution gaz notamment).

- EDF indique que les autres tests de sensibilité envisagés n'ont pas été réalisés et propose de les abandonner, compte tenu du manque de temps et de l'objectif de la démarche, qui consiste essentiellement à éclairer la robustesse du modèle et non à anticiper les variations possibles de ce coût complet à moyen/long terme. En revanche, EDF propose de tester une variante correspondant à la fourniture de RP par l'hydraulique au fil de l'eau, qui serait modélisé de manière simplifiée comme un moyen déjà développé capable d'assumer une partie de la constitution de la RP sans perte de puissance active[2]. Ces propositions sont acceptées par les autres participants du GT.

- Tous les participants du GT confirment leur intérêt à disposer du modèle. EDF attire l'attention des membres du GT sur le fait que le modèle n'est pas un outil industriel et doit être manipulé avec précaution. L'adaptation des parcs, notamment, doit être réalisée manuellement par l'expert utilisateur du modèle. En conséquence de la demande du GT, EDF va valider les conditions de sa diffusion dans les semaines à venir aux membres du GT.

# 4. Présentation de RTE sur les axes 2 et 3 (quantification des événements à l'origine des sollicitations de RP et RS et identification d'un schéma d'allocation des coûts correspondant)

## 4.1 Quantification des événements à l'origine des sollicitations de RP et RS

- RTE présente les résultats de l'application de la méthodologie présentée lors de la séance précédente.
  RTE commence par rappeler la liste des événements conduisant à la sollicitation des RP, et présente une quantification de certains de ces événements à caractère aléatoire, sous certaines hypothèses qui sont précisées et discutées.

[2] Il est précisé que cette hypothèse est à considérer comme telle pour une étude de sensibilité mais ne reflète pas l'état exact du parc français, en particulier pour les éclusées dont la contribution à la RP se fait avec abattement de puissance active et désoptimisation.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

En particulier, il est précisé :
- que le profil de fréquence qui sert de base à l'analyse, qui concerne l'année 2010, est un profil typique. RTE fournira un historique de profils de fréquence aux autres participants du GT afin de préciser ce point.
- que l'analyse se fonde sur les perturbations de fréquence en dehors d'une bande de ± 20 mHz autour de 50 Hz. Les règles d'ENTSO-E RGCE pour l'Europe continentale conduisent en effet à considérer que le réglage de la fréquence a terminé son action lorsque la fréquence est rentrée à l'intérieur de cette bande de tolérance.
- que l'analyse repose sur la quantification du temps passé en dehors de cette bande de ± 20 mHz autour de 50 Hz ; chaque événement qui fait passer dans cette zone est considéré comme étant à l'origine d'un écart de fréquence de 10 minutes (ce qui correspond au temps d'action complet du réglage secondaire).

- L'analyse fait ressortir deux points concernant la sollicitation des RP :
  - Les écarts de fréquence ne dépassent que très exceptionnellement (lors d'événements comme le 4 novembre 2006) un seuil qu'on peut estimer à 140 mHz, ce qui correspond à une sollicitation d'environ 2/3 de la RP. Aussi, 1/3 de la RP peut être considéré comme une assurance qui bénéficie à tous les utilisateurs du système électrique (qu'ils soient ou non eux-mêmes à l'origine de déséquilibres) en cas d'événement exceptionnel.
  - Les 2/3 restants de la RP sont utilisés pour faire face à tous les écarts de fréquence constatés (qui sont au maximum de 140 mHz) pendant environ 570 heures (pour l'année 2010), en supposant que la France contribue à hauteur de 20% aux écarts de fréquence du système électrique d'Europe continentale. Cela correspond à la couverture des événements suivants :
    - Les événements aléatoires quantifiables, liés aux pertes de production et de réseau, qui représentent respectivement 5,4 et 0,8 % des sollicitations de RP. *Hors réunion : RTE précise que les pertes de groupes de production attribuables à des incidents sur le réseau d'évacuation des groupes s'élèvent en moyenne à 1,8 par an (sur la période 2008-2010) selon ses calculs.*
    - Les événements restants (aléatoires et déterministes) qui affectent brusquement l'équilibre P=C, à savoir des variations brusques de production ou de consommation qui ne peuvent être quantifiées explicitement et constituent le terme de bouclage de l'exercice. A partir de l'analyse d'une journée typique, RTE identifie comme cause des variations de fréquence de plus grande amplitude, les variations brutales de la production, à chaque heure ronde, afin d'adhérer au mieux aux blocs des mécanismes de marché, alors que les variations de charge sous-jacente se font, elles, de manière beaucoup plus continue.

- RTE présente également une analyse des événements conduisant à la sollicitation des RS. Il est observé que l'activation de la RS est liée à la reconstitution des RP utilisées ainsi qu'à des phénomènes de dynamique plus lente. Ces phénomènes, s'ils ne sont pas aisément identifiables, ne présentent cependant pas les mêmes difficultés d'analyse que ceux qui sont à l'origine des sollicitations de RP : d'une part, la RS est utilisée dans un cadre uniquement français (pour faire face aux déséquilibres qui ne peuvent pas être résolus par les ajustements) ; d'autre part, la RS est souvent utilisée entièrement (puis reconstituée par actions d'ajustement) : il n'y a donc pas de composante « assurantielle » similaire à celle identifiée pour la RP.

- Les points suivants sont soulevés en réaction à la présentation de RTE :
  - Les producteurs de l'UFE s'interrogent sur la pertinence du coefficient de 20% utilisé pour quantifier le poids de la France dans les déséquilibres du système électrique d'Europe continentale. RTE précise que le chiffre de 20% correspond à la règle de répartition des RP en Europe. Il est donc normatif et ne mesure en effet pas la

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

contribution exacte de la France à la sollicitation des RP : pour connaître cette contribution, il faudrait pouvoir identifier tous les évènements considérés dans toute l'Europe continentale, ce qui n'est pas possible dans les délais et avec les moyens impartis à cette étude.

- Les producteurs de l'UFE font part des limites de l'exercice où le résultat des évènements « restants » les plus conséquents, constituent le terme de bouclage du calcul.
- GDF Suez fait remarquer que du fait de la composition du parc français, dont la production est comparativement beaucoup moins volatile que celle de ses voisins européens, les excursions hors fréquence dues aux variations rapides de la production pour coller aux blocs marché ne peuvent être attribuées à la zone France par un prorata brut de la capacité installée. RTE précise que cela ne lui semble pas être le cas, dans la mesure où le parc français comporte une grande part de puissance hydraulique commandable, qui peut être à l'origine de variations importantes de fréquence aux heures rondes. Il n'est donc pas évident qu'une prise en compte fine de ce paramètre conduise à identifier une part plus faible de la France dans les variations de fréquence déterministes.
- GDF Suez pose la question de savoir si les variations déterministes de fréquence dues au suivi des blocs des mécanismes de marché ne sont pas dues à des variations brutales de charges programmables aussi bien qu'aux variations brutales de production identifiées par RTE. RTE répond que la charge est par nature continue du fait du poids prépondérant du secteur résidentiel et du petit tertiaire, secteurs qui se caractérisent par un effet de foisonnement ; de plus, si des variations brusques de charges aux heures rondes existent, elles devraient avoir tendance à l'inverse à lisser les variations de fréquence déterministes observées (elles réduiraient en effet l'écart entre variations brutales discontinues de production et continuité de la charge).
- EDF demande pourquoi le raisonnement de RTE est effectué uniquement en temps passé en-dehors de la bande de fréquence de ± 20 mHz autour de 50 Hz, sans tenir compte de la profondeur de l'écart. RTE répond qu'une telle approche devrait conduire à des résultats similaires.
- La CNR observe que les occurrences d'écarts de longue durée (même s'ils sont de faible profondeur) ont été plus importantes ces dernières années et fait remarquer que ces écarts sont pénalisants pour la gestion de ses moyens de production et ont un impact financier au pas 1/2h. RTE répond que l'existence de tels écarts est indéniable, mais qu'il ne dispose pas d'éléments permettant de conclure sur une tendance à la dégradation.
- La CNR souligne que cette analyse ne permet pas de mettre en évidence les évènements où la différence de performance entre pays peut amener les RP et RS françaises à être sollicitées à cause d'un déséquilibre permanent dû à un autre pays. RTE souligne que, si de tels cas ne sont pas à exclure ponctuellement, la qualité du réglage des différents GRT fait l'objet d'un suivi par ENTSO-E et qu'aucune défaillance n'a été mise en évidence.

## 4.2 Identification d'un schéma correspondant d'allocation des coûts de RP et RS

- RTE présente un schéma d'allocation des coûts de constitution des capacités de RP et RS suivant l'analyse précédente :
  - Affectation des coûts de constitution de la RP :
    - Etant donné que 1/3 de la RP est constituée pour faire face à des événements exceptionnels, cette part peut être considérée comme une assurance qui bénéficie à tous les utilisateurs du système électrique (qu'ils soient ou non eux-mêmes à l'origine de déséquilibres) en cas d'événement exceptionnel. Aussi, ces coûts pourraient être mutualisés dans le tarif de réseau.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

- La RP sert également à faire face à des événements d'origine « réseau » (0,8% des sollicitations); en toute rigueur ils pourraient aussi être pris en charge par le tarif de réseau.
- Le reste de la constitution de la RP permet de faire face à des déséquilibres instantanés sur les périmètres de RE et ces coûts pourraient être pris en charge par les RE qui ont des périmètres physiques. L'analyse ne permet pas de distinguer les évènements dont l'origine est liée au soutirage et à l'injection (en dehors des pertes de production, mais cette composante ne correspond qu'à une faible part du total des déséquilibres sur les périmètres de RE).

- Affectation des coûts de constitution de la RS :

- Le dimensionnement de la RS n'intègre aucune composante assurantielle utilisée exceptionnellement, contrairement à celui de la RP.
- La RS sert de terme de bouclage à la réalisation de l'équilibre offre-demande français et permet ainsi de faire face à des déséquilibres sur les périmètres de RE français. Ainsi la totalité de ses coûts de constitution pourrait être pris en charge par les RE qui ont des périmètres physiques. L'analyse ne permet pas de distinguer les évènements dont l'origine est liée au soutirage et à l'injection.

- RTE précise que l'absence de possibilité d'identification précise des acteurs qui sont à l'origine des écarts implique de considérer que 2/3 de la RP et la totalité de la RS sont constitués pour faire face aux écarts imputables à la communauté des RE physiques. La répartition de ces coûts de constitution pourrait alors se faire par exemple au prorata des injections et soutirages physiques de chaque RE par rapport à la totalité des injections et soutirages physiques de tous les RE.

- Les points suivants sont soulevés en réaction à la présentation de RTE :
  - Les producteurs de l'UFE estiment que la notion de RE est actuellement fondée sur un pas de temps de 30 minutes (celui qui sert de base au règlement des écarts) et liée à la mise en œuvre des ajustements ; la notion de RE est en outre liée à l'énergie mise en œuvre sur un pas de temps de règlement des écarts pour compenser les déséquilibres, et non à la puissance de réserve permettant de compenser instantanément ces déséquilibres. RTE répond que de nombreux ajustements très rapides (moins de 15 minutes) sont activés pour faire face aux déséquilibres des RE, et que les charges de constitution des réserves minimales garanties permettant de mettre en œuvre ces ajustements (soit 1000 MW de Réserves Rapides) sont bien répercutées financièrement aux RE physiques (coefficient c sur les soutirages) au travers du compte Ajustements/Ecarts. Il n'y a donc pas d'obstacle, selon RTE, pour étendre ce mode de financement aux réserves automatiques.
  - Les producteurs de l'UFE soulignent que la facturation des charges de constitution des 2/3 de la RP et de la RS aux RE ne serait pas porteuse d'incitations pour le RE à mieux s'équilibrer, car il ne dispose pas des moyens lui permettant de le faire. Ils soulignent qu'un RE vertueux et respectant strictement son équilibre en énergie tel que cela lui est demandé aujourd'hui se verrait toutefois attribuer une charge supplémentaire. A ce titre, les producteurs de l'UFE souhaitent que soit distingué le traitement financier du coût en énergie de l'activation des réglages de celui, en capacité, de leur constitution. RTE convient que les leviers des RE pour mieux s'équilibrer sur des échelles de temps très courtes sont inexistants dans le cadre des règles actuelles, mais souligne qu'une socialisation de ces charges dans le TURPE ne véhicule pas une meilleure incitation. Pour RTE, il s'agit d'identifier que 2/3 des RP et la totalité des RS constituent un service d'équilibrage pour la communauté des RE physiques (aussi bien pour leurs injections que pour leurs soutirages), au même titre que le mécanisme d'ajustement et d'identifier le vecteur le plus vertueux pour le leur répercuter financièrement, au lieu d'une socialisation sur tous les soutirages physiques français à travers le TURPE.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

- Les producteurs de l'UFE considèrent que la principale cause de déséquilibre sur les pas horaires est manifestement liée aux règles de marché et aux règles de programmation concertées par RTE et approuvées par la CRE, et non aux acteurs eux-mêmes. Ils considèrent à ce titre que la socialisation sur tous les soutirages physiques français à travers le TURPE devrait demeurer la règle en l'attente de la mise en œuvre de règles de marché plus performantes. Selon RTE, le fait que les déséquilibres constatés découlent de l'utilisation des règles de marché par les RE physiques renforce au contraire l'idée de répercuter aux RE physiques les coûts du service d'équilibrage que constituent les 2/3 des RP et la RS.
- Dans le cas d'une répercussion des coûts sur les RE, les producteurs de l'UFE évoquent que la clé de répartition puisse reposer sur des écarts mesurables sur des périmètres, plus que sur une règle normative sur les injections et soutirages physiques rattachés au périmètre de chaque RE. RTE considère que cela n'est pas forcément nécessaire (cf. financement des Réserves Rapides et Complémentaires), mais que la notion d'écart pourrait servir de base pour répercuter les coûts des activations en énergie des services de réglage.
- Les producteurs de l'UFE posent la question de la répercussion de ces charges par les RE physiques à leurs propres clients, s'ils devaient les supporter. RTE estime que dans le cas de RE fournissant une prestation d'équilibrage à des acteurs tiers, le contrat de RE devrait servir de véhicule pour ce faire. Les producteurs de l'UFE notent que cela pourrait poser des problèmes financiers spécifiques : ils évoquent la difficulté probable pour les RE de répercussion de cette nouvelle charge sur les fournisseurs rattachés à leur périmètre et in fine sur les consommateurs finals.
- GDF Suez souhaite confirmer que dans l'hypothèse d'un paiement par les RE physiques des charges de constitution des 2/3 de la RP et de la RS, ces charges disparaîtraient du TURPE. RTE confirme que ce serait bien le cas : un double recouvrement de ces charges n'aurait pas de sens. En revanche, il faut noter que le schéma d'allocation des coûts envisagé aboutirait à conserver dans le TURPE 1/3 des charges de constitution de la RP, ainsi que la totalité des charges de constitution des services système de réglage de la tension dont il n'a absolument pas été question dans le cadre de la concertation.

### 4.3 Suites de ces travaux

- ERDF indique partager pleinement les conclusions des analyses de RTE.

- Les producteurs de l'UFE demandent si RTE attend une réaction écrite à ses analyses.
  RTE répond que toute contribution est la bienvenue dans l'optique de préparer le rapport final du GT, et proposera tout particulièrement à Air Liquide, absent de la séance, de réagir.

## 5. Prochaines réunions

- La prochaine réunion du GT se tiendra le lundi 21 novembre de 14h à 17h à la Tour Initiale.

- RTE y proposera une première version de plan pour le rapport final du groupe de travail, qui devra constituer un état des lieux factuel des travaux du GT, aboutissant à des préconisations communes là où il y aura consensus et à un relevé des arguments de chacun en l'absence de consensus. Il est proposé de viser une finalisation du rapport à la CAR de janvier, pour une remise à la CRE fin janvier.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)