Réseau de transport d'électricité

Groupe de Travail
de la Commission Accès au Réseau

GT « Services Système »

Réunion du 20 mars 2012

Compte rendu

Version finale du 9 juillet 2012

Département Performance du Système et Accès au Réseau
Tour Initiale - 1 Terrasse Bellini - TSA 41000
92919 La Défense Cedex
Tél : 01 41 02 13 14 - Fax : 01 41 02 17 18
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

ALPIC : Franck SAINMONT

CNR : Christophe MONTBROUSSOUS, Jean Marie COMPAS

E-ON France : Philippe GOUILLART, Arnaud GHIOTTO,

EDF : Pierre CASTAGNE, Anne VIDEAU, Laurent DUCHAND

GDF-SUEZ : Marc SCHICHS

POWEO : Gaelle ERNOUX

RTE : Pascal BERTOLINI, Frederic ROY, Thomas LASSAIGNE

2. Contexte et ordre du jour

Le groupe est chargé par la Commission Accès au Réseau de faire le retour d'expérience sur la mise en place du contrat 2011-13.

Une troisième réunion a eu lieu le 20 mars 2012.

L'ordre du jour est le suivant :

- Approbation CR réunion du 28 septembre 2011
- Mode dégradé pour le calcul des prescriptions : date de mise en application
- Modalité d'approbation du guide du SI
- Modalités pour modifier en infraJ les échanges de réserves entre producteurs
- calcul des abattements pour compensation synchrone
- Indicateurs
- Problématique petit parc/grand parc
- Information sur les travaux du groupe de travail EURELECTRIC ENTSO-E sur les variations de fréquence déterministes

3. Synthèse des discussions

3.1 Approbation CR réunion du 28 septembre 2011

RTE envoie la dernière version du compte rendu de la réunion du 28 septembre incluant les remarques faites par la CNR et attend les remarques des participants avant le 6 avril.

Hors réunion : le compte rendu définitif incluant une ultime remarque de la CNR a été publié sur le site CURTE le 17/042012

3.2 Mode dégradé pour le calcul des prescriptions : date de mise en application

Le groupe analyse les remarques et demande de précision faites sur la version projet envoyée aux participants le 13 mars. RTE reformulera le mode dégradé en cas d'absence de PAP à 13h30 et précisera comment sont traités les échanges entre producteurs français.

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)

RTE envoie une version corrigée au plus tard le 27 mars

Les participants donnent leur accord pour une date de mise en application du mode dégradé le 2 avril.

En cas d'activation du mode secours lié à des difficultés de calcul des prescriptions par RTE, les indemnités de non respect des prescriptions ne seront pas appliquées lorsque la prescription envoyée par RTE dépasse la capacité de réglage disponible du producteur.

3.3 Modalité d'approbation du guide du SI

Les participants demandent à ce que le fichier VALMEN soit intégré au guide du SI

RTE attend les remarques des participants au plus tard le 3 avril. Le projet sera ensuite présenté, pour ultimes remarques, au sein des enceintes habituelles de concertation du guide du SI.

3.4 Modalités pour modifier en infraJ les échanges de réserves entre producteurs

Le Responsable de programmation peut modifier jusqu'à 3 fois en infraJ les déclarations de fourniture de réserve pour le compte d'autres responsables de programmation (voir les modalités précises dans la trame de contrat de participation aux services système article 4.3.9). Ce dispositif est en place depuis 2007 mais n'a jamais été utilisé jusqu'à maintenant. Le CNES a testé à nouveau le dispositif en février 2012 afin de s'assurer de sa bonne marche.

RTE rappelle que le processus en place est prévu pour une utilisation occasionnelle (de l'ordre de quelques fois par mois). Un renforcement du dispositif doit être étudié si les producteurs souhaitent l'utiliser de façon plus systématique.

Les déclarations se font à l'aide de fichier de même format que le fichier « servsys » de déclaration de fourniture pour le compte d'autre responsables de programmation mais portant un nom spécifique :

- servsys_producteur_P_AAAAMMJJ_infraJ_0000.csv permet la rédéclaration des échanges de la journée complète de 00 à 24 h en permettant ainsi aux producteurs de prendre en compte les modifications de la contribution calculée par RTE entre 16h15 et 18h,
- servsys_producteur_P_AAAAMMJJ_infraJ_heure guichet.csv permet de prendre en compte les modifications pour la période de l'heure du guichet à 24h00

RTE intégrera la description de ces fichiers dans le guide du SI qui sera envoyé au plus tard le 27 mars

Hors réunion RTE précise que ces fichiers sont à envoyer à l'adresse mail générique suivante :
rte-cnes-services-systeme@rte-france.com

EDF fait remarquer que le guide SI, dans son état actuel, ne décrit pas la possibilité, pour un producteur "receveur", de déclarer à 16h00 ce qu'un autre producteur fournit pour son compte. RTE rappelle les termes du contrat qui prévoit bien l'envoi de déclaration du receveur à cette échéance. Néanmoins il précise que seuls les fichiers de déclaration du "fournisseur" sont utilisés pour modifier les prescriptions définitives des producteurs concernés et que les fichiers de déclaration du "receveur" ne sont pas utilisés dans le processus. Ces derniers sont simplement conservés pour être exploités en a posteriori en cas de litige.

Pour les échanges déclarés avant 16h, le producteur « receveur » peut vérifier la bonne prise en compte de l'échange par RTE à l'issue de la confirmation envoyée par RTE à 16h15. Par contre, pour les

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)

modifications d'échange en infra-J, une telle possibilité de vérification par le receveur n'existe pas. Les producteurs remarquent que cette situation crée un risque pour le responsable de programmation qui délègue une partie de sa prescription.

3.5 Calcul des abattements pour compensation synchrone

EDF précise que les modalités actuelles de calcul des abattements pour le fonctionnement en compensateur synchrone doivent être revues car elles conduisent à pénaliser le producteur lorsque la durée d'utilisation réelle de cette fonction est inférieure à la durée d'utilisation forfaitaire figurant en annexe des contrats.

EDF considère que les abattements pour compensation synchrones doivent faire l'objet d'une régularisation ex post, par avenant au contrat, en fonction des durées d'utilisation réellement constatées, au même titre que le forfait annuel.

RTE convient que les modalités de calcul figurant dans la trame de contrat en vigueur manquent de cohérence notamment depuis les évolutions du contrat introduites en 2007. Ces modalités devront impérativement être revues dans le prochain contrat. Néanmoins RTE n'est pas favorable à une modification du texte du contrat en vigueur qui nécessiterait la mise en place d'un nouveau processus de concertation pour faire évoluer la trame, évolution qui devrait de plus être approuvée par la CRE, selon les nouvelles dispositions du code de l'énergie. EDF comprend cette objection et demande dans ce cas une lettre d'interprétation du contrat mentionnant ce point. Cette demande est soutenue par l'ensemble des producteurs présents.

RTE propose en alternative aux producteurs fournissant ce service de modifier les durées d'utilisation forfaitaire figurant aux annexes du contrat afin de limiter, voire d'annuler, les conséquences financières négatives de ce mode de calcul.

3.6 Problématique petit parc/grand parc

En réponse aux difficultés soulevées par E.ON lors d'une précédente réunion, il est envisagé d'introduire une solution consistant à adopter une vision dynamique de la problématique petit parc /grand parc en tenant compte du nombre d'unités réellement couplées (voir description de la solution dans le compte rendu de la réunion du 28 septembre 2011).

De façon générale RTE n'est pas favorable à la mise en place d'une telle mesure si le choix est fait de basculer vers un marché de services système à l'horizon TURPE 4 (cf. réflexions du GT « concertation RP & RS perspective TURPE 4 »). En effet une telle implémentation nécessite des développements SI qui deviendraient immédiatement obsolètes si un marché est mis en place rapidement. Une telle évolution pourrait néanmoins être envisagée si un mécanisme prescriptif, proche du dispositif actuel, est reconduit à cet horizon. RTE propose donc de différer la décision de mise en œuvre d'une telle mesure tant qu'il subsiste de fortes incertitudes sur le modèle économique de mise à disposition des services système.

Malgré ces incertitudes, le GT peut continuer à enrichir le REX et à travailler sur les solutions possibles à terme. En particulier, un consensus entre les acteurs n'a pas pu être trouvé sur le seuil de basculement entre le traitement de type petit parc et grand parc. Les producteurs feront connaître leur position ultérieurement à la réunion pour savoir si un compromis sur seuil à 4 unités est acceptable par tous (traitement comme petit parc jusqu'à 3 ESSY démarrées).

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)

3.7 Indicateurs

RTE a envoyé fin décembre 2011 les indicateurs relatifs à septembre/ octobre/ novembre 2011 et a envoyé en mars 2012 les indicateurs relatifs à décembre 2011.

L'indicateur 6 présente, en décembre 2011, une valeur très élevée et atypique, liée à la déclaration par certains producteurs d'inaptitudes temporaires au réglage en période de crue (au titre de l'article 4.2.5 du contrat).

En complément RTE présente en séance un historique des indicateurs 6 et 7, suite aux demandes faites lors de la dernière réunion.

Il est possible de construire des historiques équivalents pour les indicateurs 4ter et 5ter mais RTE a besoin pour cela d'un accord préalable de confidentialité (les producteurs qui souscrivent un contrat en cours d'année sont immédiatement identifiables à l'aide de ces indicateurs). A l'issue des discussions, il est proposé de construire l'historique des indicateurs depuis août 2011 (date de mise en œuvre du dernier contrat signé) et de rompre l'historique à chaque arrivée d'un nouveau producteur (et à chaque disparition d'un contrat existant). Les producteurs feront connaître leur position sur cette proposition ultérieurement à la réunion.

Post réunion : EDF est favorable à une présentation des indicateurs en historique, avec rupture de l'historique à chaque arrivée / départ d'un nouveau producteur signataire du contrat de SSY.

Vis à vis des différences entre les prescriptions de RS à 18h et 13h30, RTE a effectué une analyse des causes des écarts concentrés entre 22h30 et 0h, à partir des résultats intermédiaires de calcul archivés depuis décembre 2011. Il résulte en particulier de cette analyse qu'une erreur de calcul a été détectée dans l'outil de prescription du CNES, pour le point de 0h, qui conduit à majorer la prescription de 0h par rapport aux modalités prévues dans la DTR. Cette erreur a été corrigée début février 2012 et prise en compte dans les calculs de prescription à partir du 03/04/2012. Les conséquences de cette correction seront à évaluer lors des prochaines livraisons des indicateurs (2ème trimestre 2012).

La CNR demande à RTE de garder en mémoire l'analyse des modifications de la prescription de réserve primaire par acteur entre 13h30 et 18h, demandée lors de la précédente réunion.

3.8 Information sur les travaux du groupe de travail EURELECTRIC ENTSO-E sur les variations de fréquence déterministe.

A la demande de la CNR, RTE présente les principales conclusions de ce groupe de travail en commentant le rapport qui a été publié sur les sites tant d'EURELECTRIC que d'ENTSO-E.

Ce rapport est disponible au travers des liens suivants :

- https://www.entsoe.eu/media/news/newssingleview/article/the-report-on-deterministic-frequency-deviations-root-causes-and-proposals-for-potential-solu/?tx_ttnews%5BbackPid%5D=28&cHash=6421825f3ec1e517491f7fad5616e8dd
- http://www.eurelectric.org/Download/Download.aspx?DocumentFileID=73177

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)