CURTE

Comité des

Clients Utilisateurs du Réseau de Transport de l'Electricité

Commission Accès au Réseau du 6 janvier 2012

Compte rendu des discussions

Version projet

Ordre du jour

I. Programme de travail de la Commission Accès au Réseau pour 2012 3

II. Bilan des travaux du GT « Concertation RP & RS perspective TURPE 4 » 5

III. Point d'avancement de la concertation sur le projet de Procédure de traitement des demandes de raccordement des nouvelles interconnexions au réseau public de transport d'électricité 12

IV. Point divers 13

Etaient présents :

RTE

Brigitte PEYRON
Clotilde LEVILLAIN
Jean Philippe BONNET
Emanuele COLOMBO
Philippe QUENAUDON
Eric THEBAULT
Frédéric ROY
Bruno MAILH

Pour les acteurs industriels :

ANROC/UNELEG	Sylvain ROMIEUX
EDF	Pierre CASTAGNE
	Philippe LIENHART
	Sylvie MAGOIS
E.ON/SNET	Philippe GOUILLART
EON Energy Trading	Emmanuelle JOUBERT
GDF-SUEZ	Jacques CREUSY
	Marc SCHIKS
	Albert LUTHERS
SHEM	Arnaud LOUGAROT
SRD ELE	Monsieur DUMAS
Air LIQUIDE/UNIDEN	William CHAN
ERDF	Alain MARTY
	Jacques MERLEY
ESR/UNELEG	Vincent HOFFBECK
GDF-SUEZ	Albert LUTHERS
SER	Alexandre COURCAMBECK
SRD ELE	Sébastien DUMAS
CNR	Jean Marie COMPAS
COFELY	Philippe COURTES

Représentants de la CRE Sophie PLUMEL

Réseau de transport d'électricité

I. Programme de travail de la Commission Accès au Réseau pour 2012

Philippe QUENAUDON

Les priorités identifiées par RTE sur la feuille de route CAR pour 2012 relative à l'exploitation et l'accès réseau sont les suivantes :

- **La déclinaison de l'arrêté « contrôle de performances »** du 06/07/2010, qui prévoit la traduction dans la DTR du mode de contrôle dans le temps du maintien des performances des groupes, ainsi que la réalisation d'un point 0 avec les groupes existants, raccordés avant la parution des arrêtés,

- **Le cadre contractuel de l'exploitation conduite des producteurs** : la convention intégrée dans la DTR début 2010 présentait des conditions générales et des conditions particulières, et il avait été convenu de réaliser un REX à l'issue de l'application de cette convention d'exploitation conduite, qui sera impactée par l'arrêté « contrôle de performances ». Par ailleurs, il reste à conclure les travaux sur une trame de convention d'exploitation conduite en phases d'essais, notamment afin de savoir comment contractualiser les sites ayant des mises en service partielles,

- **Le traitement des « Modifications substantielles »** : dans l'arrêté raccordement producteurs d'avril 2008 qui s'applique aux installations neuves, les critères permettant de déterminer si la nouvelle réglementation s'applique en totalité ou partiellement sont essentiellement basés sur la puissance, Il reste à déterminer dans quelle mesure cet arrêté s'applique aux sites qui subiraient des modifications substantielles sur les installations existantes (impact sur les performances et sur la place en file d'attente),

- Il convient également de préciser dans la DTR la normalisation des protocoles de télécommunications, afin de tenir compte des évolutions technologiques.

Frédéric ROY

D'autres chantiers restent à finaliser en 2012 :

- La finalisation de la procédure de traitement des demandes de raccordement des distributeurs : la prochaine réunion se tiendra le 17/01/2012 sur la base d'une procédure intégrant les dernières observations issues des distributeurs. Un consensus semble pourrait être atteint sur le texte en discussion et un aboutissement est souhaité courant 2012 après notification à la CRE,

- La finalisation de la procédure de traitement du raccordement des nouvelles interconnexions : à la demande du régulateur fin 2011, un groupe de travail a été constitué au sein de la CFAI sur cette procédure. Son objectif est de proposer une procédure de

traitement ainsi que des règles techniques transitoires de conception et de fonctionnement pour le raccordement de nouvelles interconnexions à courant continu (absence d'arrêté existant),

- Les évolutions de la procédure de traitement de raccordement d'installations de production (texte et annexe). Ces évolutions émanent du bilan adressé à la CRE suite à la première année d'application de la procédure. Le cas du renouvellement des concessions hydrauliques sera également discuté à partir du 27/01/2012. Les membres du GT1 estiment nécessaire d'adapter la DTR et la procédure, afin de donner aux producteurs une bonne visibilité sur les conditions de raccordement dans le cadre du chantier de renouvellement des concessions ouvert par les pouvoirs publics. Un autre point à discuter est celui du schéma mandataire. Il s'agit des modalités permettant à plusieurs producteurs, généralement ENR, de se raccorder en un point unique du RPT. Un projet de décret modificatif a été élaboré fin 2010 mais n'a jamais été publié. RTE avait toutefois proposé aux producteurs de s'inscrire dans ce cadre et avait publié une dépêche d'information en novembre 2010 présentant le cadre général de ce schéma. L'objectif consiste aujourd'hui à inscrire dans la DTR les dispositions permettant aux producteurs d'en bénéficier. D'autres sujets pourraient être ajoutés à cette thématique à la demande des membres de la CAR,

- L'évolution des trames contractuelles producteurs (PTF et convention de raccordement) liée à celle de la procédure et à un certain nombre d'actualisations (prise en compte du décret sur la suppression de l'autorisation d'exploiter pour certaines installations de petite puissance),

- Enfin, une information sur l'avancement des travaux des codes ENTSO-E.

Jacques CREUSY

Dans le cadre de l'évolution de la procédure de traitement de raccordement, il conviendrait d'ajouter l'examen des impacts du futur décret S3R.

Frédéric ROY

Le décret relatif au schéma de raccordement en cours de discussion et qui devrait arriver prochainement en CSE fera partie des points à traiter dans cette thématique. On peut également ajouter les travaux du GT2 (GTENR), dont une réunion est prévue cet après-midi même. Il y sera notamment question des notions de Pmax pour les parcs photovoltaïques.

Pierre CASTAGNE

Ce programme de travail doit laisser la possibilité d'ajouter des points en cours d'année.

Brigitte PEYRON

Cela est entendu. Il convient toutefois de déterminer les sujets qui semblent le plus prioritaires. Les autres sujets seront examinés en fonction des ressources mises à disposition et d'autres évènements imprévus.

Jacques CREUSY

Les trois points qui nous semblent prioritaires sont la déclinaison de l'arrêté du 06/07/2010 « Contrôle de performances », suivie des modifications substantielles liées à cet arrêté puis des différents points relatifs à l'évolution de la procédure de traitement du raccordement d'installations de production.

Alexandre COURCAMBECK

Il semble effectivement urgent d'adapter les textes relatifs au schéma mandataire compte tenu du retour de certains adhérents.

Sylvie MAGOIS

Nous partageons l'avis de Jacques CREUSY concernant les trois points qu'il a priorisés.

Emmanuelle JOUBERT

Il est étonnant de ne rien voir apparaître sur les contrats de service systèmes. Le GT continue-t-il à travailler sur ce sujet ?

Eric THEBAULT

Le contrat était valable 3 ans. Certaines évolutions pourront être envisagées en fonction des travaux réalisés.

Brigitte PEYRON

Il existe deux groupes de travail sur ce thème. Le premier a été mis en place au printemps 2011 afin de produire un rapport sur les positions relatives aux services systèmes dans l'optique de préparer TURPE 4, dont le bilan sera présenté au cours de la séance. Le second est le GT permanent qui suit le déroulement du contrat existant. Nous nous étions engagés vis-à-vis de la CAR à faire un retour d'expérience quant aux dispositions de ce contrat. Même si nous n'étions pas tous d'accord sur ces dispositions, il était nécessaire de confronter les *a priori* de chacun à la réalité et d'envisager d'éventuels infléchissements en fonction des retours d'expérience.

En l'absence d'autres interventions, je propose à la CAR de retenir cette feuille de route 2012, en faisant apparaître les priorités telles qu'elles ont été exprimées.

II. Bilan des travaux du GT « Concertation RP & RS perspective TURPE 4 »

Emanuele COLOMBO

Le rapport intégral a été mis à disposition dans l'espace CURTE. Ma présentation vise à vous apporter les éléments contenus dans la synthèse du rapport.

1. Introduction

Réseau de transport d'électricité

Ce GT, constitué au printemps 2011, partait des discussions ayant eu lieu au cours des années précédentes concernant la mise à disposition des services systèmes. Ainsi, si le souhait est de faire évoluer dans la perspective TURPE 4 les modalités de mise à disposition ou de rémunération des services, il est nécessaire de déterminer quels éléments argumentés apporter dans le cadre de la consultation lancée par la CRE sur la structure tarifaire TURPE 4.

Actuellement, la constitution des capacités de réserve primaire (RP) et de réserve secondaire (RS) de fréquence passe par une répartition par RTE (prescriptive et échangeable) des besoins de RP et RS du système entre les producteurs aptes à les fournir. La mise à disposition de services systèmes fait l'objet d'une rémunération régulée, dont la couverture des coûts est assurée par le TURPE. Le GT devait discuter des modalités économiques de mise à disposition des capacités de RP et RS dans la perspective de la préparation du tarif d'accès au réseau TURPE 4, en réexaminant les modèles économiques envisageables (en termes d'allocation et de financement) et en évaluant le niveau de rémunération de ces services.

Le GT a mobilisé des représentants des producteurs membres de l'UFE (la CNR, Direct Energie, E.ON, EDF, GDF Suez, POWEO, Vattenfall), un consommateur membre de l'UNIDEN (Air Liquide), RTE et ERDF. 8 réunions ont été tenues entre mai et décembre 2011, avec un point d'étape devant la CAR le 14/10/2011.

Les quatre axes de travail du GT étaient les suivants :

- La constitution des RP et RS : Quel est le mécanisme le plus adapté, entre d'une part une constitution par appel d'offres et d'autre part l'application d'une règle de prescription ? Dans le cas d'une évolution vers des appels d'offres, quels sont les prérequis pour s'assurer qu'il y ait dans tous les cas suffisamment de RP et RS à disposition du système ? Comment éviter l'exercice de pouvoir de marché ?

- L'identification des acteurs : Qui sont les acteurs et parties prenantes ? Comment identifier leurs responsabilités et/ou la façon dont ils bénéficient du service ? Quels sont leurs leviers ?

- La répercussion des coûts des RP et RS : Quels modes/clés de répartition déduire de l'identification des responsabilités et des bénéficiaires du service pour les coûts des RP/RS ?

- Le dimensionnement des coûts de fourniture du service

Pour chaque axe de travail, le rapport synthétise les échanges qui se sont déroulés (contribution d'un membre puis sollicitation des autres parties prenantes avec droit de réponse du contributeur) et permet à chacun de faire état de ses arguments. Le corps du rapport (environ 20 pages) s'accompagne d'une synthèse de 4 pages et de 3 annexes (concaténation des présentations effectuées en GT, concaténation des relevés de conclusion validés et contributions de producteurs membres de l'UFE, de RTE et de l'UNIDEN en leur nom propre).

2. Synthèse des travaux sur l'axe 1: constitution des RP et RS

La contribution des producteurs a porté sur la possibilité de mettre à disposition les RP et RS via un mécanisme de marché (appels d'offres). Selon les producteurs, le mécanisme actuel de prescription n'est pas optimisé économiquement et un mécanisme d'appel d'offres permettrait une optimisation économique. Les producteurs ont proposé les principes d'architecture d'un appel d'offres, et ont établi les caractéristiques que devrait avoir un tel mécanisme pour être réellement efficace. Ils ont par ailleurs proposé des dispositions qui pourraient encadrer ce mécanisme afin de garantir que les réserves nécessaires soient effectivement disponibles et que le coût du réglage de la fréquence reste sous contrôle.

Les modalités envisagées par les producteurs de l'UFE sont partagées par l'ensemble des participants au GT. Pour autant, les membres du GT s'accordent à dire qu'une analyse d'impact détaillée serait nécessaire pour se prononcer sur l'opportunité de la mise en place d'un tel mécanisme, sur son architecture et sur le délai nécessaire à son déploiement. Par ailleurs, RTE a estimé que le point essentiel était la finalité du mécanisme, sachant que tout mécanisme devra permettre de garantir que les RP et RS nécessaires au système électrique soient constituées et qu'il devra être en cohérence avec les obligations règlementaires des producteurs en matière de fourniture des RP et RS. La mise en place d'un tel mécanisme a du sens, mais avec une participation obligatoire.

Des discussions ont également eu lieu sur le lien entre les modalités via un mécanisme d'appel d'offres et le financement de RP et de RS. Pour les producteurs, les questions du mécanisme d'attribution des réserves et des modalités de financement doivent être traitées de manière indépendante. Un mécanisme de marché n'exclut pas, *a priori*, la couverture des coûts par un tarif. Les producteurs ont notamment évoqué la possibilité de financement au travers du Compte de Régulation des Charges et Produits du TURPE. RTE a répondu que la mise en place d'un mécanisme d'appel d'offres ferait émerger une volatilité qu'il ne serait pas envisageable de couvrir par une enveloppe régulée dans le TURPE. Par ailleurs, RTE juge très délicat d'introduire des éléments de volatilité supplémentaires dans le CRCP, qui représente déjà la moitié du TURPE.

3. Synthèse des travaux sur l'axe 2 : acteurs à l'origine de la mobilisation des RP-RS

ERDF a considéré que les bénéficiaires du service étaient tous les acteurs du système électrique qui créent des variations de fréquence (injecteurs, soutireurs ou achemineurs). En se basant sur l'analyse des évènements physiques à l'origine de la sollicitation des RP et RS, RTE a essayé d'apporter une méthodologie et une analyse quantitative afin d'identifier les acteurs à l'origine des variations de fréquence. Il apparaît qu'environ un tiers de la RP n'est utilisé que lors d'événements réseau exceptionnels. Toutes les autres sollicitations de RP et la totalité des sollicitations de RS sont dues à des déséquilibres entre injections et soutirages, dans lesquels les phénomènes affectant le réseau ne sont impliqués que de manière négligeable. L'analyse ne permet pas de distinguer la part des injections de celle des soutirages dans les causes de ces déséquilibres.

ERDF a indiqué partager l'analyse de RTE, mais les producteurs ont exprimé plusieurs réserves, en soulignant que la méthode ne permettait de quantifier précisément qu'un très faible pourcentage des phénomènes étudiés, rendant contestable toute conclusion tirée de cette analyse. Ils ont par ailleurs estimé que les consommateurs finaux étaient les destinataires du réglage de la fréquence.

Réseau de transport d'électricité

4. Synthèse des travaux sur l'axe 3: répercussion des coûts

A partir des analyses précédentes, RTE a conclu qu'il n'était pas illogique d'envisager de reporter une partie des charges aujourd'hui portées en totalité dans le TURPE vers un autre support. Tous les déséquilibres entre injection et soutirage à l'origine de la sollicitation des 2/3 des RP et de la totalité des RS trouvent leur origine sur les périmètres des Responsables d'Equilibre (RE) physiques. Dans l'architecture de marché, les RE ont la responsabilité d'assumer financièrement les déséquilibres entre injection et soutirage sur leur périmètre au pas 30 minutes. Ainsi, 1/3 des coûts de constitution de la RP pourrait être mutualisé dans le TURPE, en tant qu'assurance pour tous les utilisateurs du système électrique face à des évènements réseau exceptionnels, tandis que les 2/3 des coûts de constitution de la RP ainsi que la totalité des coûts de constitution de la RS pourraient être répercutés aux RE physiques, en tant qu'assurance pour compenser les écarts en puissance de cette communauté d'acteurs au niveau du bilan national de l'équilibre, comme c'est le cas pour les autres réserves d'équilibrage (les Réserves Rapides et Complémentaires).

Si ERDF a partagé l'analyse de RTE, ceci n'a pas été le cas des producteurs. Ils ont contesté qu'une partie des services de réglage puisse être utile à l'équilibrage du RE. En effet, la dérive de la fréquence engendre pour les producteurs fournissant du service de réglage un coût complémentaire et une perturbation sur le périmètre de Responsable d'Equilibre, sans possibilité de levier de correction. Ils considèrent que l'analyse de RTE, aboutissant à répartir même en partie le financement sur les RE physiques, n'est ni adéquate ni pertinente. Un tel dispositif ne présenterait aucun caractère incitatif et ne serait pas vertueux. Par ailleurs, la totalité de la capacité de réglage primaire et secondaire doit être considérée comme une assurance et à ce titre, être financée par le TURPE. Enfin, l'étude réalisée dans le cadre du GT comporte pour les producteurs des biais qui rendent ses conclusions contestables.

Pour les producteurs de l'UFE, le TURPE constitue le cadre de financement naturel et optimal des services de réglage, pour trois raisons. Premièrement, le TURPE reste aujourd'hui le meilleur vecteur pour répercuter les coûts au consommateur final. Toute évolution du TURPE devrait se traduire par une évolution équivalente des prix de fourniture d'électricité (en particulier des TRV). Deuxièmement, le maintien du financement des services systèmes dans le TURPE est de nature à favoriser l'optimisation du volume de réglage secondaire par le gestionnaire de réseau. Troisièmement, le réglage de la fréquence bénéficie au système électrique dans son ensemble et en premier lieu aux consommateurs. La fréquence est un « bien public », dont les coûts doivent être couverts par le TURPE.

RTE n'a pas partagé cette analyse. Il considère en effet que le réglage de la fréquence est en effet un « bien public », mais que l'enjeu est d'identifier pour quelle communauté d'acteurs. Selon RTE, il bénéficie avant tout (hormis environ 1/3 de la RP) à la communauté des RE physiques. Ce n'est pas en incitant financièrement le GRT à diminuer le volume de RP et RS nécessaires au système que la minimisation de ces volumes pourra être obtenue (cela serait dangereux), mais en incitant les RE physiques à mieux s'équilibrer, ce qui pourrait conduire à une réduction du besoin de RS. Par ailleurs, le TURPE n'est pas le seul vecteur pour répercuter les coûts au consommateur final. Il pourrait incomber aux RE qui supporteraient ces coûts de les répercuter à leurs clients finaux.

5. Synthèse des travaux sur l'axe 4 : évaluation des coûts

Réseau de transport d'électricité

Les producteurs ont développé une méthodologie d'évaluation du coût complet de constitution des capacités de RP et RS, dans l'objectif de construire une référence de coût stable et valable à long terme. La méthode a consisté à raisonner en différentiel à parcs adaptés (construction de parcs au périmètre français qui minimisent le coût complet de fourniture). Le jeu d'hypothèses, obtenu sur la base de données publiques, a été proposé et validé par tous les membres du GT. Les résultats obtenus sont un coût complet de constitution des capacités de RP et RS à environ 29 €/MW par heure de mise à disposition (basée sur une valeur d'actualisation de 8 %), à comparer à la rémunération actuelle d'environ 17 €/MW par heure de mise à disposition. Ce résultat semble, pour les producteurs, représentatif du coût complet réel qu'ils supportent pour la fourniture de ce service de réglage de la fréquence. Les études de sensibilité du modèle partagées au sein du GT ont permis d'étayer la robustesse du modèle, en particulier sa neutralité à la prise en compte des moyens de production hydrauliques.

RTE a émis des remarques et réserves. Il a bien entendu la démonstration de la neutralité de la prise en compte des moyens hydrauliques présentée par les producteurs, mais note qu'elle repose sur une simulation complémentaire menée hors du GT par les producteurs, et dont le fonctionnement n'a pu être examiné par les autres participants.

RTE a souligné que les discussions qui ont eu lieu en GT ont permis de partager l'approche et de cerner les avantages ainsi que les limites de validité du modèle ainsi que le constat d'un écart significatif entre la rémunération actuelle et le résultat issu de ce modèle. En revanche, pour RTE, il ne peut s'agir de conclure que la valeur qui émerge de cet exercice sera la seule référence pertinente pour le coût effectif des RP et RS pour la période tarifaire à venir. En effet, l'approche par parc adapté est une modélisation de long terme cohérente, mais qui se distingue par nature du parc réel installé qui fournit effectivement les RP et RS.

6. Perspectives

Les analyses et les modèles proposés ont leur limite de validité et tous ont eu la possibilité de s'exprimer, en émettant d'éventuelles réserves. Après validation par la CAR, le rapport sera transmis à la CRE, dans le cadre de la consultation sur la structure tarifaire. L'objectif du rapport est de fournir à la CRE des éléments de réflexion dans la préparation de TURPE 4. Les suites éventuelles à donner seront à instruire en fonction des décisions de la CRE et dans le cadre d'un nouveau GT.

Brigitte PEYRON

La synthèse du rapport vous semble-t-elle représentative des travaux ? Estimez-vous nécessaire de poursuivre les travaux sur certains axes ?

Pierre CASTAGNE

La présentation est synthétique et il est nécessaire d'examiner le contenu du rapport pour prendre connaissance de tous les propos qui ont été tenus. Il ne me semble pas nécessaire de poursuivre les travaux, car les constats de désaccords sont nombreux. Peut-être serait-il plus judicieux d'élargir les réflexions aux travaux d'analyse actuellement menés au niveau européen ?

Brigitte PEYRON

Un GT commun a été mis en place au printemps 2010 entre ENTSO-E et EURELECTRIC, auquel RTE a participé. Ce groupe a été créé à la demande d'EURELECTRIC car les producteurs s'inquiétaient de l'augmentation des variations de fréquence et des répercussions potentielles sur leurs machines. Ce GT a produit un rapport, présenté à ENTSO-E et à EURELECTRIC fin 2011. Une partie du GT travaillera d'ici avril 2012 sur les conséquences de l'implémentation des solutions proposées. Ces travaux pourront être présentés dans le cadre de la CAR.

Marc SCHIKS

La résolution de la question du financement représenterait un point de déblocage important. Je comprends que RTE ne souhaite pas voir ses budgets grevés par une disposition de marché, mais les producteurs ont le sentiment que leurs coûts ne sont pas recouverts.

William CHAN

J'interviendrai au nom d'Air Liquide et de l'UNIDEN, qui a produit un *position paper* annexé tardivement au rapport et qui est en phase avec les positions de RTE sur les financements. Ce rapport de synthèse reflète bien la diversité des opinions exprimées mais il met aussi en évidence certains désaccords de fond. Ainsi, tout comme les consommateurs, les producteurs sont également « bénéficiaires de services systèmes ». Le modèle présenté est éloigné de la réalité des consommateurs et des approfondissements sont nécessaires sur certains points. Si le modèle a pour but d'engendrer des augmentations substantielles de coût, cela remet profondément en cause le mode de financement. Faire tout supporter par le TURPE induit une hausse impactant les consommateurs, sans que « leur responsabilité » ne soit établie à 100 %.

Par ailleurs, la modélisation de parcs adaptés est intéressante car elle reflète une diversité de technologies de production. L'UNIDEN s'interroge néanmoins sur la représentation de ce modèle par rapport à la réalité et à la répartition des services systèmes entre producteurs. En effet, un parc adapté vu dans sa globalité n'est pas forcément équivalent à la contribution de l'ensemble des producteurs, dont les approches peuvent différer suivant les technologies et les moyens de production à disposition.

Si une suite est donnée au mécanisme de financement et l'appel d'offres, il sera nécessaire d'examiner la situation des autres pays. Dans certains pays en effet, les services systèmes sont supportés par les producteurs et ne sont pas répercutés en tant que tels par les consommateurs. Il existe une grande diversité de situations en Europe.

Jacques MERLEY

L'apport premier des travaux est la mise en évidence de coûts liés au fonctionnement du système électrique sans considération de réseaux. Les gestionnaires réseaux ne peuvent pas intervenir en dehors de la fiabilité de leur propre réseau, qui peut jouer sur l'équilibre P = C. Il n'est pas envisageable d'arbitrer les services systèmes par les investissements en réseaux. Le TURPE fait bien référence à l'accès au réseau et non aux systèmes électriques. Cette question sera centrale dans les discussions futures. ERDF est en phase avec la vision de RTE.

Concernant les suites à donner, il serait intéressant de réaliser une étude prospective de l'évolution du besoin en volume, car certains facteurs sont liés à la mutualisation de structures et à l'évolution des offres commerciales flexibles. Enfin, une partie des services système possède un caractère européen au sens de la zone synchrone avec les RP partagée avec d'autres pays, avec des règles de partage qu'il conviendra de prendre en compte.

Brigitte PEYRON

Du point de vue des financements, la quasi-totalité des ressources de RTE est issue du TURPE. Comment ce dernier peut-il prendre en compte le coût des services systèmes en fonction de leurs différentes modalités d'achat et de rémunération ? La question est de savoir dans quelle mesure le TURPE peut prendre en compte des éléments qui relèveraient quasi-exclusivement d'un mécanisme de marché.

RTE doit être incité à ne prescrire que le strict volume nécessaire au réglage, sachant qu'il n'a pas la main sur la répartition en matière de RP, dont le volume total est défini par une règle européenne. La répartition entre les pays, qui fait l'objet d'une approbation par ENTSO-E, est aujourd'hui faite en fonction des parcs de production existants dans les différents pays. Des discussions sont en cours au sein d'ENTSO-E afin d'examiner la pertinence d'une évolution vers d'autres règles de répartition (en fonction des consommations ou en fonction d'une combinaison linéaire entre les parcs de production et les consommations).

Concernant le volume de réserves secondaires, il convient de distinguer la minimisation du volume de celle du coût. Une régulation sur le seul coût pourrait s'avérer dangereuse. Il est nécessaire d'acquérir les réserves nécessaires au plus juste prix, mais également de les définir de la manière la plus pertinente possible. Dans ses missions le GT n'avait pas pour objectif d'échanger sur le volume nécessaire en termes de RS. Aujourd'hui, la DTR fait état de la règle de calcul du volume de RS, sur laquelle RTE est prêt à avoir une certaine transparence.

Jean-Marie COMPAS

Le principe consistant à rechercher l'obtention de ces services systèmes de réglage de fréquence à un coût optimal doit s'entendre d'une manière globale et au niveau national. Si le coût du service système pèse trop fortement sur le producteur, il le traduira dans son prix de vente au consommateur. Pour un nouveau producteur arrivant sur le marché, certaines filières sont plus handicapées que d'autres. La mise en place d'appels d'offres repose sur l'idée d'une mise à disposition de services systèmes au meilleur coût des filières de production possible (la simulation de parcs optimisés permet d'obtenir un niveau de prix au niveau national). Aujourd'hui, le chef d'orchestre du service système est le gestionnaire de réseau et en particulier RTE. Il est important de ne pas séparer les règles données par RTE et une rémunération qui serait externe.

Brigitte PEYRON

Nous sommes tous conscients qu'*in fine*, le consommateur paiera (via le TURPE, le prix d'achat d'énergie à son fournisseur…). Il importe d'avoir un système permettant aux producteurs de choisir les moyens les plus efficaces (économiquement et techniquement) pour fournir les services

systèmes et le réglage secondaire. L'objectif est d'aller vers des dispositifs permettant de s'approcher de l'optimisation des moyens fournissant les réserves.

Pierre CASTAGNE

Nous nous réjouissons de l'avancée significative dans la DTR qui présente la formule de calcul de la RS. Certains indicateurs ont également été définis et sont suivis en GT.

Brigitte PEYRON

La formule donne la règle générale, ce qui donne une transparence et un contrôle possible de la prescription. Au travers du GTE et de la CAR, il sera possible d'échanger sur ces indicateurs, qui sont des éléments de mesure sur les services systèmes.

Je remercie tous les membres du GT de l'important travail fourni dans un esprit constructif.

III. Point d'avancement de la concertation sur le projet de Procédure de traitement des demandes de raccordement des nouvelles interconnexions au réseau public de transport d'électricité

Eric THEBAULT

L'article 17 du règlement n°714/2009 du Parlement et du Conseil du 13/07/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité fixe les conditions suivant lesquelles une nouvelle interconnexion peut, sur demande, bénéficier, pendant une durée limitée, d'une dérogation de tout ou partie des obligations en termes de droit d'accès des tiers au réseau, d'allocation des recettes tirées de l'allocation des capacités, de tarification de l'accès à l'interconnexion et de séparation patrimoniale des gestionnaires de nouvelles interconnexions vis-à-vis d'entreprises engagées dans des activités de production ou de fourniture d'électricité. La décision de dérogation est prise au cas par cas par les régulateurs nationaux des Etats membres concernés. La décision de dérogation est notifiée par les régulateurs (en lien avec l'ACER) à la Commission Européenne qui a deux mois pour demander aux régulateurs de modifier ou d'annuler la décision.

Deux délibérations de la CRE cadrent le travail à mener dans le domaine.

La première, datant du 30/09/2010, porte communication sur l'application de l'article 7 du règlement n°1228/2003 du 26/06/2003. Elle définit les modalités d'accès au RPT de nouvelles interconnexions exemptées. Elle précise les conditions d'obtention d'une dérogation au sens du règlement, les éléments permettant d'y répondre et les critères d'appréciation et liste les éléments à fournir par le demandeur. Concernant la réglementation applicable, les nouvelles interconnexions doivent respecter les dispositions du décret du 27/06/2003. En l'absence d'un arrêté définissant les prescriptions techniques de conception et de fonctionnement des « circuits d'interconnexion », il est demandé à RTE de concerter et de publier dans la DTR des règles transitoires. La délibération précise également la nécessité d'élaborer une procédure de traitement des demandes de

raccordement des nouvelles interconnexions, les modalités financières d'accès au RPT et les modalités d'exploitation d'une nouvelle interconnexion.

La seconde délibération de la CRE, en date du 26/07/2011, porte décision sur les règles d'élaboration de la procédure de traitement des demandes de raccordement des nouvelles interconnexions au réseau public de transport d'électricité. Elle cite des principes proches de la procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de production : mise à disposition d'informations sur les capacités d'accueil, possibilité de pré-étude non obligatoire, PTF obligatoire, définition des risques de limitation en injection/soutirage et du niveau de ces limitations, mise en place d'une convention de raccordement, réalisation d'essais et convention d'exploitation. Les PTF demandées pour de nouvelles interconnexions deviennent caduques si la CRE refuse la demande d'exemption. La procédure devait être publiée 6 mois après notification de la décision à RTE (01/08/2011), soit vers le 01/02/2012. A la différence des procédures relatives aux installations de production, cette procédure n'est pas approuvée par la CRE.

RTE a ouvert une concertation dans le cadre d'un GT relevant de la CFAI pour l'élaboration d'un projet de procédure de traitement des demandes de raccordement des nouvelles interconnexions, de règles transitoires de conception et de fonctionnement des circuits d'interconnexion. Ce GT présentera également sa vision sur la modalité de programmation et de rattachement au dispositif de Responsable d'Equilibre de la gestion des nouvelles interconnexions.

Un projet de procédure a été présenté et discuté en GT depuis novembre 2011. S'agissant d'une interconnexion, d'autres règles (calcul/limitations des capacités commerciales, …) pourront s'appliquer à la gestion de la nouvelle interconnexion. Ces règles et leurs conséquences sur les possibilités d'injection/soutirage ne sont pas traitées dans la procédure. La solution de raccordement et les limitations sont évaluées en tenant compte des installations et interconnexions existantes ou en projet à la date d'établissement de la PTF. Les projets de nouvelles interconnexions sont soumis à des règles d'entrée et de maintien en FA similaires aux règles applicables aux installations de production.

Dans le cadre de la concertation sur la procédure, deux réunions ont eu lieu fin 2011. Le GT se réunira le 18/01/2012 en vue d'une consultation sur un projet menée entre le 30/01 au 10/02 et une publication dans la DTR est prévue en mars 2012. Cette procédure n'a jusqu'à présent pas appelé de nombreuses remarques.

Concernant la concertation sur les règles transitoires de conception et de fonctionnement pour le raccordement de nouvelles interconnexions à courant continu, un travail est mené sur les interconnexions à courant continu. La concertation est prévue au 1er trimestre 2012, avec une consultation au 2ème trimestre 2012 et un objectif de publication dans la DTR en juillet 2012.

IV. Points divers

Alexandre COURCAMBECK

Il avait été évoqué en GT la possibilité de mettre en place une publication régulière sur les données de raccordement des parcs par filière et sur l'évolution des files d'attente.

Frédéric ROY

Concernant les files d'attente, nous avons temporisé cette possibilité, car dans le cadre des futurs schémas de raccordement S3REnR la question est essentiellement liée à la nécessité d'avoir une vision actualisée sur l'état des files d'attente des parcs EnR. Même si la visibilité des files d'attente n'est pas exprimée par filière, les potentiels de raccordement actualisés sont affichés sur le site internet. Cette question pourra être abordée au cours du GT du 27/01/2012. La transparence sur les parcs installés existe déjà dans les publications.

Brigitte PEYRON

Je souhaite vous faire part d'une évolution d'organisation au sein de RTE, effective depuis le 01/01/2012. Historiquement, RTE était organisé autour de deux grandes directions opérationnelles, la Direction Transport (infrastructures) et la Direction Système Electrique (gestion des flux, relation clients, design de marché). RTE a choisi de s'organiser autour de ses grands métiers. Ainsi, la Direction générale (Dominique MAILLARD Président de Directoire) s'entoure de 5 grandes Directions : un Secrétariat général, une Direction des ressources humaines, une Direction finances, achats et systèmes d'informations, une Direction dédiée à l'économie, aux marchés et aux innovations (sous la responsabilité de Pierre BORNARD) et enfin une Direction consacrée aux opérations (sous la responsabilité de Hervé LAFFAYE).

La Direction économie, marchés et innovations s'organisera en 4 Directions : une Direction des affaires européennes (confiée à Jean VERSEILLE), une Direction Clients et Marchés (confiée à Clotilde LEVILLAIN, qui présidera dorénavant les travaux de la CAR), une Direction de l'économie, de la prospective et de la transparence, (confiée à Hervé MIGNON) et une Direction de la R&D et de l'innovation (confiée à Pascal GRABETTE).

La Direction des opérations s'organise autour de 3 métiers : une Direction de la maintenance des réseaux (confiée à Guy VILARD), une Direction du développement ingénierie (confiée à Michel DUBREUIL) et une Direction de l'exploitation (confiée à Brigitte PEYRON).

En conclusion, je vous informe que Clotilde LEVILLAIN reprend, dans le cadre de cette nouvelle organisation, le pilotage de cette Commission.

de poursuivre les travaux dans cet esprit de consultation et d'échanges de points de vue.

La prochaine CAR se tiendra le 12 avril 2012 à 10 heures.