Commission Accès au Réseau

20 NOVEMBRE 2014

Projet de procès-verbal

Etaient présents :

Pour les acteurs industriels :

ALPIQ	Monsieur MEIER
CNR-GDF SUEZ	Monsieur MONTBROUSSOUS
COFELY	Monsieur COURTES
CRE	Madame PLUMEL
EDF DOOAT	Monsieur CASTAGNE
EDF DPI	Madame MAGOIS
E.ON	Monsieur GABORIAU
ERDF	Madame NASLIN
GDF SUEZ	Monsieur CREUSY
MAIA EOLIS/SER	Monsieur BLANC
NOVAWATT	Monsieur LAVIROTTE
SHEM-GDF SUEZ	Monsieur LOUGAROT

Pour RTE :

Madame LEVILLAIN
Monsieur BONNET
Monsieur ROY
Monsieur LARRIPA
Madame L'HOSTIS
Monsieur THEBAULT
Madame VAUNAT
Monsieur DEBROIS
Monsieur GOUILLARD
Monsieur DESBROSSES

ORDRE DU JOUR

I. Actualités 3
II. Concertation sur les Nouvelles Interconnexions Dérogatoires 3
III. S3REnR 6
IV. Codes ENTSOE 7
V. Concertation sur le Comptage et les Données 9
VI. Concertation sur les Services Système Tension / Réactif 11
VII. Concertation sur la QDE et l'évolution du CART Consommateur 13
VIII. Point d'avancement des GT de la CAR 13

En préalable à la réunion, RTE interroge les participants pour connaitre leurs éventuelles remarques sur le compte-rendu de la précédente Commission d'Accès au Réseau. Celui-ci ne suscitant pas de remarques, il est déclaré approuvé.

I. Actualités

RTE

Projet de loi sur la transition énergétique : ce projet, qui a fait l'objet de débats riches et denses à l'Assemblée nationale, présente néanmoins peu de nouveautés en ce qui concerne les S3REnR, l'utilisation des réseaux et les questions relatives à l'effacement. Le passage au Sénat doit se faire au mois de janvier 2015, avec deux Commissions spécifiques chargées de l'examen du projet de loi, dont l'une s'intéressant plus précisément aux questions environnementales.

Mandat de la Ministre à RTE pour l'étude des zones propices à un éventuel troisième appel d'offres pour des parcs éoliens en mer : l'identification initiale par les services du Ministère (CEREMA) des macro-zones à étudier a duré plus longtemps que prévu. RTE a remis un rapport à la Ministre courant octobre, comportant des recommandations d'ordre général et proposant des évaluations de faisabilité de raccordement pour les macro-zones identifiées, mais sans définition de coûts précis, qui ne seraient pas pertinents à ce stade. La concertation au niveau régional est en cours de préparation : les préfets de région attendent l'aval de la Ministre, qui pourrait intervenir incessamment. RTE se tient prêt à répondre aux sollicitations des autorités au niveau régional pour participer à ces consultations qui porteront sur l'implantation de fermes commerciales posées. Pour l'éolien flottant, seules des fermes pilotes sont envisagées à ce jour.

Schéma décennal de développement des réseaux : mis en consultation par RTE le 6 novembre dernier, avec son évaluation environnementale. Ce document volumineux donne un aperçu général de l'ensemble des projets de développement à un horizon de dix ans et constitue à ce titre une source riche d'informations. Il est de plus accessible possible au plus grand nombre, la consultation étant ouverte à tous (entreprises, particuliers…). La consultation est ouverte jusqu'au 19 décembre sur le site Internet de RTE.

II. Concertation sur les Nouvelles Interconnexions Dérogatoires

RTE

Le prochain lancement des travaux relatifs à la concertation sur les Nouvelles Interconnexions Dérogatoires (NID) vous a été annoncé par courrier électronique fin octobre. Ces travaux ont fait l'objet d'une présentation à la Commission de Fonctionnement de l'Accès aux Interconnexions.

1. Contexte

Le Code de l'énergie confie à RTE la gestion du réseau public de transport de l'électricité et, partant, le développement, la construction et l'exploitation des interconnexions régulées. Cependant, l'Article 17 du règlement (CE) n°714/2009 du Parlement européen et du Conseil prévoit qu'une dérogation peut être accordée, sous certaines conditions, à un opérateur privé en vue de construire une ligne d'interconnexion à courant continu. La dérogation peut porter sur les dispositions relatives aux conditions d'accès des tiers, à l'utilisation des recettes résultant de l'attribution des capacités de la ligne et à la séparation patrimoniale. La Commission européenne estime que ces dérogations doivent revêtir un caractère exceptionnel.

En ce qui concerne le cadre de régulation applicable à ce type d'installation, si la notion de « nouvelle interconnexion dérogatoire » résulte du droit communautaire, elle n'a pas été précisée en droit français. Quatre délibérations ont été élaborées et publiées par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), pour préciser le cadre dans lequel s'inscrivent ces projets et les dispositions visant à intégrer ce type d'installation dans le système régulé français.

Par ailleurs, un opérateur privé, la société privée ElecLink, a obtenu, en date du 28 août 2014, une dérogation de la part des régulateurs français et anglais (après accord de la Commission européenne) pour construire une interconnexion à courant continu reliant les réseaux de transport français et britannique.

2. Dispositions applicables aux nouvelles interconnexions dérogatoires

En termes de raccordement, la contribution payée par le demandeur du raccordement d'une NID ne couvre pas les coûts de renforcement : le principe est identique à celui appliqué à tout utilisateur du réseau de transport. Les dispositions relatives au raccordement d'une NID sont en cela similaires à celles s'appliquant aux producteurs : possibilité d'appliquer des limitations temporaires dans l'attente de renforcements du RPT, conditions pour entrer et se maintenir en file d'attente ...

Le tarif d'utilisation du réseau public de transport ne s'applique pas aux flux d'injection et de soutirage de la nouvelle interconnexion dérogatoire ; en revanche, le gestionnaire d'une NID pourra être amené à verser une partie de ses bénéfices ou de ses revenus à la collectivité.

S'agissant de l'allocation de la capacité, le gestionnaire de la NID élabore les règles d'allocation pour son infrastructure et les soumet à l'approbation des deux régulateurs concernés (la CRE et le régulateur de l'autre Etat membre relié par la NID). On trouve dans les différentes délibérations, ainsi que dans la décision plus spécifique au projet ElecLink, le principe d'harmonisation des règles d'allocation entre une NID et les interconnexions régulées de la même frontière pour les allocations de capacité s'effectuant sur les mêmes échelles de temps : mêmes dispositions de fermeté, convergence des règles d'allocation vers les modèles cibles européens, application du principe « Use it or sell it » et du *netting*, participation au couplage de marché et obligation de mettre à disposition des gestionnaires de réseau la capacité non-utilisée afin de permettre des ajustements transfrontaliers.

3. Responsable d'équilibre

L'exploitant de la NID doit signer un contrat de responsable d'équilibre ou être rattaché à un responsable d'équilibre. Il doit également s'engager vis-à-vis des acteurs et de RTE, s'agissant de la transmission à RTE des flux nets nominés/RE ; il est ainsi responsable de la nomination des flux auprès de RTE.

En ce qui concerne la programmation, l'opérateur de la NID doit transmettre à RTE des programmes d'injection et de soutirage.

4. Précisions apportées dans la DTR de RTE

La procédure de traitement des demandes de raccordement au RPT des nouvelles interconnexions sollicitant une dérogation au titre de l'article 17 du règlement CE n°714/2009 a fait l'objet d'une concertation dans un groupe de travail ad hoc en 2012 et a été publiée dans la documentation technique de référence.

Par ailleurs, à la demande de la CRE qui avait constaté l'absence de texte réglementaire précisant les performances attendues de ces installations, des règles techniques transitoires de conception et de fonctionnement ont été définies pour le raccordement d'une NID HVDC. Ces règles ont fait

l'objet d'une consultation réunissant plusieurs acteurs et ont été publiées dans la documentation technique de référence.

5. Cadre contractuel NIE / adaptation des règles

Il nous appartient aujourd'hui de définir l'ensemble des dispositions qui permettront d'intégrer ce type d'installation dans le modèle de marché de l'électricité. Sur la base des orientations de la CRE, nous devons définir des documents de travail type dans la documentation technique de référence : convention de raccordement d'une NID, contrat d'accès au réseau d'une NID, convention d'exploitation en période d'essai pour une NID, convention d'exploitation conduite pour une NID, règles de programmation spécifiques aux NID.

Il reste également à assurer la prise en compte des dispositions spécifiques aux NID dans les règles RE/MA et la prise en compte de la participation des NID HVDC au réglage de la tension. Les évolutions apportées aux Règles et certains documents types devront faire l'objet d'une approbation par la CRE.

L'objectif est de préparer l'ensemble des dispositions applicables aux NID (trames spécifiques) et de les publier sur le site internet de RTE au 1er septembre 2016. Ces dispositions concernent des activités suivies par les trois commissions : CAR, CAM et CFAI. Pour examiner ces dispositions en concertation avec les acteurs du marché, nous avons prévu la création d'un groupe de travail ad hoc rattaché à la CAR, le GT NID. Toute personne intéressée est invitée à assister à la première réunion le 27 janvier 2015. Il s'agira de passer en revue les différents thèmes et de définir nos axes de travail prioritaires.

Cette thématique est transverse, touchant à la fois les règles d'accès au marché, les règles d'accès aux interconnexions et les règles d'accès au réseau. C'est pour cela que nous avons souhaité mettre en place une information des trois commissions, même si le groupe est rattaché à la CAR.

GDF SUEZ

Ces dispositions concernent-elles également les opérateurs de courant alternatif ?

RTE

Le règlement est prévu pour le courant continu et, seulement à titre exceptionnel, pour le courant alternatif.

GDF SUEZ

Est-ce RTE qui juge du caractère exceptionnel ?

RTE

Le cadre d'ensemble s'inscrit dans la Directive européenne. L'étude du dossier de dérogation relève des prérogatives des régulateurs.

EDF-DOAAT

Il semble important d'avoir une visibilité sur ces travaux, auxquels nous souhaitons participer.

RTE

La réunion du 27 janvier 2015 sera consacrée à une étude générale des dispositions, puis à la définition d'une feuille de route avec un planning de travail, en ayant donné la priorité à certains contrats. Par ailleurs, vous disposez de différents leviers d'action pour réagir. Outre les groupes de travail auxquels vous êtes invités à participer, il existe un dispositif d'information et de retour aux

commissions (CAR, CAM, CFAI), à l'occasion des séances plénières, par courrier électronique ou pendant les mises en consultation de documents.

NOVAWATT

Quelle est la date de mise en service prévue pour le projet ElecLink ?

RTE

La mise en service commerciale du projet ElecLink est annoncée pour le 1er novembre 2017. ElecLink a aussi lancé un appel à manifestation d'intérêt pour le processus d'allocation de capacité.

III. S3REnR

RTE

1. Point d'avancement des S3REnR

A mi-novembre 2014 :

- 11 S3REnR ont été approuvés et publiés (Bourgogne, Alsace, Picardie, Champagne Ardenne, Midi-Pyrénées, Auvergne, Centre, Lorraine, Nord Pas de Calais, Franche Comté et Haute Normandie) ;
- 7 S3REnR ont été déposés auprès des Préfectures et restent en attente d'approbation (Limousin, Languedoc-Roussillon, Provence-Alpes-Côte d'Azur, Basse Normandie, Aquitaine, Ile-de-France, Bretagne) ;
- 3 S3REnR sont en cours d'élaboration à partir de SRCAE approuvés et publiés (Poitou-Charentes, Rhône Alpes, Pays de Loire).

Par ailleurs, la 2ème édition du Panorama des EnR a été publiée début octobre. Il s'agit d'une publication commune entre RTE, le Syndicat des Energies Renouvelables, eRDF et l'ADEeF. Il concerne le 1er semestre 2014 et comporte un chapitre dédié aux S3REnR.

Le tableau « Bilan des raccordements dans le cadre des S3REnR » présente les capacités réservées, les files d'attente et les puissances effectivement raccordées au 15 août 2014 pour chacun des schémas publiés, illustrant l'avancée réelle des projets par rapport à l'ambition régionale et laissant pressentir les tensions rencontrées sur le terrain.

RTE invite les participants à transmettre leurs remarques et idées pour encore améliorer ce document.

2. Evolution de la Documentation Technique de Référence

RTE

Les réflexions du groupe de travail ministériel chargé d'étudier les améliorations à apporter au dispositif S3REnR ont conduit au décret publié le 4 juillet 2014, qui porte en particulier sur plusieurs modifications. Celles-ci concernent :

- le relèvement du seuil en puissance d'application du décret (de 36 à 100 kVA) ;
- la mise en œuvre des transferts de capacité réservée afin de permettre une plus grande souplesse ;

- l'introduction d'un bilan technique annuel diffusé sur le site de RTE, concernant non seulement ce dernier, mais également tous les gestionnaires de distribution ;
- l'obligation de publier la méthode de calcul du coût prévisionnel dans la documentation technique de référence des différents gestionnaires.

En conséquence, la Documentation Technique de Référence (DTR) de RTE a été modifiée :

- l'Article 2.5, sur les Schémas régionaux de raccordement au réseau des Energies renouvelables, a fait l'objet d'une révision ;
- l'Article 2.6, portant sur les Méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à créer dans le cadre des S3REnR a été créé.

Les réflexions ont été conduites dans le cadre des GT « Producteurs » et « Distributeurs » de la CAR. Le bilan de la consultation menée en octobre est très positif : les acteurs sont favorables aux propositions ; ils ont apporté des propositions utiles pour améliorer la lisibilité et la précision du texte. Le tableau de traitement détaillé de toutes vos remarques vous a été adressé. Préalablement, la DGEC et la CRE avaient reçu le bilan de la concertation et la version finale des articles en question, qui seront publiés incessamment sur le site de la DTR.

CRE

Tout transfert de capacité fera-t'il l'objet d'une publication ?

RTE

Oui, ces transferts sont indiqués sur le site internet du CAPARESEAU.

En ce qui concerne les travaux à venir, les premiers bilans techniques de mise en œuvre des S3REnR feront l'objet d'une publication à la fin du 1er trimestre 2015 et porteront sur l'année 2014.

En parallèle se déroulent les travaux du GT national piloté par la DGEC, portant sur les modalités d'adaptation et de révision des schémas et qui nourriront probablement des évolutions de notre propre DTR dans un second temps.

Enfin, il semble probable que les premières adaptations / prévisions de S3REnR soient bientôt à l'ordre du jour, notamment en Picardie et en Champagne-Ardenne. Un travail important sera requis pour adapter les schémas.

IV. Codes ENTSOE

RTE

1. Avancement des Codes Raccordement

Le premier code raccordement à aboutir sera vraisemblablement le code RfG, entré en comitologie en janvier 2014. Le vote par le Cross Border Committee est prévu début 2015. Le code DCC doit également être voté en Cross Border Committee en 2015. Enfin, le code HVDC qui a été approuvé par l'ACER en juillet 2014 est entré plus tard en comitologie et se trouve donc à un stade moins avancé.

Nous souhaitons insister sur la création d'un GT mis en place sous l'égide de la DGEC, pour préparer la déclinaison du code RfG en France. La nature particulière de cet exercice, dit d'implémentation, nécessite en effet la création d'un groupe distinct ; celui-ci s'est d'ores et déjà

réuni à deux reprises. Il doit permettre de préciser les modalités de prise en compte d'un code européen dans le cadre français, avec les textes réglementaires existants et les DTR des gestionnaires de réseau.

La première réunion, à laquelle certains d'entre vous ont participé, s'est tenue en juin, suivie de la publication en octobre d'un document de cadrage et de fonctionnement de ce groupe. Participent à ce GT les membres du GT « Raccordement et accès au réseau des Producteurs », les membres du CCT (instance de concertation d'eRDF), les équipementiers et la CRE. Les prochaines réunions doivent se tenir les 25 novembre et 15 décembre.

Les acteurs participant à ce groupe ont reçu de la part de Monsieur Jacques Merley d'ERDF, président de la 1ère réunion, l'ordre du jour de la prochaine réunion du GT.

Les objectifs du groupe pilote sont d'étudier l'impact du code RfG sur l'architecture des textes existants sur le raccordement (au RPT et aux RPD), d'intégrer les exigences non exhaustives du code aux textes existants et de réfléchir au processus de concertation pour la mise en œuvre des codes.

Le GT doit remettre son rapport en février 2015. Cette première étape sera donc consacrée avant tout aux questions de méthodologie.

Sur la base des modalités définies dans ce rapport, le GT devra ensuite aborder un exercice plus technique et portant sur le fond, notamment les limites entre les installations des types A, B, C et D.

Notre première préoccupation est celle de l'architecture juridique après l'entrée en vigueur des codes européens : comment faire coexister de manière lisible les codes avec les décrets et arrêtés tels qu'ils existent aujourd'hui, ainsi qu'avec les DTR ? Quelle nouvelle répartition des compétences entre l'Etat, le régulateur et les gestionnaires de réseau ? Quel dispositif de concertation dans ce contexte ? Quels sont les documents ciblés ? Ces sujets doivent être traités à partir de la réunion du 25 novembre qui devrait notamment être consacrée à une analyse présentée par EDF sur les différentes responsabilités.

Le souhait de la DGEC n'est a priori pas de remettre en question les textes réglementaires. Deux options se présentent : poursuivre dans la continuité en retravaillant les textes existants, en partant du principe que les textes actuels tomberont rapidement en désuétude ; ou bien privilégier une déclinaison dans les DTR, en partant du principe que cette déclinaison écrase les textes existants et que le traitement des contentieux fera jurisprudence pour éclairer les points non traités.

CNR – GDF SUEZ

Les codes votés par le Cross Border Committee sont-ils ensuite soumis à l'approbation de la Commission européenne ?

RTE

Le Cross Border Committee représente l'ensemble des Etats membres. Il procède à l'examen, aux éventuelles modifications et à l'adoption définitive des textes. Ainsi, le code RfG qui est un acte d'exécution du règlement 714/2009 est applicable après examen par le Cross Border Committee. La Commission européenne peut intervenir après les travaux et les avis de l'ENSOE et de l'ACER, le cas échéant.

En synthèse, le code RfG est le premier code européen arrivant au stade de sa mise en œuvre dans les Etats membres. D'autres codes, portant sur le raccordement, le marché et l'exploitation, sont en attente. Le GT ministériel a pour objectif de décrire à la fois le processus ainsi que les

éléments de déclinaison réglementaire. Il vous appartient d'exprimer votre vision des choses et de travailler sur le fond ainsi que la mise en œuvre pratique. Ce travail important aura valeur de test pour les codes suivants. Nous vous tiendrons au courant des travaux menés, dans le cadre de la Commission Accès au Réseau.

V. Concertation sur le Comptage et les Données

RTE

Le contexte de cette concertation transverse à différentes commissions du CURTE est d'abord technique : les publications de données reposant aujourd'hui sur des outils datant d'une dizaine d'années et les moyens de télécommunications bientôt obsolètes nécessitent une évolution. RTE souhaite étudier le remplacement de ces moyens, en raccourcissant les délais de publication de des données pour en améliorer la valeur. L'objectif de la concertation était de recueillir vos avis sur vos besoins en services de données, en vue de la refonte des outils télécommunication et SI qui les sous-tendent.

La concertation s'est déroulée entre les mois de juillet et octobre 2014. Les comptes rendus et les rapports de concertation sur le site de Concerte.fr.

Une consultation sera lancée entre le 20 novembre et le 12 décembre 2014, portant plus particulièrement sur l'évolution des services de données, et fera peut-être apparaître la nécessité de revisiter certains articles de la documentation technique de référence, en particulier pour ce qui concerne la télé-relève qui est l'un des éléments les plus impactés par ces évolutions.

Ces évolutions toucheront :

- les moyens de télécommunication entre les armoires de comptage et le système informatique centralisé, puisque nous basculons de l'ère du modem à l'ère d'Internet ;
- les modalités d'accès, avec passage d'une application dédiée à une plateforme Web ;
- la consistance même de l'offre de services, en particulier concernant les délais de mise à disposition.

Ce travail se traduira concrètement par une intervention sur 8 500 armoires, s'étalant sur dix ans. Nous avons d'ores et déjà ciblé les 2 000 points de comptage présentant le plus de valeur et suscitant le plus d'appétence parmi les répondants. L'objectif est de réaliser la bascule de ces 2 000 points de comptage avant 2017. La suite sera étalée dans le temps et se traduira par des coûts d'exploitation plus ou moins élevés, selon la volonté d'autorité régulatrice du secteur des télécommunications de passer sous IP.

Le passage sur IP d'un compteur se traduira pour le client concerné par la possibilité de bénéficier d'une acquisition proche temps réel des données de comptage via un nouveau service en ligne, sur un nouveau portail. A l'été 2015, ce nouveau service sera effectif uniquement pour les clients pilotes, en accès machine à machine. Puis dans un deuxième temps, au dernier trimestre 2015, le nouveau portail accueillera également une interface graphique incluant anciens et nouveaux services de publication de données dat@Rte. Les offres actuelles, avec les outils déjà existants (notamment pour le service de mail), seront maintenues à minima jusque fin 2016.

CNR – GDF SUEZ

Les propositions que nous avons formulées au-delà de ces IP seront-elles prises en compte à fin 2015 ?

RTE

Le calendrier se mettra en place site par site et comptera globalement deux phases : la modification des installations et le basculement des moyens de télécommunications. La télé-relève ne s'effectuera donc plus sur site. Par ailleurs, le document qui accompagne la consultation et l'appel à contribution lancés aujourd'hui présente à la fois les finalités, les propositions formulées suite aux documents reçus et des questions qui compléteront ces dispositions. Si vous souhaitez nous signaler d'autres besoins non repris dans ce document, nous vous invitons à les formaliser et à nous en faire part au travers de cette consultation.

EDF-DOAAT

Pouvez-vous dire un mot de la sécurité des données ?

RTE

Ce sujet est au cœur du dispositif. Contrairement au dispositif actuel, qui gère la sécurité site par site, la bascule sur IP permettra de centraliser et de sécuriser les accès au niveau du portail web. Vous travaillerez ainsi dans votre espace personnalisé client, avec un niveau de sécurité géré au travers d'un accès unique, plus facile à surveiller et à sécuriser que 8500 points d'accès locaux via RTC.

Concernant l'accès aux données pour des tiers, l'objectif est de vous en confier la gestion, depuis l'identification des personnes jusqu'à la modification des droits en cas de changement d'emplacement ou de profession de ces personnes.

EDF-DPI

Qu'en est-il en cas d'intrusion sur les sites ?

RTE

La protection des données commercialement sensibles est un point extrêmement important et la question de la protection des sites Internet se pose d'ores et déjà : l'intrusion est en effet plus facile avec un appel téléphonique qu'avec un serveur sous IP. Le nouveau service fera l'objet d'une surveillance bien plus fine, avec un pare-feu aux standards actuels et un accès aux données réalisé au fil de l'eau, sur des pas de temps plus fins. En cas d'absence de données, une alerte sera déclenchée, qui sera supervisée de manière plus rapide et sensible qu'aujourd'hui.

Dans le rapport accompagnant la consultation et couvrant l'ensemble des échanges pendant la phase de concertation, la sécurité d'accès est bien évoquée. Si vous avez d'autres questions, nous vous invitons à vous exprimer de la manière la plus précise possible, si les réponses actuellement formulées ne vous satisfont pas.

COFELY

Qu'en est-il de la communication technique avec les dispatchings ?

RTE

Cette question ne relève pas du périmètre de la concertation. En ce qui concerne les échanges d'information avec les dispatchings, ils s'effectuent via des informations et des télémesures collectées par des systèmes dédiés. Les liaisons téléphoniques évolueront vraisemblablement pour être équipés de dispositifs de sécurité adéquats et ce avant l'obsolescence des RTC. Nous pourrons aborder cette question dans le cadre d'une prochaine CAR. Aujourd'hui, nous travaillons sur la mise à disposition des données et des services correspondants. Au-delà de l'offre de données, nous réfléchissons également à l'information et l'offre qui peuvent avoir de la valeur pour

vous, sur les plans de la réactivité et de l'aspect graphique et visuel, pour permettre une prise de décision plus pertinente.

EDF-DOAAT

Nous avons été étonnés de voir arriver tardivement dans la concertation des textes sur la DTR et le CART qui ne sont pas directement en lien avec le sujet.

RTE

En ce qui concerne le CART Consommateur, aussi en cours de concertation actuellement, nous avons jugé utile de l'ajuster aux évolutions techniques à venir sur le comptage, car il aurait été dommage de ne pas saisir cette opportunité. Les adaptations apportées, d'ordre technique, restent cependant mineures.

Quant à l'article 4.8 de la DTR, même si nous l'avons diffusé en mode révision avec des modifications, il n'y a pas de calendrier actuellement associé à sa révision officielle. Nous attendrons de faire la synthèse du rapport de consultation et des questions annexées à ce document, pour fixer un calendrier précis. La concertation menée jusqu'ici n'emporte pas de modification de la DTR. Nous avons diffusé cet article car nous voulions vous signaler que ce texte est en chantier et ne pas agir comme s'il n'allait pas évoluer.

VI. Concertation sur les Services Système Tension / Réactif

RTE

Ce point d'actualité est destiné à vous informer du lancement du GT de révision des Règles Services Système. Ce dernier s'est réuni pour la première fois le 4 novembre et a pour tâche de réviser les Règles Services Système sur la partie réglage de la tension, en particulier les modalités de participation à ce réglage et la rémunération des producteurs. Ce travail a été engagé sur la base de deux délibérations de la CRE (28 novembre 2013 et 12 juin 2014), dans lesquelles la CRE a défini un programme de travail pour RTE et l'ensemble des acteurs.

En effet, concernant le réglage de la tension, la CRE demande pour le 1er octobre 2015 la révision en concertation avec les acteurs des principes encadrant « *d'une part les besoins de capacités de réglage de la tension de RTE par rapport aux obligations réglementaires, et d'autre part, l'évaluation des coûts pour les acteurs, de la mise à disposition des capacités de réglage de la tension* ».

Une deuxième échéance, mi-2016, portera sur « *une proposition d'évolution des modalités de participation et des règles de détermination de la rémunération du réglage de la tension* ».

Le travail commun commencé le 4 novembre s'inscrit dans ces préconisations. Il réinterroge en profondeur les principes de participation et de rémunération.

Les objectifs des Services Système portent à la fois sur :

- le réglage de la fréquence (pour adapter en permanence le niveau de la production à celui de la demande afin d'assurer l'équilibre Production = Consommation),
- et le réglage de la tension (afin de respecter les engagements contractuels clients, pour leur assurer une qualité d'alimentation répondant à leurs attentes, respecter les domaines de fonctionnement des matériels afin de limiter les risques de vieillissement ou de destruction de ces derniers, assurer la sûreté d'alimentation vis-à-vis des risques

d'écroulement de tension et assurer une gestion technico-économique performante de l'exploitation du réseau.

L'état des lieux réalisé suite à la réunion du 4 novembre a mis en évidence la nécessité de :

- couvrir les coûts historiques supportés par un producteur participant aux réglages (coûts théoriques de surdimensionnement des groupes et transformateurs, coûts des pertes supplémentaires, surcoûts de maintenance) ;
- rémunérer les producteurs pour leur disponibilité et pour les plages de réactif mises à disposition.

Lors de la conception de ce système, en 2000, nous sortions d'un système intégré dans une logique d'optimisation économique d'ensemble. Aujourd'hui, la séparation est consommée et chaque producteur doit être invité à faire les choix les plus économiques pour lui. Côté RTE, nous devons nous interroger sur les coûts évités par des services qu'apporteraient des producteurs. Comment équilibrer au mieux les coûts, les modalités d'acquisition ? Quelles souplesses intégrer ? Enfin, nous devons bien raisonner en fonction des installations de production et des niveaux de puissance d'aujourd'hui, qui intègrent de plus en plus d'électronique de puissance.

Nous avons voulu vous présenter ce thème aujourd'hui pour trois principales raisons : l'obsolescence de la carte des zones sensibles ; la nécessité de prendre en compte les coûts des producteurs ; la perception par certains producteurs du système de pénalités comme pouvant être un frein à la participation. De plus, le système de rémunération de la compensation synchrone est apparu complexe et difficile à mettre en œuvre. Enfin, les services obligatoires et les services optionnels doivent faire l'objet d'un travail de clarification.

La feuille de route est dictée par la délibération de la CRE. Nous tenons à recevoir vos contributions dans le cadre du calendrier présenté, qui se poursuit jusqu'à l'été 2015, estimant la prise de parole par les acteurs essentielle pour exprimer leur analyse du sujet, les points forts et faibles, leurs propositions.

CRE

L'objectif final est d'aboutir en juin 2016 à une règle de rémunération non discriminatoire, objective et transparente, conformément au code de l'énergie. C'est sur ces aspects que la CRE se prononcera.

EDF-DOAAT

Les coûts pour les acteurs comprennent-ils les coûts de RTE ?

RTE

Les coûts de RTE ne rentrent pas dans le périmètre, cependant RTE sera transparent sur ses propres coûts.

CNR – GDF SUEZ

Concernant la méthode de travail, nous avons compris qu'il fallait répondre tout de suite à l'appel à contribution préalable, afin d'établir un document d'orientation sur le site Concerte.fr en parallèle, pour le 9 janvier. Nous trouvons cette méthode redondante et compliquée, avec des délais trop courts. Nous préférons mener d'abord plusieurs réunions de travail avant de nous prononcer.

RTE

L'appel à contributions est différent de la concertation. L'appel à contributions permet de capitaliser plus efficacement les attentes et le positionnement des acteurs sur un sujet à enjeu, par

rapport à la concertation classique. Il permet de recueillir vos contributions formalisées pour co-construire un document d'orientation rapidement, avant de lancer la phase de concertation. C'est une discussion ouverte qui a pour but d'obtenir un travail plus efficace dès le départ. Cette méthode est fréquemment utilisée dans la Commission d'Accès au Marché, par exemple.

VII. Concertation sur la QDE et l'évolution du CART Consommateur

RTE

Nous avons mis en consultation le projet de CART consommateur révisé, suite à la consultation organisée depuis septembre 2014 à ce sujet. Vous y trouverez également le document d'accompagnement de la consultation, présentant l'essentiel des modifications envisagées.

Parmi les évolutions méritent d'être signalées ici :

- Une amélioration de l'engagement relatif à la qualité d'électricité, par l'ajustement des seuils en place ;
- Un nouvel engagement relatif non à la fréquence des coupures mais à leur durée cumulée ;
- Création d'une nouvelle prestation annexe relative à la qualité de la tension, avec pour principe un niveau d'engagement proportionnel au degré de sécurisation du site lui-même ;
- Introduction d'une vérification périodique conjointe des risques QdE ;
- Amélioration de l'engagement sur les travaux programmés, concernant les cinq jours prévisibles par période de trois ans pour les clients industriels ;
- Clarification des modalités de réalisation d'essais de renvoi de tension, qui concerne une dizaine de clients.

Les travaux dans ce cadre se poursuivront par une consultation jusqu'au 9 décembre 2014.

Concernant l'information sur les renvois de tension dans la convention de raccordement, celle-ci sera révisée ultérieurement pour prendre en compte l'information sur le raccordement ou non sur une file d'essais, en renvoyant au CART pour les modalités de traitement.

VIII. Point d'avancement des GT de la CAR

RTE

1. Planning des travaux 2014, prévision 2015

Le programme de travail pour 2014 est relativement chargé. Outre la mise en ligne des articles 2.5 et 2.6, cette fin d'année sera marquée par l'aboutissement, sous la forme d'une saisine de la CRE et de leur publication, des documents suivants relatifs aux producteurs :

- cahier des charges des capacités constructives,
- contrôle de conformité des installations,
- convention de raccordement « performances »,
- contrat de gestion prévisionnelle,
- convention d'exploitation (en consultation jusqu'au 27 novembre),
- contrat-cadre des Accords en amont du J-1 (via la CAM).

En 2014, nous avons également mené d'importants travaux pour mettre au point les trames type des PTF et CTRP pour les distributeurs. Fin 2014 verra la poursuite des concertations relatives à la Convention de raccordement, à la Convention d'exploitation et de conduite et à la gestion du réactif à l'interface RPT/RPD (en cours d'expérimentation).

S'agissant des consommateurs, la consultation sur le CART-C est ouverte, vous êtes invités à prendre connaissance des documents et à y participer. Nous poursuivons la préparation de la procédure de raccordement, du modèle de PTF, du modèle de Convention de raccordement et du modèle de Convention d'exploitation annoncés pour 2015.

Les efforts de la CAR en 2014 auront porté notamment sur le CART « Gestionnaire Multi-Producteurs » ou CART GMP, dont la reprise est prévue en 2015. Les autres types de contrats (procédure de raccordement, PTF, convention engagements, performances) seront également à préparer, dès l'approbation du CART GMP par la CRE.

Un travail de préparation de la révision du Contrat de Prestations Annexes (incluant le service de décompte) et d'implémentation des codes ENTSOE a aussi été initié en 2014.

Pour 2015, le planning prévisionnel côté producteurs prévoit la reprise des discussions autour de la procédure de raccordement, du contrôle de conformité des installations et de la convention de raccordement (avec les engagements de performances) pour les installations nouvelles. Les débats relatifs à la convention d'exploitation se termineront le 27 novembre, et la trame-type sera disponible sur la DTR en décembre.

Les travaux sur le réglage de la tension devront aboutir à un rapport à remettre en octobre 2015, parallèlement à ceux portant sur le réglage de la fréquence, qui se dérouleront dans le cadre de la CAM. Concernant le stockage, même s'il n'y a pas à l'heure actuelle de demande de raccordement de ce type d'installation, nous souhaiterions ouvrir en 2015 les discussions avec vous sur cette question, sous l'angle de l'accès aux réseaux : définition d'une installation de stockage par rapport aux installations de consommation et de production ; performances demandées, etc … La question se pose en effet, surtout dans le cadre de la délibération de la CRE sur les SmartGrid. Pour l'instant, nous n'avons pas de demande d'installation innovante. Comment les traiterions-nous cependant ? Quel cadre en termes d'accès au réseau ?

EDF-DOAAT

Nous considérons que la concertation sur le contrat de Gestion Prévisionnelle a été très bien menée et nous nous interrogeons sur les conditions particulières en vigueur.

RTE

Une fois le contrat de Gestion Prévisionnelle publié dans la DTR (prévu en janvier 2015), nous lancerons le déploiement auprès des acteurs existants. Il n'y aura pas de reconduction au-delà du terme normal des contrats en vigueur, auxquels se substitueront les contrats avec la nouvelle trame-type. A court terme, tous les acteurs disposeront du même contrat et de la même trame, celle issue de la concertation et publiée dans la DTR, comme nous l'avions évoqué en GT.

GDF SUEZ

La signature d'un contrat de GP est-elle obligatoire ?

RTE

Le CART ne le prévoit pas. Cependant, en l'absence de contrat de GP, les dispositions du CART sont applicables.

CNR – GDF SUEZ

Si la signature d'un contrat de GP n'est pas obligatoire, comment faites-vous pour obtenir l'information sur la programmation de la production ?

RTE

Cela se ferait via le dispositif décrit dans le CART mais obligerait à s'appuyer sur des dispositions bien plus rudimentaires, moins précises, avec comme effet collatéral une moindre optimisation du réseau et une moindre performance économique.

S'agissant des distributeurs, nous poursuivrons en 2015 nos travaux relatifs aux conventions de raccordement, convention d'exploitation et convention de conduite, avec des objectifs indicatifs à atteindre largement avant la fin de l'année 2015. Sur la gestion du réactif à l'interface, la concertation, la consultation et la modification effective de la DTR devraient être terminées avant fin mars, ce qui permettra de poursuivre les expérimentations jusqu'à la fin de l'année.

En ce qui concerne l'activité consommateurs en 2015, après les travaux sur le CART nous engagerons les concertations sur la procédure de raccordement et le modèle de PTF dès le début de l'année, ceux sur le modèle de convention de raccordement et le modèle de convention d'exploitation devant démarrer au deuxième trimestre.

Comme évoqué déjà précédemment, des travaux sont aussi prévus en 2015 au titre des Nouvelles Interconnexions Dérogatoires, des Réseaux privés, du Contrat de Prestations Annexes, du Comptage et des données et des codes ENTSOE.

La prochaine réunion de la Commission d'Accès Réseau est prévue le **19 mars 2015** à partir de 10h, à NCI Com'Square La Défense.