Commission Accès au Réseau

19 juin 2014

Projet de procès-verbal

Etaient présents :

RTE

Madame LEVILLAIN
Monsieur BONNET
Monsieur DESBROSSES
Monsieur PAUL
Monsieur ROY
Madame L'HOSTIS
Madame VAUNAT

Pour les acteurs industriels :

RFF	Monsieur GARDET
CRE	Monsieur PERNET
SER	Monsieur COURCAMBECK
SER	Monsieur de SAINT-CHERON
EDF-DOAAT	Monsieur CASTAGNE
EDF-DPI	Madame MAGOIS
ERDF	Monsieur GRENARD
ERDF	Monsieur MARTY
GDF SUEZ	Monsieur CREUSY
SHEM - GDF SUEZ	Monsieur LOUGAROT
UNELEG	Monsieur HOFFBECK

ORDRE DU JOUR

I. Actualités 3
II. S3REnR 4
1. Point sur les dernières évolutions 4
III. Cirtéus, la nouvelle filiale de RTE 5
1. Présentation 5
IV. Codes ENTSO-E : point sur l'avancement des Codes de Raccordement 6
1. Information de la Commission lors du Forum de Florence en mai 2014 6
2. Point sur l'avancement du Code exploitation Operational Security (OS) 9
3. Point sur l'avancement des Codes de Raccordement (RfG, DCC, HVDC) 13
V. Point d'avancement des GT de la CAR 13
1. Planning travaux 2014 13
2. GT Distributeurs 14
3. GT Consommateurs 14
4. GT Raccordement Producteurs 14
5. GT Contrat de Gestion Prévisionnelle 14
6. GT Services Systèmes Tension 15
7. GT Réseaux privés 16

I. Actualités

RTE

Dans le domaine de l'actualité législative et réglementaire, le gouvernement a annoncé le résultat du second appel d'offres pour l'éolien posé offshore. Les deux sites du Tréport et des iles de Yeu et Noirmoutier ont été attribués à un consortium de GDF Suez, EDP Renewable et Neoen Marine. La prochaine étape est l'élaboration des PTF, qui s'ajouteront aux quatre PTF actuellement au stade de l'instruction administrative pour l'appel d'offres précédent.

Le gouvernement a par ailleurs mandaté le CGEDD et l'Inspection Générale des Finances pour une mission de réflexion sur les évolutions possibles de ces appels d'offres, afin de tirer des enseignements des premières sessions. Le principe consisterait à faire intervenir les appels d'offres un peu plus tardivement dans le processus, afin de minimiser les risques les projets.

L'arrêté sur le tarif de rachat de l'énergie éolienne a été examiné en Conseil Supérieur de l'Energie. Cet arrêté fait suite à l'annulation des tarifs par le Conseil d'Etat et la décision favorable de la Commission européenne concernant la notification de ce nouveau tarif au titre des aides d'Etat. Tout risque juridique devrait désormais être écarté et les projets devraient pouvoir se poursuivre.

Enfin, le projet de loi sur la transition énergétique a été présenté le 18 juin au Conseil des ministres. Il inclut des dispositions plus ponctuelles qui renvoient aux problématiques traitées en CAR, notamment le raccordement aux énergies marines et la simplification des procédures administratives.

Concernant l'actualité d'entreprise, RTE a produit son bilan annuel sur la qualité de l'électricité, qui est accessible en ligne sur le site RTE.

Le lancement de travaux sur les services de données avec des membres de la CAM et de la CAR avait été annoncé lors de la dernière réunion plénière de la CAR. Une concertation sera lancée d'ici à la mi-juillet afin de recueillir vos souhaits de mise à disposition de données personnelles, en faisant état des récentes évolutions technologiques. Ces données permettront progressivement de déterminer des pas inférieurs à dix minutes. Elles servent à évaluer la consommation de chacun des clients raccordés au réseau et sont aussi utiles aux acteurs de marché, en particulier aux responsables d'équilibre. La concertation sera donc transverse à la CAR et à la CAM. Le périmètre qui entrera en ligne de compte sera bien évidemment celui du réseau public de transport.

EDF-DOAAT

La solution technique permettrait-elle de s'affranchir du pas de temps de dix minutes ?

RTE

Les compteurs en ont déjà la capacité. Le principal changement est la connexion via les nouvelles technologies de télécommunication et informatiques (IP, haut débit…), pour faire évoluer la télé-relève. Il s'agit de préparer la fin probable du RTC, pour inciter au passage à des technologies plus performantes permettant des mises à jour directes sur l'Espace Personnalisé Client.

Au-delà de l'aspect services de données, le déploiement technologique est prévu sur plusieurs années.

EDF-DOAAT

La concertation s'organisera-t-elle en plusieurs étapes ?

RTE

En effet, elle est prévue en trois étapes : le recueil de vos besoins et souhaits, les propositions de RTE, le partage et la synthèse des idées.

II. S3REnR

1. Point sur les dernières évolutions

RTE

Les schémas des régions Rhône-Alpes et Pays-de-Loire ont été approuvés et publiés en mai dernier.

Le décret, qui a fait l'objet de discussions dans le GT piloté par la DGEC, est par ailleurs en cours de signature. La Ministre en charge de l'énergie l'aurait signé. Il se trouverait actuellement soumis à la signature du Premier Ministre. Il n'a pas encore été publié au Journal Officiel.

En outre, la concertation sur les évolutions nécessaires dans la DTR, s'agissant en particulier des transferts de capacité et des souplesses, reprendra une fois le décret publié. Le GT Producteurs se penchera sur cette problématique à la rentrée.

Enfin, RTE a publié la plaquette « Accueil des énergies renouvelables sur le réseau » qui porte sur les schémas régionaux de raccordement. Cette plaquette rappelle la démarche et établit un état des lieux, au 31 mars 2014, concernant sa mise en œuvre dans les régions où le schéma est approuvé.

SER

Une poursuite des travaux du GT est-elle d'actualité, notamment concernant les modalités de révision des schémas ?

RTE

Cette seconde phase devrait être lancée une fois le décret modificatif publié. RTE a, par ailleurs, réfléchi aux actions à engager pour procéder à des amendements, par exemple pour ajouter ou retirer des ouvrages, sans engager de nouveau processus de concertation ou d'évaluation environnementale.

SER

Les avancées ont été assez rapides dans certaines régions. Les développeurs de projets s'inquiètent de leur possibilité de disposer de capacités réservées.

RTE

Nous partageons ce constat, qui confirme que les S3REnR fonctionnent. Il faut effectivement parvenir à faire vivre les schémas, nous attendons la parution du décret pour avancer sur les possibilités de mettre en œuvre des souplesses.

Par ailleurs, la question de l'impact sur les S3REnR de la réforme territoriale à venir se pose également. Nous suivrons cette réforme de près et nous nous adapterons.

Nous vous informons en outre que nous actualiserons à l'automne le document « Panorama des ENR ». Les évolutions prévues sur les capacités réservées y seront intégrées. Nous continuons à vous fournir autant d'information que possible. Le site Internet évoluera également dans son volet

d'affichage des capacités réservées et disponibles. La mise en ligne interviendra durant l'été ou à l'automne.

Enfin, il est important de conserver à l'esprit que la loi de transition énergétique posera des termes de débat sur les questions de pilotage du développement des EnR, qui impacteront vraisemblablement les processus actuels.

GDF SUEZ

Est-il prévu que RTE fasse un bilan des premiers S3R (quotes-parts versées, montant des travaux engagés, etc.) ?

RTE

RTE établira un bilan avec les gestionnaires de réseaux de distribution. Les régions qui ont le plus avancé, c'est-à-dire pour lesquelles le S3REnR a été approuvé à la fin de l'année 2012, notamment les régions Picardie ou Champagne-Ardenne, ont atteint le seuil de déclenchement des travaux et les procédures d'études techniques et financières sont en cours. Les travaux prévus par le schéma effectivement engagés à ce jour restent néanmoins assez peu nombreux, car il convient auparavant de finaliser diverses études. Les bilans correspondants sont à prévoir entre la fin de l'année 2014 et le début de l'année 2015.

Nous avons par ailleurs produit une publication en début d'année, en collaboration avec SER et ERDF, sur le panorama des ENR. Une seconde édition de cette publication est en préparation. Il est possible d'envisager un document d'ensemble, regroupant ce panorama et les bilans évoqués, pour pouvoir disposer d'un panorama complet.

Nous aurons l'occasion d'échanger, dans les prochaines réunions de la CAR ou des GT, sur ces avancements.

III. Cirtéus, la nouvelle filiale de RTE

1. Présentation

RTE

La création de cette filiale est imminente. Elle a vocation à offrir des services, notamment aux clients de RTE en France dans le domaine concurrentiel.

Les prestations actuellement assurées par RTE sont de trois types :

- des prestations sous monopole dites « turpées » ;
- des prestations sous monopole dites annexes ;
- des prestations du domaine concurrentiel.

Historiquement, les prestations du domaine concurrentiel ont essentiellement concerné l'entreprise verticalement intégrée, pour s'assurer de la continuité de la maintenance des installations ou de l'exploitation compte-tenu de la séparation des compétences.

Désormais, RTE a l'obligation de proposer ces prestations à l'ensemble de ses clients, de manière publiée, à travers le catalogue Cataliz. Il est en outre envisagé d'étendre le panel des prestations : formation, nouveaux services de conseil d'expertise, etc …

La législation autorise RTE à exercer des prestations en domaine concurrentiel à une double condition :

- Ces prestations doivent d'une part rester accessoires, ce qui est déjà le cas actuellement (elles ne représentent que 1 % du chiffre d'affaires de RTE) ;
- Elles doivent d'autre part être exercées à travers une filiale.

Les prestations sous monopole resteront assurées par RTE.

Les prestations que nous pourrons réaliser sur vos installations s'inscriront de fait dans le domaine concurrentiel, car elles peuvent être assurées par une autre entreprise que RTE. Elles seront commercialisées par la filiale Cirtéus, qui sera créée à cette occasion.

Cirtéus offrira des prestations à forte valeur ajoutée, par le biais des équipes de RTE. Ces équipes, réparties sur l'ensemble du territoire, sont hautement qualifiées. Elles pourront réaliser diverses prestations :

- des prestations d'expertise, y compris des formations ;
- des prestations ponctuelles sur gestes à forte technicité ;
- des prestations de maintenance ou d'exploitation plus courantes sur la base de contrats pluriannuels.

Ces interventions sont limitées au domaine d'expertise de RTE, la haute et la très haute tension, sur des équipements exploités dans le parc de RTE.

Cirtéus sera une société par actions simplifiée unipersonnelle, dont RTE sera le seul actionnaire. Elle devrait compter entre quatre et huit salariés. Les prestations seront contractualisées par la filiale et réalisées par les équipes techniques de RTE. Les ventes aux clients et les achats à RTE seront circonscrits à la filiale, pour vérifier que celle-ci ne bénéficiera pas de subventions croisées.

La vente de prestations ponctuelles pourra commencer dès la création de Cirtéus, en juillet 2014.

Les contrats existants relevant du domaine concurrentiel seront transférés à Cirtéus au 1er janvier 2015.

Les conséquences pour les équipes opérationnelles resteront mineures et porteront sur la réalisation des gestes techniques.

Cirtéus rejoindra un groupe de filiales déjà existantes :

- Airtelis, chargée de la valorisation des travaux héliportés de RTE ;
- Arteria, responsable de l'offre fibres optiques et de l'offre points hauts de RTE ;
- RTE International, la filiale de commercialisation du savoir-faire et de l'expertise de RTE à l'international.

La création de Cirtéus n'appelle pas de commentaires.

IV. Codes ENTSO-E : point sur l'avancement des Codes de Raccordement

1. Information de la Commission lors du Forum de Florence en mai 2014

RTE

En préambule, nous rappelons que le processus d'approbation des codes ENTSO-E est d'abord chargé de produire un projet de code et de le soumettre à l'approbation de l'ACER, laquelle donne

une recommandation positive au Cross Border Committee, le comité décisionnel de la Commission européenne, avant la phase de comitologie. La Commission doit alors suivre une procédure qui aboutit au vote sur un texte final. La Commission peut de son côté amender le code transmis par l'ACER. Le code ainsi approuvé est transmis pour avis contraire éventuel au Parlement et au Conseil européens, les deux pouvoirs législatifs de l'Union européenne, qui disposent d'un délai de trois mois pour s'y opposer.

Pour rappel, les premiers codes fournis par ENTSOE et transmis par l'ACER au Cross Border Committee (CACM, RfG et DCC) datent de la fin de l'année 2012 et du début de l'année 2013.

Le processus de comitologie s'est révélé difficile, notamment sur le code CACM (Capacity Allocation and Congestion Management, qui définit les conditions d'accès aux interconnexions), ce qui a considérablement ralenti sa progression. A noter, ce processus est moins cadré que celui concernant la phase d'élaboration des codes.

Une version assez avancée du code CACM a été finalement produite fin janvier 2014, suivie par des débats internes entre le Service juridique et la Direction énergie de la Commission sur le contenu des textes proposés, au regard de leur conformité par rapport au processus d'adoption des codes de réseau. Celui-ci est incompatible avec des dispositions prévues dans les codes qui prévoient de faire approuver par les régulateurs nationaux des compléments ultérieurs (ex : écriture de méthodologies, accords à établir), et les juristes ont estimé que la plupart des codes contenaient de ce fait des étapes ultérieures qui n'étaient pas entièrement définies, ce qui nécessitait une approbation par un nouveau passage en comitologie. Pour les juristes, l'approche prévue initialement est non conforme. Le processus de comitologie est en conséquence suspendu depuis plusieurs mois.

Une solution alternative a été proposée lors du Forum de Florence en mai 2014, consistant à adopter ces codes sous forme de Guidelines. La procédure de modification reviendra alors à la Commission, qui peut stipuler une approbation ultérieure par les régulateurs nationaux. Ces Guidelines présentent le même caractère contraignant que celui des codes de réseau et seront aussi directement applicables, sans transposition.

Il a ensuite été annoncé en mai que les codes marché seraient probablement adoptés sous la forme de Guidelines. Les codes raccordement qui ne posent pas de problème resteraient adoptés comme des codes réseaux. La Commission espère aussi adopter les codes exploitation sous forme de codes, mais ce dernier point n'est pas encore arrêté. Il a en revanche été annoncé que le code CACM pourrait faire l'objet d'un vote formel en septembre et que les codes exploitation et codes réseau pourraient être adoptés au premier semestre 2015, mais ces échéances restent à confirmer.

En conclusion, ENTSO-E a globalement respecté les délais fixés au départ, tout comme l'ACER a formulé son opinion sous trois mois. La suite du processus, moins encadrée, a néanmoins pris un retard conséquent.

SER

La perspective d'adoption des codes de raccordement se situe donc au début de l'année 2015 ?

RTE

Il semble en effet que le code CACM devrait être le premier code adopté. Les codes RfG et DCC devraient ensuite être adoptés en même temps, sans qu'il soit nécessaire d'attendre le troisième code de raccordement concernant les courants continus, qui est moins abouti. Néanmoins, le calendrier reste encore assez incertain.

EDF-DOAAT

Le premier code lancé était le code RfG, non le code CACM. De nombreuses remarques ont été formulées par les acteurs, qui ont ralenti le processus et abouti à ce que tous les codes se retrouvent aujourd'hui en même temps en comitologie. Le passage par des guidelines risque en tout cas de rendre assez floue l'implication des acteurs dans les éventuelles révisions des codes.

RTE

Les projets des codes de réseau prévoyaient différentes dispositions, notamment l'éventuelle mise en place d'une commission consultative. Elle aurait entre autres pour fonction d'échanger sur les aménagements éventuels. Peut-être chaque code stipulera-t-il qu'un usergroup devra se saisir de ces thématiques, mais les incertitudes restent encore assez grandes sur ce point.

Par ailleurs, les acteurs avaient certes émis des demandes vis-à-vis de RfG, mais il s'agissait du premier travail impliquant des acteurs internationaux. C'est pour cette raison qu'il a été qualifié de *pilot code*, dans un environnement d'approbation encore non testé. Cette phase d'apprentissage présentait une toute autre nature par rapport à celle des codes de marché, partant de plus d'approches nationales disparates.

EDF-DOAAT

En effet, mais il est dommage d'avoir engagé le travail avec ce code.

RTE

Il a été décidé de commencer par un code d'envergure. Les codes suivants sont ensuite censés bénéficier de l'expérience accumulée.

ERDF

Les codes en cours de rédaction s'élaboreront-ils avec une vision différente, sachant qu'ils aboutiront à des guidelines ?

RTE

Non, car les dispositions juridiques de leur rédaction sont restées les mêmes. L'idée actuelle est de conserver les codes de raccordement comme des codes de réseau.

Pour les codes exploitation, il existe une zone grise aujourd'hui : des adaptations permettant de classer ces codes exploitation comme codes de réseau seront recherchées. Il en sera ensuite tenu compte pour le code Emergency Restoration.

Concernant le code Emergency Restoration, la première consultation publique interviendra en juillet, pour une consultation formelle prévue en fin d'année. L'objectif est de soumettre le code à l'ACER en avril 2015. Un bilan de ce code sera dressé lors d'une prochaine CAR ou d'un GT dédié, à l'échéance de début 2015.

EDF-DOAAT

Le recours à des solutions différenciées côté marché et côté raccordement s'explique-t-il par des méthodologies différentes à caler ?

RTE

A titre d'exemple, prenons le code *balancing* (ajustement) pour illustrer les différences de solutions : ce code repose sur la capacité à utiliser des dispositions identiques partout, sachant que le mix énergétique local entre aussi en ligne de compte, tout comme les différentes dispositions réglementaires. Les zones de coordination du code Balancing pour les TSO seront

définies ultérieurement, de même que les liens entre le code Balancing et les codes de marché. Cette mise en œuvre nécessite des souplesses d'adaptation qui ne peuvent pas être entièrement envisagées dans les codes. Il s'agit alors de rester sous statut de guidelines, quand le mûrissement du processus n'est pas complet, avant de basculer sur un code.

EDF-DOAAT

Cette approche nous semble raisonnable.

RTE

Une présentation des codes Emergency Restoration et CACM sera organisée fin septembre/début octobre, avec un suivi des inscriptions pour vérifier si la réunion sera maintenue.

2. Point sur l'avancement du Code exploitation Operational Security (OS)

RTE

Concernant les codes exploitation, chaque code compte une cinquantaine de pages. Un code chapeau, nommé Operational Security (OS), définit l'ensemble des principes généraux. Trois autres codes interviennent ensuite :

- un code de gestion prévisionnelle (OPS) ;
- un code de gestion des réserves et maîtrise de la fréquence (LFCR) ;
- un code de gestion des états critiques ou blackout et restauration après blackout (Emergency Restoration).

Le code chapeau et les deux premiers ont reçu une opinion positive de l'ACER.

Le code de gestion prévisionnelle porte sur l'analyse prévisionnelle de la sécurité de l'exploitation, la concertation des coordinations et les outils liés.

Le code de gestion des réserves et maîtrise de la fréquence porte quant à lui sur la qualité de la fréquence à surveiller, les principes de réglage et de participation des fournisseurs, les règles de calcul et de localisation des réserves et le processus d'échanges ou de partage de réserves.

L'objectif qui a prévalu à l'établissement de ces codes a été la sûreté d'exploitation tout en visant la capacité à faciliter la mise en œuvre des codes de marché, le tout dans un environnement de développement des énergies renouvelables intermittentes (souvent localisées sur les réseaux de distribution) et de développement de l'utilisation de l'effacement. Le développement des codes a occasionné diverses consultations avec les organisations représentatives des différentes parties prenantes au niveau européen. Les workshops informels et les consultations formelles étaient ouverts à tous les citoyens européens.

De son côté, le code Operational Security compte cinq chapitres, dont les principaux concernent les principes que les TSO doivent respecter et l'échange des données. Ce code s'adresse très fortement aux TSO, aux DSO et SGU (Significant Grid users), partenaires avec lesquels des modes de fonctionnement doivent être définis (groupes producteurs à partir du type B, consommateurs raccordés au réseau de transport, consommateurs ou agrégateurs fournissant des DSR au TSO, Redispatching Agregators et fournisseurs de réserve).

Les principes que les TSO doivent respecter sont connus, l'identification de l'exploitation reposant sur cinq états (normal, alerte, urgence, blackout et restauration). Chaque TSO doit identifier son

état en permanence et partager cette information avec les TSO. Il convient en outre de préparer des plans de défense et de sécuriser les moyens critiques.

Les exigences générales comprennent des éléments de gestion de fréquence, ainsi que des exigences de maîtrise des ICC, des exigences sur les transits, les plans de protection et la stabilité dynamique. Des plages de tension sont définies pour l'exploitation (en N, N-k) par les TSO. Les consommateurs et producteurs existants raccordés au réseau de transport doivent déclarer les plages et durées de fonctionnement qu'ils peuvent assurer, tant en fréquence qu'en tension. Chaque TSO doit définir les consignes (réactif ou tension) ou plages de ratio Q/P à respecter par les DSO ou SGU raccordés au réseau de transport. Chaque TSO doit effectivement assurer la maîtrise du plan de tension ; pour cela il peut :

- utiliser toutes les capacités réactives disponibles sur les moyens raccordés au réseau de transport pour assurer la maîtrise du plan de tension ;
- donner toutes les instructions (par exemple un blocage régleurs) requises aux DSO et SGU raccordés au réseau de transport en cas de risque d'écroulement.

Le chapitre portant sur l'échange de données est essentiel. Il concerne plus d'un tiers des pages du code. Il vise à fournir une réponse consistante et adaptable à une problématique critique. Les données permettant l'observabilité du système électrique et sa commandabilité sont essentielles pour que les TSO puissent effectuer leurs missions, et cela doit être traité dans le contexte de la croissance des RES et des services rendus par la demande. Ce chapitre remédie à l'hétérogénéité des dispositions nationales sur ce thème. Il s'agit d'assurer la disponibilité, pour les TSO, des données requises à toutes les échéances, qu'elles proviennent des SGU, des DSO, ou qu'elles soient échangées entre TSO. Tous les types de données sont couverts (données structurelles, prévisionnelles et temps réel) et il est prévu des échanges de données en amont du J-1.

L'échange de données repose en particulier sur l'article 16 du code. Chaque TSO peut accéder à l'ensemble des informations définies dans les articles du chapitre, mais n'aura pas pour autant à exiger toutes les informations listées dans le code. Tout dépendra des caractéristiques locales d'exploitation. Les TSO et DSO doivent coopérer pour définir les processus d'échanges d'informations entre eux, y compris les informations relatives aux SGU. Les DSO et SGU raccordés au réseau de transport peuvent accéder aux informations relatives aux équipements du réseau de leur point de connexion. Le code est conçu pour couvrir les besoins d'échange de données, permettant de couvrir les différences de limites selon les pays entre réseaux de transport et de distribution (20 kV radial versus 110 kV maillé).

Pour pouvoir exercer correctement ses responsabilités en matière de sûreté d'exploitation, un TSO a besoin de disposer de visibilité sur une partie des réseaux adjacents gérés par d'autres TSO. Il peut aussi avoir besoin d'une zone d'observabilité qui descende quelque peu dans le réseau de distribution, en particulier dans les réseaux de distribution 110 kV, de façon à pouvoir gérer correctement la sûreté d'exploitation du système interconnecté. Le code OPS prévoit la définition d'une méthodologie pour déterminer comment sera déterminée la zone d'observabilité. Ces principes devront être approuvés par les régulateurs.

S'agissant des échanges entre TSO et DSO, les données à transmettre au TSO par les DSO concernent notamment la description de ces éléments et, en temps réel, les transits actifs et réactifs dans ces éléments, la meilleure estimation des consommations et les productions agrégées sous-jacentes.

Les échanges de données entre TSO et groupes raccordés au réseau de transport sont les suivants :

- données structurelles décrivant les performances, yc reconstitution, simulations dynamiques, etc.
- données prévisionnelles relatives à disponibilité, plans de production, réserves, etc.
- données temps réel : P, Q, position DJ, etc.

En ce qui concerne les échanges entre TSO, DSO et SGU raccordés au réseau de distribution, le code s'appuie sur le constat de choix techniques existants différenciés pour les échanges de données relatives à ces SGU, ainsi que des besoins variables d'information des DSO. Il laisse donc le choix de mettre en place des échanges de données entre SGUs et TSOs via le DSO ou directement (ou une solution combinée), en fonction de la situation existante, en s'appuyant notamment sur le document établi au titre de l'article 16(5).

Les données à transmettre sont de même nature que celles demandées aux groupes raccordés au réseau de transport.

- Pour les données en temps réel, le TSO et DSO doivent se coordonner pour définir celles qui peuvent être transmises par le DSO au TSO sous un format agrégé.
- Selon le circuit d'échange retenu, il existe un principe (article 27) de mise à disposition de ces données du DSO vers le TSO ou du TSO vers le DSO.

Enfin, les échanges entre TSO et consommateurs raccordés au réseau de transport portent sur l'envoi au TSO des informations relatives à la prévision de soutirage (et en temps réel) et relatives aux possibilités d'effacement en cas de participation à DSR.

Un article de trois pages porte ensuite sur l'entraînement et la certification des opérateurs de TSO. L'ensemble des obligations de chaque TSO y est défini, avec un suivi dans le temps.

Un code spécifique à l'entraînement et à la certification était prévu au départ. ENTSOE estime qu'il n'est plus nécessaire car tous les éléments nécessaires sont décrits dans le code OS.

Enfin, les responsabilités des partenaires sont rappelées. Les SGU sont responsables des notifications de modification, en cas de problème opérationnel en lien avec l'application du code, en cas de tests, en cas de réalisation de tests à la demande du TSO ou DSO, etc. Pour sa part, le TSO est responsable de la sûreté d'exploitation dans sa zone de responsabilité, notamment de la mise en œuvre des moyens disponibles, de l'identification des moyens à améliorer, etc. Enfin, le DSO est responsable de la qualité et de la sécurité de son réseau de distribution.

Une *Incident Classification Scale* (liste explicite d'index) a par ailleurs été mise en place au niveau européen pour identifier les incidents. ENTSO-E doit ensuite produire un rapport annuel sur les résultats correspondants. Ce plan est soumis à l'approbation de l'ACER. Cet outil a été adopté pour permettre d'évaluer l'efficacité des codes de réseau exploitation. Enfin, les tiers ont obligation de contribuer à l'analyse des incidents et des dispositions de maîtrise des essais ont été formulées.

Le code OPS, pour sa part, détermine les processus de coordination à mettre en œuvre en amont du temps réel pour assurer la sûreté d'exploitation. Il va de l'annuel à l'intra-day, autour de quatre thèmes :

- l'analyse de sécurité prévisionnelle ;
- la gestion des consignations ;
- l'analyse prévisionnelle de l'équilibre offre-demande à l'échelle d'une année, d'une saison ou d'une journée ;
- le *scheduling*.

Ce code vise à renforcer la coordination de l'exploitation entre TSO, pour assurer des dispositifs efficaces permettant de tirer le maximum du réseau dans les échanges autorisés, avec un lien assez fort entre les Capacity Calculations de CACM et les analyses de sécurité.

Les analyses de sécurité prévisionnelle notifient d'une part la nécessité de disposer d'accords inter-TSO pour la coordination régionale. D'autre part, la mise en place d'un format unique d'échange des données prévisionnelles (y compris, notamment, les injections, soutirages et actions correctives) est prévue. Il s'agit d'un projet important, qui risque de susciter des difficultés de développement pour les TSO.

S'agissant du placement des consignations, les principes généraux restent classiques. Ils reposent sur l'identification des équipements dont l'absence impacte la sécurité des TSO voisins et du système interconnecté. Les autres principes sont l'existence de processus régionaux de coordination entre TSO et avec les tierces parties, ou la gestion coordonnée des essais, pour tenir les acteurs informés des risques.

Les autres enjeux principaux d'OPS sont les suivants :

- l'évaluation de l'adéquation entre production et consommation ;
- le *scheduling* (à partir du J-1) ;
- l'outil Operational Planning Data Environment (référentiel unique).

EDF-DOAAT

Quels sont les échanges de données dans le code OS ? Les producteurs devront-ils fournir davantage d'informations ?

RTE

Beaucoup de ces échanges existent déjà dans la DTR. Il est prévu d'engager un processus de revue des exigences issues des codes, pour comparer les exigences actuelles et les exigences complémentaires et proposer des adaptations des contrats présents dans la DTR. L'engagement de ce travail est prévu à l'automne. Les besoins apparaissent assez disparates au niveau européen.

ERDF

La Commission a-t-elle envoyé des commentaires à ENTSO-E ? Des adaptations additionnelles sont-elles envisagées ?

RTE

La première lecture du code OS par la Commission date d'octobre 2013 et n'a pas suscité de commentaires, d'autant plus que seulement deux phases de travail ont eu lieu sur les codes OS et OPS. De nombreux échanges se sont également tenus avec les organisations représentatives des distributeurs. La Commission a estimé qu'il ne restait plus de points majeurs de blocage après ces discussions. Les différentes parties tierces n'ont en effet pas exprimé de divergences majeures.

Au demeurant, des propositions d'amendement peuvent encore être envoyées à la DGEC, qui les remontera, si elle les supporte, au Cross Border Committee.

3. Point sur l'avancement des Codes de Raccordement (RfG, DCC, HVDC)

RTE

Les codes RfG et DCC restent en attente des retours de la Commission. Pour le code DCC, la position de la France a été adressée fin mai par la DGEC à la Commission.

S'agissant du code HVDC, la transmission du projet final d'ENTSO-E à l'ACER a eu lieu à la mi-avril et l'opinion de l'ACER à ce sujet est attendue pour la mi-juillet.

Une réunion est prévue la semaine prochaine par la DGEC sur l' «implementation » des codes de raccordement .

Une fois la revue des exigences des codes réalisée et un examen des contrats existants dans la DTR assuré (à l'automne), des échanges s'ouvriront à la CAR. Il s'agira ensuite de préparer l'implémentation des codes, en fonction du résultat de ces analyses et du résultat de la décision du Cross Border Committee. Quelques adaptations de processus existants pourraient intervenir.

EDF-DOAAT

Qu'en est-il du maintien de la fourniture pendant trente minutes dans le cadre de la réserve primaire, dans le code LFCR ?

RTE

Ce choix vise à homogénéiser les dispositions contractuelles exigées. Selon les pays et les TSO, les capacités varient, tout comme la manière de gérer l'équilibre offre-demande.

On peut aussi noter une volonté de coupler l'examen du code LFCR et du code *balancing*, même si ces deux codes restent assez différenciés. Le code LFCR pourrait cependant être publié plus tôt.

V. Point d'avancement des GT de la CAR

1. Planning travaux 2014

RTE

Concernant les S3REnR, la publication du décret révisé est attendue pour que les discussions reprennent.

Pour les producteurs, une consultation sera lancée prochainement sur un paquet assez homogène de documents :

- la trame de convention de raccordement intégrant la dimension performances ;
- le cahier des charges des capacités constructives (consultation déjà ouverte du 16 juin au 8 août) ;
- une révision de l'article 5 de la DTR sur le contrôle de conformité des installations.

A noter aussi, pour les producteurs :

- La concertation sur le contrat de gestion prévisionnelle est en cours d'achèvement.
- Le contrat-cadre traitant des accords en amont du J-1 est traité pour sa part dans un GT commun avec la CAM.

- L'entrée en vigueur de la version 2 des Règles Services Système est quant à elle prévue au 1er juillet 2014.
- Enfin, les travaux sur la convention d'exploitation commenceront en GT de ce jour.

2. GT Distributeurs

La procédure de raccordement a fait l'objet d'une approbation par la CRE le 10 avril. Elle est entrée en vigueur le 30 avril et a été publiée dans la DTR. Elle est accompagnée de fiches de collecte de données pour les demandes d'étude (étude exploratoire, d'insertion, PTF). A cette occasion, RTE a procédé à une actualisation de la mise en forme du chapitre 1 de la DTR, par souci de clarté.

La convention technique de planification et de réalisation des GRD est par ailleurs en ligne sur la DTR. Le bilan de la consultation est en cours de finalisation et sera adressé à la CRE et au Ministre.

Quant à la convention de raccordement, elle fera l'objet d'un travail spécifique, puis des échanges s'ouvriront sur la ou les conventions d'exploitation et de conduite avec les gestionnaires de réseau et d'exploitation à la rentrée.

3. GT Consommateurs

Plusieurs échanges sont prévus en fin d'année.

Les discussions sur le cadre contractuel du domaine ferroviaire entraîneront par ailleurs des échanges en CAR et en CAM à partir du 26 septembre.

4. GT Raccordement Producteurs

La consultation sur l'évolution de l'article 5 de la DTR sera lancée en juin.

La consultation sur la convention de raccordement pour les installations existantes sera elle aussi lancée en juin.

Enfin, la concertation relative au cahier des charges des capacités constructives est achevée. La consultation est ouverte du 16 juin au 8 août.

5. GT Contrat de Gestion Prévisionnelle

Il a été décidé de reporter la période de consultation d'une trame-type du contrat de gestion prévisionnelle pour les installations de production hors photovoltaïque et éolien,. Quelques points soulèvent encore des interrogations.

Des échanges se tiendront pendant la période estivale, peut-être par messagerie électronique.

EDF-DOAAT

La phase de concertation doit encore se poursuivre encore, effectivement. De plus, certains points présents dans la dernière version distribuée par RTE constituent des nouveautés qui nécessitent un débat. Enfin, l'annexe SI présente un statut hybride et il semble qu'aucune concertation ne l'accompagne. Certains paramètres demandés dans les documents SI relèvent de changements fonctionnels, ce qui mérite d'être discuté.

RTE

L'annexe SI n'est qu'une déclinaison du contrat discuté en concertation et il n'y a pas lieu d'intégrer d'exigences différentes dans cette annexe.

L'important est d'harmoniser et de standardiser les échanges, et leurs formats, entre les différents acteurs. Il convient donc d'identifier les freins et les écarts éventuels pour procéder à des aménagements, sans perdre en productivité d'ensemble, quitte à adapter le calendrier.

EDF-DOAAT

Une période de 10 jours apparaît trop courte pour traiter correctement la problématique. La problématique SI n'est pas la seule qui pose question. Il ne faudrait pas fixer la date de manière contrainte.

RTE

Nous souhaiterions pour notre part que le travail avance, en clôturant idéalement la concertation avant les congés d'été. Elle avait été ouverte au début de l'année 2014. Le toilettage recherché peut effectivement sembler significatif, mais certaines évolutions sont absolument indispensables. Nous vous invitons en tout cas à nous faire part de vos observations avant la période des congés d'été.

GDF SUEZ

Une réunion semble nécessaire pour débattre des évolutions attendues sur ces sujets complexes. A GDF SUEZ, différents acteurs sont impliqués.

RTE

C'est précisément pour cette raison que les deux groupes CAM et CAR ont été rapprochés.

6. GT Services Systèmes Tension

RTE

La délibération portant approbation des règles Services Système V2 a été signée le 12 juin, pour une entrée en vigueur au 1er juillet 2014.

Une révision en profondeur des règles Services Système est nécessaire, en cohérence avec les demandes formulées dans les délibérations de la CRE du 28 novembre 2013 et du 16 juin 2014.

Il faudra prendre en compte l'évolution des contraintes sur le RPT dans les principes de rémunération et de participation, ainsi que l'arrivée des ENR et les principes d'éligibilité des groupes au fonctionnement en compensateur synchrone.

Il est fait en sorte de former des groupes de concertation conjoints ou communs sur fréquence-puissance et tension-réactif. Le champ de travail a été défini de façon précise et apparaît significatif. Il faut à la fois satisfaire les exigences des acteurs et les impératifs de calendrier fixés par la CRE.

EDF-DPI

Quels sont les principes d'éligibilité ?

RTE

Il s'agit de s'interroger sur les principes actuels qui font entrer en ligne de compte le type d'installation.

Par exemple, ce service n'est aujourd'hui conçu que pour des machines tournantes, mais l'électronique de puissance pourrait offrir des services similaires. De plus, les principes de rémunération restent aujourd'hui peu adaptés. Il faudrait définir un service plus vaste, davantage calé sur des principes fonctionnels, et qui soit éligible à différents types de machines.

7. GT Réseaux privés

RTE

Le processus de concertation sur le CART GMP, commencé en juin 2013, s'achève.

La consultation a duré trois semaines et s'est terminée le 10 juin. Le projet de CART GMP amendé sera notifié à la CRE au 1er juillet au plus tard.

Concernant la suite des travaux à mener, pour insérer le CART GMP dans le processus global, la concertation se poursuivra au sein du GT Réseaux privés. Il faudra œuvrer sur l'évolution de la procédure de raccordement et il conviendra, en outre, de faire évoluer les autres documents contractuels. Un nouveau jet de concertation sera lancé à partir du second semestre 2014, dès l'approbation du CART GMP par la CRE.

GDF SUEZ

GDF SUEZ et SHEM n'ont pas eu de commentaires à formuler et ont approuvé les documents.

EDF-DOAAT

Nous rejoignons cette remarque. La consultation, bien menée, n'appelle pas de commentaires de notre part.

RTE

Sachez que nous organiserons un atelier sur le code Emergency Restauration en septembre ou octobre. Il est important que la participation à cet atelier soit élevée. Nos experts ne seraient pas mobilisés en cas d'affluence trop faible.

La prochaine CAR se tiendra le jeudi 20 novembre 2014 à partir de 10 heures.