Commission Accès au Réseau

17 MARS 2016

Projet de procès-verbal

Etaient présents :

Pour les acteurs industriels :

Arkema	Monsieur LEMOYNE
Cofely	Monsieur COURTES
CNR	Monsieur MONTBROUSSOUS
EDF-DOOAT	Monsieur CASTAGNE
EDF-CIST	Monsieur LESCARRET
E.ON	Madame MARECHAL
ERDF	Monsieur MARTY
MAIA EOLIS	Monsieur BLANC
SER	Monsieur GONDOLO
Solvay	Madame BERTRAND
SRD-ELE	Madame LOISEL
FEE	Madame BREDOUX

RTE

Monsieur CACHEN
Madame COPPENS-CHALOUB
Monsieur DESBROSSES
Madame FOURNIER
Monsieur GAUDIN
Monsieur GOUILLART
Madame L'HOSTIS
Monsieur LARRIPA
Madame LEVILLAIN
Monsieur NEUPONT
Madame PORFIRIO
Monsieur STAKOWSKI
Madame VANDYCK

ORDRE DU JOUR

I. Actualités 2
II. S3REnR 10
III. Codes de réseau 12
IV. Concertation comptage et données 15
V. Point d'avancement sur les Groupes de Travail de la CAR 16

I. Actualités

1. Impact de la Loi sur la Transition Energétique

a. Délais de raccordement des EnR

RTE

La Loi sur la Transition Energétique (LTE) prévoit l'instauration d'un délai de raccordement de 18 mois pour les énergies renouvelables. Deux décrets d'application ont été examinés par le CSE (Conseil Supérieur de l'Energie) en février 2016. Le premier définit les modalités d'éventuelles dérogations ou de prorogation du délai de raccordement de référence de 18 mois; le second établit les pénalités qui seront dues par le gestionnaire de réseau en cas de non-respect de ce délai. Nous attendons la publication des textes officiels.

SRD-ELE

Pourriez-vous nous communiquer les textes des projets de décrets ?

RTE

Les projets de décrets relèvent du domaine public, mais les amendements ajoutés par le CSE ne sont en revanche pas accessibles. Nous vous transmettrons les projets de décrets tels que présentés au CSE.

b. Abattement tarifaire en faveur des grands consommateurs d'énergie

RTE

Le décret d'application est paru au Journal Officiel du 12 février 2016. Il est applicable, avec effet rétroactif, au 1er janvier 2016. Tous les sites de consommation sont concernés, qu'ils soient directement raccordés au réseau de transport et titulaires d'un CART, ou encore titulaires d'un contrat de prestation annexe pour un service de décompte.

La demande doit être adressée à RTE le 22 mars 2016 au plus tard. Une boîte mail a été créée à cet effet, et tous les clients ont été informés par courriel de la démarche à suivre. Chaque demande devra être accompagnée d'une copie de l'attestation dont le modèle est disponible sur le site www.developpement-durable.gouv.fr. Cette attestation reprend l'ensemble des informations nécessaires à RTE pour identifier le site et effectuer les calculs nécessaires selon les modalités du décret.

Pour les plates-formes comprenant plus de deux consommateurs industriels, RTE aura besoin d'informations complémentaires permettant de calculer les énergies soutirées par chaque acteur ; elles pourront être fournies après le 22 mars.

c. Information sur le GT ministériel concernant la transposition par ordonnance de l'article 28 de la directive 2009/72/CE sur les RFD (Réseaux Fermés de Distribution)

RTE

La DGEC a organisé le 15 février dernier une 1ère réunion de concertation sur la transposition par ordonnance de l'article 28 de la directive européenne 2009/72/CE concernant les Réseaux Fermés de Distribution (RFD), prévue par la LTE. Les RFD constitueront alors les seules exceptions au monopole légal des gestionnaires de réseaux publics d'électricité.

L'objectif de cette première réunion du GT consistait à définir l'objet RFD et à repérer les éléments à clarifier, comme le niveau de tension ou le périmètre à partir desquels s'applique la notion de RFD.

La DGEC attend désormais les remarques de chaque acteur sur le sujet pour le milieu du mois de mars 2016. Une seconde et dernière réunion est prévue à la fin du mois.

2. Information sur les arrêtés « Interruptibilité »

RTE

Ces arrêtés ont été publiés le 22 décembre 2015. RTE a lancé un appel à contribution du 7 au 22 janvier 2016, afin de recueillir les avis des acteurs concernés sur les sujets suivants :

- modalités de mise en œuvre du dispositif élaboré par RTE et publié sur le site ConceRTE ;
- date de démarrage des premiers contrats ; RTE prévoit un déploiement du dispositif au 1er juillet 2016 ;
- durée des contrats suivants.

RTE a élaboré, sur la base des retours des contributeurs, un modèle de contrat, validé par le ministre en charge de l'énergie.

Une consultation a été lancée sur la contractualisation des capacités interruptibles, du 1er juillet au 31 décembre 2016. La date limite de manifestation d'intérêt était le 9 mars 2016, la date limite de remise des offres, le 14 mars 2016. RTE a reçu l'ensemble des offres.

Deux tranches de participation sont prévues :

- une tranche 1, portant sur un volume total maximal de 1 000 MW ;
- une tranche 2, portant sur un volume total maximal de 600 MW.

La première tranche est remplie, ce qui n'est pas le cas de la seconde ; une communication sera donc déployée dans les prochains jours.

3. Démarrage de IGCC

RTE

RTE a rejoint la coopération d'imbalance netting IGCC le mois dernier. Celle-ci permet la compensation en temps réel des déséquilibres de gestionnaires de réseau, tout en respectant la capacité d'échanges aux interconnexions. Son but est d'éviter une activation en sens opposé de la réserve secondaire propre des GRT participants. Ainsi, plutôt que d'activer la réserve à la hausse en France pour pallier un aléa de production, et à la baisse en Allemagne pour pallier un aléa de consommation, l'IGCC induira un programme d'échange instantané (en l'occurrence, un import de l'Allemagne vers la France), si la capacité d'interconnexion le permet. Ainsi, la réserve secondaire propre des deux pays ne sera pas activée. Les pays membres de l'IGCC sont l'Autriche, l'Allemagne, la Belgique, le Danemark, les Pays-Bas, la République Tchèque, la Suisse, et désormais la France. IGCC se place en cohérence avec le projet de code de réseau « *Electricity Balancing* », qui a pour ambition de réunir tous les pays d'Europe d'ici 2018 et d'instaurer une coopération unique pour l'Europe continentale d'ici 2020.

EDF-CIST

Le principe de cette coopération est-il, pour les pays participants, de retarder systématiquement la variation du niveau N ?

RTE

Il s'agit d'utiliser l'énergie disponible sur le réseau pour compenser les aléas en temps réel, plutôt que d'activer la réserve secondaire.

Cette initiative a démarré il y a environ quatre ans en Allemagne, où chacun des 4 gestionnaires de réseau règle la fréquence et les réserves sur son aire de contrôle. La coopération IGCC a permis de neutraliser les activations en flux contraire susceptibles de se produire et a engendré un gain économique d'environ 80 millions d'euros par an. Cette initiative a ensuite été étendue à plusieurs pays. L'objectif consiste à repérer les activations en sens contraire à la frontière des zones de contrôle des gestionnaires de réseau, de façon à diminuer le recours aux réserves secondaires et à obtenir un gain économique. Cette initiative des gestionnaires de réseau préfigure le code *Balancing* sur l'ajustement, lequel ne sera applicable qu'après validation par les instances européennes, probablement au début de l'année 2017.

Les échanges d'énergie peuvent être activés dans le cadre d'IGCC uniquement s'il reste de la capacité disponible sur le réseau, les gestionnaires ne pouvant effectuer de réservation de capacité à cette fin. Dans le cas contraire, ils doivent activer les réserves.

EDF DOAAT

L'optimisation économique réalisée ne semble pas complète, dans la mesure où le *netting* ne porte que sur la puissance et ne prend pas en compte le coût respectif des activations de chaque côté de la frontière.

RTE

Cette étape, déjà franchie en Allemagne, interviendra dans un second temps au niveau des pays européens. Le second niveau d'optimisation économique consistera à activer les réserves secondaires en priorité sur les groupes les plus chers, puis à procéder de façon décroissante.

La coopération IGCC permettra d'améliorer la sûreté d'approvisionnement par une moindre sollicitation de la réserve secondaire propre à RTE et de générer des gains pour l'ensemble des

pays membres de la coopération. Les gains financiers pour RTE seront intégrés au compte Ajustement-Ecarts, et redistribués à l'ensemble des responsables d'équilibre français. Ce compte recueille les écarts positifs et négatifs des responsables d'équilibre, ainsi que les coûts d'activation de l'ajustement. Ce compte, qui a vocation à être équilibré, est également alimenté par un coefficient C, lequel évolue pour se mettre en conformité avec le code *Balancing* ; des bénéfices seront également générés par ce biais.

La phase d'exploitation sous contrôle RTE a démarré le 22 février 2016, avec, dans un premier temps, une limitation des échanges aux frontières à 50 MW. Nous nous trouvons actuellement dans une phase de montée en charge progressive, au rythme de 50 MW par semaine. L'objectif est d'atteindre un régime nominal de participation autour de mai 2016, avec une limitation des échanges aux frontières à hauteur de la demi-bande de réglage secondaire RTE.

Une page dédiée à la coopération IGCC a été créée sur le portail de RTE. Elle comprend des informations sur l'historique du projet, ainsi que des données techniques sur l'algorithme. Par ailleurs, les volumes d'échanges IGCC pour RTE sont publiés sur une plateforme allemande : https://www.regelleistung.net/est/data/?lang=en.

EDF-DOAAT

Est-il prévu de publier ces données sur le site de RTE ?

RTE

Le portail clients de RTE comprend un lien vers la plateforme de publication allemande, qui centralise toutes les données échangées entre les pays membres d'IGCC.

EDF-DOAAT

Compte tenu de ces chiffres, le ratio entre la baisse et la hausse semble proche de 1.

RTE

Le système apparaît en effet relativement équilibré et IGCC répondra aussi bien à un déséquilibre à la hausse qu'à la baisse.

CNR

Par quel vecteur seront communiqués les gains financiers obtenus ?

RTE

Les données apparaîtront mensuellement dans le bilan du mécanisme d'ajustement, qui présente une comptabilité analytique détaillée sur les deux années précédentes. Le site ConceRTE vous permettra également d'accéder facilement à toutes les informations.

4. Concessions hydrauliques

RTE

RTE est toujours en veille active sur le sujet des concessions hydrauliques. La DGEC prépare un texte réglementaire établissant la procédure de mise en concurrence des concessions. La préoccupation de RTE est que l'accès au réseau et le raccordement soient pris en compte dans la

réflexion de la DGEC, puis dans les textes. Des travaux de la CAR sont donc à prévoir pour adapter si nécessaire la procédure de raccordement, dans le cadre du GT Producteurs.

5. Conventions de raccordement pour les producteurs

RTE

Nous avions produit un texte de convention à l'automne dernier, qui avait fait l'objet d'une consultation et devait être proposé à la validation de la CRE. Entre-temps, un travail mené sur le raccordement des fermes off-shore nous a conduits à retravailler certains points de cette convention.

Des recalages ont été effectués sur le texte d'origine, notamment sur la question des réserves. RTE s'engage en effet sur des délais et des coûts de raccordement, à l'exception de certaines situations. Or le texte présentait une liste ouverte d'exceptions, du fait de la présence du terme « notamment ». Ce terme a donc été supprimé, afin que la liste devienne limitative.

Les membres du GT seront consultés dans les prochaines semaines sur ces modifications.

Par ailleurs, nous proposerons notamment une prestation annexe spécifique, qui consistera en un « service aux producteurs suite à une indisponibilité non programmée de la partie sous-marine du réseau d'évacuation d'une installation de production en mer ». Cette prestation sera soumise à la validation par la CRE. Une présentation de ce service sera effectuée devant les lauréats des appels d'offres la semaine prochaine.

6. Présentation de l'enquête satisfaction clients

RTE

Cette enquête satisfaction s'est déroulée entre octobre et novembre 2015, sous la forme d'un questionnaire par mail assorti de relances téléphoniques.

d. Résultats d'ensemble

52 % des personnes sollicitées ont répondu à l'enquête, soit 960 interlocuteurs sur 1 900. Ce taux est comparable à celui des enquêtes de 2010 et de 2013.

62 % des interlocuteurs ont levé l'anonymat, soit 20 % de plus que lors de la dernière enquête, ce qui traduit une relation de confiance avec nos clients. RTE pourra ainsi poursuivre l'échange avec les clients ayant exprimé des insatisfactions.

55 % des personnes ayant répondu à l'enquête sont des consommateurs, 16 % sont des producteurs, 15 %, des acteurs de marché et 20 %, des distributeurs.

Le taux de satisfaction apparaît en légère baisse. Il se situe ainsi à 7,5, contre 7,6 en 2013, soit 84 % d'interlocuteurs satisfaits, contre 85 % en 2013. Or, pendant la période 2013-2015, les autres entreprises opérant en B to B ont progressé.

L'enquête définit également un indice d'excellence, déterminé par la note d'activité attribuée sur les critères les plus importants dans chaque type d'activité. A l'aune de cet indice, il apparaît que la note de satisfaction est stable chez les consommateurs industriels, mais en baisse chez les distributeurs et producteurs sur les critères les plus importants pour ces secteurs. La note de satisfaction progresse en revanche chez les acteurs de marché, grâce aux actions menées en

termes de transparence et de pédagogie notamment. Des actions spécifiques seront proposées en interne pour que RTE s'améliore sur chacun de ces secteurs.

L'enquête révèle que RTE conserve une image positive sur plusieurs critères.

- L'item « RTE est une entreprise innovante » enregistre la baisse la plus importante, passant de 84 % en 2013 à 79 % en 2015.
- L'item « RTE est au service de ses clients » reçoit une réponse positive à 90 %.
- L'item « RTE est une entreprise performante » passe de 97 % à 94 % de réponse positives.
- La question « avez-vous le sentiment que RTE traite ses différents de façon équitable ? » recueille 91 % de réponses positives.

Les clients évoquent une très bonne relation avec RTE. En revanche, la recherche d'une réponse sur certains sujets nécessite un taux d'effort encore trop important.

- Dans la relation quotidienne, le taux d'effort se situe, pour les acteurs de marché et les distributeurs, à 26 % ; il est de 19 % pour les producteurs et de 5 % pour les consommateurs.
- Sur la contractualisation, le taux d'effort se situe pour les acteurs de marché à 32 %, à 26 % pour les distributeurs, à 22 % pour les producteurs et à 10 % pour les consommateurs.
- Sur le raccordement, les distributeurs et les producteurs évoquent un taux d'effort de 45 %, alors que les consommateurs le situent à 15 %. On considère qu'un taux d'effort supérieur à 20 % constitue un irritant.

RTE doit donc travailler sur ses marges de manœuvre commerciales, sur son organisation et sur la souplesse d'évolution des contrats.

L'insatisfaction persiste sur le traitement des réclamations. En revanche, la qualité de leur traitement s'améliore. Il reste à réduire le délai de réponse, qui se situe aujourd'hui à 30 jours maximum.

Les clients de RTE expriment enfin une attente forte sur la transparence et l'information, avec des notes de satisfaction en baisse par rapport à 2013. Des questions demeurent notamment sur le dispositif du CURTE.

e. Les attentes particulières des clients

A la question « RTE peut-il vous accompagner davantage sur vos préoccupations ? », les réponses positives progressent de 4 %, se situant à 83 %. A partir des réponses de chaque segment d'activité sur chaque sujet, un travail qualitatif a été réalisé pour établir les sujets sur lesquels RTE devait travailler avec ses clients.

Pour les consommateurs, les deux sujets principaux sont la qualité de l'électricité et l'accompagnement sur le coût de l'énergie – le coût du transport, mais aussi les mécanismes de marché.

Les attentes des producteurs portent principalement sur trois sujets : le raccordement, l'accompagnement sur les prestations de conseil et de maintenance, et l'efficacité de la relation client en termes de clarté et de fluidité.

Les distributeurs aimeraient nouer avec RTE une relation qui relève plus du partenariat que de la relation client. Leurs attentes sont fortes dans le domaine de la transparence et de la proactivité.

Enfin, les attentes des acteurs de marché portent sur la simplification des règles, sur lesquelles ils souhaitent que RTE communique davantage.

Des efforts ont déjà été engagés sur certains de ces sujets, comme la qualité de l'électricité et la communication en cas d'incident ; ils se poursuivront pour mieux répondre aux attentes des clients.

CNR

Quelle est la périodicité de ces enquêtes ?

RTE

Elles ont lieu tous les deux ans.

SOLVAY

Les consommateurs seront amenés à devenir, de plus en plus, des acteurs de marché. De ce fait, l'accès à l'information et la simplification des règles constitueront également pour eux des sujets majeurs.

RTE

Les résultats de l'enquête nous interpellent, en particulier dans certains domaines concernant la vie de nos clients au quotidien. Il apparaît que certains efforts conduits par RTE ne répondent pas à ces besoins, qu'il importe de mieux connaître. A ce titre, la levée de l'anonymat est importante pour nous permettre de mieux les repérer.

L'importance des attentes en termes de transparence nous interpelle également, dans la mesure où RTE publie de nombreuses informations sur son site. Or l'attente porte moins sur ce type de publications que sur une information au quotidien, en cas de coupure ou d'alimentation fragilisée, notamment. RTE poursuivra donc l'action engagée en ce sens.

L'attente s'avère également forte sur la simplification. Les règles de marché ont en effet été complétées et développées ces trois ou quatre dernières années, ce qui a accru leur complexité. Les forces commerciales de RTE doivent donc réaliser un travail de pédagogie auprès de leurs clients. Une réflexion sera menée ultérieurement sur la simplification, mais celle-ci ne doit pas conduire à refermer des possibilités qui ont été ouvertes, ou induire des risques de contentieux. Des arbitrages devront donc être effectués sur le sujet.

ARKEMA

Pourriez-vous apporter des précisions sur le sujet des actions de *e-learning*, qui éviteraient aux clients d'acheter des formations onéreuses ?

RTE

Nous avons développé, en collaboration avec EPEX, des modules de *e-learning* sur ces sujets, qui pourront probablement être mis à la disposition des clients à des tarifs raisonnables. Nous proposons également un séminaire de 3 à 4 jours sur les sujets des interconnexions, et préparons un module d'une journée sur les marchés. Nous pouvons également développer des animations dans le cadre de notre activité commerciale quotidienne.

CNR

Il ne s'agit donc pas de MOOCs gratuits, mais de formations selon la méthode classique.

RTE

Les modules gratuits sont toujours payés d'une manière ou d'une autre – en l'occurrence, par le TURPE. Le site web de RTE propose des éléments de pédagogie et d'ouverture, plutôt sous forme de documentation que de *e-learning*. Nous devons désormais réfléchir :

- à la mise en place de modules de *e-learning* en complément de cette documentation de base ;
- à une manière d'amener des éléments de pédagogie aux clients dans le cadre de notre activité commerciale ;
- au développement de formations standardisées, en *e-learning* ou en séminaires.

ARKEMA

Le site de RTE propose en effet une information riche, mais il est intéressant pour les clients de comprendre comment s'articulent les différents sujets.

RTE

Un module de ce type est en cours d'écriture. Nous disposons déjà de certains outils, mis en place dans le cadre des rencontres clients, comme l'atelier *Dream.*

ARKEMA

Cet atelier est en effet très bien conçu.

RTE

Nous avons par ailleurs relevé, dans les résultats de l'enquête, le point concernant la concertation. Il apparaît en effet que certains clients ignorent l'existence d'outils de concertation et que d'autres ne sont pas satisfaits du processus de concertation, perçu comme trop rapide ou trop compliqué.

Nous avons constaté que nos propositions en termes d'accès au marché et d'accès au réseau, conçues pour être les plus bénéfiques possibles à la collectivité, généraient beaucoup d'insatisfaction. Seule une action pédagogique permet de valoriser la dimension équitable de ces choix, visant à préserver une économie globale. Nous souhaitons donc identifier les points d'amélioration possible en termes de concertation et vous invitons à nous faire part spontanément de vos remarques sur ces sujets.

CNR

Nous avions souligné le fait que la documentation technique publiée sur le site de RTE s'avérait assez compliquée.

RTE

Nous comprenons cette remarque et réfléchissons à la manière de rendre cette documentation plus lisible.

EDF-DOAAT

Il semble étonnant que le fonctionnement du CURTE apparaisse dans l'item « Transparence, information » et non « Concertation ». Le CURTE est en effet une instance de discussion.

RTE

Le CURTE constitue une instance de travail, mais aussi de partage et de transparence. L'objectif des concertations est notamment de permettre aux acteurs qui n'ont pas de force de participation d'exprimer leur satisfaction ou leur mécontentement. RTE dispose ainsi d'écrits sur lesquels il travaille et dont il doit rendre compte à la CRE. Nous sommes ouverts à vos propositions pour mieux faire fonctionner les instances de concertation.

II. S3REnR

1. Evolutions en cours

RTE

Suivant le programme de travail que s'était donné le GT instauré sous l'égide du ministère en 2013, les discussions du GT ont abouti fin 2015 à un projet de décret visant à encadrer les modalités de révision des S3REnR.

D'une façon générale, les révisions des S3REnR seront réalisées dans des conditions similaires aux premiers schémas. Toutefois, certaines spécificités devront être prises en compte :

- La révision diffère de l'élaboration d'un nouveau schéma sur la question de la puissance retenue pour répondre à l'ambition du 3REnR.

- La formule de la quote-part elle-même constitue un autre sujet de discussion.

Le projet de décret prévoit également un processus dit « d'adaptation du schéma », intermédiaire entre les transferts de capacités réservées et la révision du schéma, qui vise à pouvoir modifier les ouvrages couverts par la quote-part pendant la durée de vie du S3R, sans que cela implique le processus lourd de révision.

L'ensemble de ces questions a vocation à être traité dans la DTR. Nous vous avons donc présenté en début d'année un projet de DTR, établi en fonction de l'état des décrets dont nous avions connaissance. Nous avons prévu de vous soumettre ces textes tout au long du premier semestre, afin d'aborder progressivement l'ensemble des sujets. Notre objectif est de disposer d'une DTR solide au moment où RTE déposera le S3REnR révisé de la région Hauts de France.

RTE se donne également pour objectif de faciliter la compréhension de la DTR, en la segmentant en plusieurs parties correspondant aux différentes considérations liées au S3REnR.

Concernant la transparence et le suivi des 3REnR, le CSE a retenu le principe de l'élargissement du bilan technique et financier, qui devient par ailleurs annuel. La réglementation prévoit que ce bilan soit public.

2. Point d'avancement des schémas régionaux

Tous les schémas sont désormais entrés en vigueur. Il apparaît par ailleurs que le S3R Picardie est saturé, ce qui conduira à réviser le schéma des « Hauts de France » – nom de la nouvelle

région Nord-Pas-de-Calais-Picardie. Le schéma de la région Champagne-Ardenne a quant à lui été révisé intégralement en 2015 à la demande du préfet, car le gisement identifié à l'origine s'était avéré plus important que prévu.

3. Transparence et suivi des S3REnR

RTE met à la disposition de ses clients de nombreuses informations touchant aux S3REnR. Nous avons créé à cet effet, en coopération avec les GRD (Gestionnaires de Réseau de Distribution), Caparéseau, une publication donnant les caractéristiques du schéma, poste par poste, ainsi que les capacités d'accueil immédiatement disponibles sur l'ensemble de la France.

Nous publions également les S3REnR, ainsi que toutes les notifications envoyées aux préfets pour modification des capacités réservées et les bilans techniques annuels. Ces bilans recensent l'ensemble des modifications des capacités réservées, mais aussi l'avancement des travaux prévus dans les schémas.

MAIA EOLIS

Nos adhérents nous indiquent que Caparéseau, malgré des mises à jour de plus en plus importantes, reste en retard sur l'information. Ils se détournent donc de cet outil, qui annonce parfois des informations erronées sur les capacités disponibles, faute de rafraîchissement suffisamment rapide. Certains éléments sont par ailleurs manquants.

RTE

RTE s'étonne de cette perception qui ne reflète pas l'impression générale constatée par RTE. Nous sommes conscients qu'il est encore nécessaire d'améliorer la qualité des mises à jour. Nous sommes ouverts à envisager des modifications en coordination avec les GRD. RTE rappelle toutefois que les informations publiées sont celles énumérées par la délibération de la CRE du 25 avril 2013.

MAIA EOLIS/SER

Le bilan financier et technique de la région Champagne-Ardenne a soulevé chez nos adhérents de nombreuses questions liées à sa complexité.

RTE

Le blocage du S3REnR Champagne-Ardenne après la demande du préfet de redimensionner son principal investissement a conduit à réviser ce schéma avant que la réglementation et les DTR soient adaptées. Pour les révisions futures, la DTR donnera les éléments explicatifs nécessaires.

Les éléments les plus importants sont ceux qui alimenteront la quote-part du S3R révisé. Un solde du schéma révisé permet en effet de s'assurer que les sommes perçues par les gestionnaires de réseau continuent à couvrir par la quote-part du schéma révisé.

Le bilan technique et financier sera régulièrement mis à jour au cours de la phase de concertation et de construction du schéma révisé.

COFELY

Dans le contexte de ces révisions, qu'en est-il du SRCAE ?

RTE

Le SRCAE définit des objectifs à horizon 2020, et 2050 (avec dans certains cas un objectif supplémentaire à 2030), exprimés de façon variable en énergie, en puissance, en localisation… Les premiers S3R ont été réalisés avec un objectif 2020 et peuvent être révisés avec un objectif supérieur, s'inscrivant donc toujours dans le SRCAE. Toutefois le gisement identifié à ce jour dans certaines régions par la profession trouve difficilement à s'inscrire dans le SRCAE en vigueur.

D'autre part, les gestionnaires de réseau ne peuvent, sauf en cas d'impossibilité technique, refuser l'accès au réseau. Le S3R apporte un cadre d'optimisation à un raccordement préconisé par les collectivités territoriales : considérer que l'on doit effectuer un raccordement en régime général lorsque le SRCAE n'est plus en vigueur reviendrait à perdre en optimisation.

MAIA EOLIS

Il conviendrait peut-être de construire les SRCAE futurs, qui détermineraient des quotes-parts finançables pour concevoir des infrastructures à long terme.

RTE

RTE partage cet objectif. Nous surveillons les discussions régionales sur ce sujet, la révision des SRCAE devant intervenir dans les trois ans à venir. RTE compte y participer de manière encore plus importante qu'en 2012.

MAIA EOLIS

Cette réflexion permettrait de connaître le coût des révisions de schémas, et d'en évaluer la pertinence.

COFELY

Quel sera l'impact de la fusion des régions sur ce processus ?

RTE

La loi NOTRe prévoit que tous les schémas régionaux soient révisés dans les trois ans après son entrée en vigueur, le 1er janvier 2016.

Nous réfléchissons également, avec les gestionnaires de réseau de distribution, à la manière de tirer parti de la technologie smart grid pour transformer la gestion du réseau (automates locaux …), permettant d'accueillir davantage d'EnR.

III. Codes de réseau

1. Avancement des codes de réseau

a. Code RfG

RTE

Parmi les trois codes existants, nous avons particulièrement avancé sur celui qui concerne le raccordement des installations de production. Voté en *Cross Border Committee* le 26 juin 2015, il est entré en phase d'examen par le Parlement et le Conseil européens le 19 novembre 2015. Sa

publication au Journal Officiel de l'Union devrait intervenir en avril, pour une entrée en vigueur 20 jours plus tard. Nous disposerons ensuite de deux ans pour le décliner, et d'un an pour permettre aux constructeurs de s'adapter.

L'instance de concertation a commencé ses travaux en juillet 2015. Parmi les sujets abordés, le plus crucial est celui de la définition des seuils séparant les différentes catégories d'installations de production : A, B, C et D. A la demande des acteurs, RTE et l'ADEeF ont convenu de consacrer plus de temps pour travailler sur cette question. Un Groupe de Travail a été mis en place sur le seuil B/C, comme c'est déjà le cas pour le seuil A/B. Les propositions de tous les acteurs sur ces seuils seront mises en commun lors de la prochaine instance, le 12 avril 2016. Il n'est pas prévu d'organiser la consultation publique sur les seuils dans l'immédiat (consultation prévue par le code), mais de réaliser un rapport de concertation à partir des contributions que les différents acteurs doivent nous remettre pour la fin du mois de mars. Ce rapport sera soumis à la DGEC et à la CRE.

b. Code DCC

Le code concernant le raccordement des unités de consommation et de la distribution n'a toujours pas été examiné par le Parlement et le Conseil. Néanmoins, trois réunions de l'instance de concertation se sont déjà tenues. Nous avons donné des précisions sur les dispositions réglementaires impactées par le code, ainsi que sur les modalités d'application aux sites existants et les possibilités de dérogation. Ces thématiques, communes aux deux codes, seront abordées conjointement lors de la séance du 12 avril.

c. Code HDVC

Le code concernant le raccordement des liaisons en courant continu n'est pas entré dans sa phase d'examen par le Parlement et le Conseil européens et la DGEC n'a pas encore mis en place d'instance de concertation sur le sujet.

2. Information sur l'avancement des autres codes

d. Codes exploitation

Les codes concernant l'exploitation et la sécurité ont été fusionnés en un *guideline* unique (SOGL) en juillet 2015 ; le texte sera voté en *Cross Border Committee* en mai 2016 et RTE organisera un atelier de présentation en septembre.

Le vote sur le Code *Emergency and restoration* interviendra, dans le meilleur des cas, au milieu de l'année 2016.

EDF-DOAAT

Concernant SOGL, le délai d'activation de réserve primaire est de 15 minutes en France, alors qu'il se situe à 30 minutes dans d'autres pays. Nous souhaitons que la France conserve ce délai, pour des raisons de sécurité du système, mais une analyse coûts/bénéfice est en cours pour établir une valeur d'harmonisation de cette durée. Nous sommes en désaccord avec cette orientation. Nous espérons néanmoins pouvoir contribuer à cette analyse coûts/bénéfices.

RTE

Il y a un an, la durée préconisée était de 30 minutes ; aujourd'hui, une analyse est menée. La question est donc en discussion, suite à vos remarques.

CNR

Nous n'avons pas toujours le sentiment d'être écoutés dans les instances, et il semble que l'harmonisation s'opère, entre les différents pays, en fonction des positions les plus fortement affirmées.

RTE

Nous essayons de vous fournir des éléments de pédagogie vous permettant de vous exprimer au niveau des instances européennes. Se pose par ailleurs la question de la représentativité des différentes associations (de consommateurs, de producteurs, de *traders*…). Si une association ne porte pas votre avis de producteur, d'autres leviers existent. Enfin, les consultations publiques, qui comprennent une obligation de réponse écrite, permettent aux acteurs de s'assurer que leurs besoins ont été entendus. Par ailleurs, plus vos demandes sont argumentées, mieux nous pouvons les porter, ainsi que la CRE et la DGEC. En effet, au niveau européen, beaucoup de demandes sont perçues comme liées aux spécificités des pays et nous avons besoin d'éléments techniques pour pouvoir en défendre la pertinence.

CNR

Nous avons déjà fait remonter des éléments précis. Nous ne comprenons cependant pas pourquoi le gestionnaire de réseau, dans le cas de l'Italie par exemple, demande 30 minutes, si le pays bénéficie de réglages secondaires ou d'autres moyens d'ajustement. Nous avons demandé une explication sur ce fait, mais ne l'avons pas obtenue.

RTE

Les éléments concrets que vous avez fournis ont néanmoins permis la mise en place d'une analyse coûts/bénéfices. Il faut donc poursuivre en ce sens.

3. Autre sujet européen

RTE

ENTSOE a alerté tous les gestionnaires de réseau sur un risque de déconnexion massive des installations photovoltaïques en sur-fréquence et en sous-fréquence. Pour la sous-fréquence, nous avons conduit une analyse dans le cadre du CURTE, qui a conduit à développer une nouvelle protection de découplage. Celle-ci est en cours de qualification par ERDF et devrait être disponible en 2016. La difficulté de mise en place réside dans le grand nombre d'installations à réaliser.

CNR

Existe-t'il une obligation à ce sujet, au moment du raccordement ?

RTE

En effet, mais il faudra la faire évoluer à l'avenir.

EDF-DOAAT

A quoi est due cette synchronisation des découplages ?

RTE

Le système est programmé pour déclencher à une fréquence précise, 50 Hz. Une étude menée par l'INES a confirmé, après réalisation d'essais, l'existence du risque de déconnexion massive. ENTSOE a donc défini des volumes de production admissibles et enjoint à chaque état membre d'éliminer le risque de déconnexion. Nous étudions les solutions possibles et partagerons prochainement le résultat de nos analyses avec la DGEC et la CRE. Nous vous tiendrons informés de nos travaux.

MAIA EOLIS

Nous avions le sentiment que la vision d'ERDF était différente sur le sujet, il y a quelques mois. L'analyse a-t-elle évolué ?

ERDF

En effet, les clients susceptibles de se déconnecter à 50,2 Hz ne sont pas si rares et présentent un risque pour le système européen. Il faut étudier l'utilisation possible du stock.

RTE

Nous avions en effet mené une étude sur quelques onduleurs, qui révélait une dispersion raisonnable ; depuis, une étude plus structurée a démontré la réalité du risque. Dans la zone de sur-fréquence, le volume de production déclenchant nous ferait passer en sous-fréquence. Le système se trouve donc fortement chahuté à la hausse et à la baisse, ce qui le fragilise considérablement. L'effort de stabilisation doit par conséquent être réparti entre les différents pays, au prorata de la connexion installée.

IV. Concertation comptage et données

1. Historique

RTE

Une concertation sur le déploiement du comptage IP et la mise à disposition d'un service de données en proche temps réel a été lancée à l'été 2014. Puis une expérimentation portant sur l'adaptation IP des premiers sites clients a été mise en place fin octobre 2015. 160 points de comptage (concernant des gestionnaires de réseau comme des consommateurs) ont été adaptés à ce jour ; le déploiement s'accélérera au cours des prochains mois.

Le délai de mise à disposition des données enregistré par les clients se situe entre 5 et 10 minutes après la mesure des énergies au niveau des compteurs. Nous nous étions engagés, en 2014, à un délai inférieur à 30 minutes.

La disponibilité des données brutes en proche temps réel se situe à 99 %. En effet, en cas de micro-coupure du réseau de télécommunication, les données ne sont renvoyées qu'en collecte journalière. 100 % des données contrôlées sont donc disponibles à J+1.

Un premier bilan de l'expérimentation sera réalisé fin avril 2016. Il sera suivi d'une concertation sur la mise à jour de l'article 4.8 sur le comptage dans la DTR, en mai, pour une publication au cours de l'été.

Les données en proche temps réel sont aujourd'hui disponibles par le biais d'interfaces de programmation appelées API ; elles seront accessibles sur le nouveau portail clients de RTE au dernier trimestre 2016.

2. Prochaines étapes

De nouveaux services de notification seront prochainement disponibles :

- un service de notification sur le dépassement de seuils de puissance souscrite, à partir de mai 2016 ;
- un service de notification sur le dépassement de seuils de consommation et sur le dépassement de seuils d'énergie réactive (tangente phi) à partir de septembre 2016.

Les dépassements de seuils de puissance souscrite et consommation seront notifiés en proche temps réel et ont donc pour pré-requis le comptage IP. Les dépassements de seuils d'énergie réactive seront notifiés à partir de J+1 et seront ainsi disponibles pour les comptages RTC et IP.

Par ailleurs, les services Dat@RTE actuels seront progressivement remplacés à partir du dernier trimestre 2016. Une concertation sur ces nouveaux services se tiendra d'ici à l'été 2016, dans le cadre du GT Données et comptage.

Les données seront mises à disposition des clients par l'intermédiaire d'API, tout comme les données SPEED ; elles seront également disponibles sur le nouveau portail clients. Sont concernées :

- les données de comptages validées à partir de J+1 ;
- les données physiques validées à partir de J+1 ;
- les données d'accès au réseau brutes SPEED ;
- les données fournisseurs à partir de J+1.

V. Point d'avancement sur les Groupes de Travail de la CAR

1. GT des consommateurs

a. Nouvelle convention d'exploitation

RTE

Depuis fin 2015, le GT a essentiellement travaillé sur l'évolution de la convention d'exploitation. Nous souhaitons créer une nouvelle structure et introduire notamment les éléments suivants :

- la notion de site prioritaire ;
- de nouvelles clauses qui engagent RTE à informer le client, 10 jours à l'avance, d'une fragilisation du réseau en raison de travaux programmés et à communiquer en temps réel en cas d'une fragilisation non programmée supérieure à 24 heures et liée à un aléa sur le réseau.

La phase de concertation touche à son terme et une consultation sera organisée sur ses résultats en avril ou mai 2016.

b. Nouveau CART

Le nouveau CART consommateur, en cours de déploiement depuis début 2016, présente des améliorations notables sur les engagements concernant la fréquence de coupure.

Depuis 2001, une augmentation progressive du nombre de seuils bas, qui avaient majoritairement atteint 0,66 en 2015, était constatée. Ainsi, le seuil annuel moyen global (pour les coupures longues et brèves) est passé de 2,2 en 2002 à 1,5 en 2015.

En 2016, une nouvelle amélioration significative apparaît avec l'apparition d'un seuil encore plus bas à 0,33. En 2016, il passe à 0,9 et 70 % des sites consommateurs bénéficient de l'un des meilleurs engagements (1 ou 2 CBL sur 3 ans).

c. Expérimentation sur la participation des clients industriels au réglage de la tension

RTE

Nous avons mené au cours des derniers mois un travail d'identification des sites pouvant participer au réglage de la tension, à partir de trois caractéristiques :

- clients présentant des factures de dépassement en réactif ;
- zones avec contraintes, en tension haute ou basse ;
- clients disposant de puissances suffisantes pour produire un effet sur le réseau.

Cette phase d'identification vient de s'achever et la phase d'expérimentation est sur le point de démarrer. Elle portera essentiellement sur la gestion optimisée des bancs de condensateurs localisés sur les sites. Ses objectifs consistent à :

- évaluer la faisabilité technique du déclenchement des condensateurs ;
- mesurer l'impact de leur déclenchement sur la diminution des pertes pour les clients, ainsi que sur la tension du réseau.

Nous réaliserons à la fin de l'année 2016 un bilan de cette expérimentation.

2. GT des distributeurs

RTE

Les travaux en cours portent sur la procédure et sur la convention de raccordement. Des questions se posent notamment sur la puissance de raccordement au soutirage et à l'injection. Nous avons le sentiment de parvenir sur ces points à un consensus avec les GRD participant aux travaux. La consultation pourra donc probablement être lancée à l'été 2016 et se poursuivre jusqu'en septembre.

Par ailleurs, le GT a travaillé sur un nouveau gabarit de tarification du réactif à l'interface RPT/RPD. Nous aons proposé un gabarit plus pertinent sur les tensions basses et introduit une incitation sur les tensions hautes. La note d'opportunité que nous avons adressée à la CRE le 5 février 2016 se trouve sur le site ConceRTE ; vous pourrez par ailleurs vous exprimer sur le sujet dans le cadre de la consultation publique qui sera organisée en avril par la CRE sur le TURPE 5.

CNR

Envisagez-vous de modifier les contrats des producteurs HTA à partir de ce gabarit ?

ERDF

La question est à l'étude. Si une évolution devait intervenir pour ces producteurs, une concertation sera organisée avec eux en CURDE.

3. GT des producteurs

RTE

Concernant ce GT, il est à noter qu'une réflexion sur les règles de sécurité du SI a été entamée; le travail sera ensuite poursuivi sur les spécifications techniques liées au raccordement des centres de conduite.

Par ailleurs le contrôle périodique, initié en 2016, a pour objectif de vérifier le maintien des performances initiales des installations de production, selon une périodicité de dix ans. Ces performances n'ont pas toujours été consignées dans les conventions de raccordement. Le premier contrôle périodique permettra donc d'établir une convention comprenant ces informations.

Afin de maintenir les performances dans la durée, sans figer les données constructives des installations, RTE propose de consigner ces éléments dans des fiches Performance. Une consultation sera engagée dans le courant de l'année sur leur contenu.

La prochaine CAR est prévue le jeudi 23 juin 2016, à partir de 9h00 à Cœur Défense.