Commission Accès au Réseau

24 NOVEMBRE 2016

Projet de procès-verbal

Etaient présents :

Pour les acteurs industriels

Alain MARTY (ENEDIS)
Thierry LEMOYNE (ARKEMA)
Stéphane ANDRIEU (ANROC)
Sylvie MAGOIS (EDF)
Pierre CASTAGNE (EDF)
Adrian MEIER (DIRECT ENERGIE)
Daniel LOISEL (ELE/SRD ENERGIES)
Anaïs BLANC (UNIPER France)
Philippe COURTES (COFELY)
Christophe CHAZARA (COFELY)
Claire BERTRAND (SOLVAY et UNIDEN)
Christophe NANCEL (SHEM)
Bertran LOOCK (SHEM)
Mathieu GONDOLO (SER)
Stéphane MANSON (NOVAWATT)
Régis BLANC (SER/MAIAEOLIS)
Sébastien GIMENEZ (ENGIE)

RTE

Clotilde LEVILLAIN, Présidente de la commission
Olivier HERZ
Delphine PORFIRIO
Stéphane CHATELLIER
Bruno NEUPONT
Christelle COPPENS-CHALOUB
Nicole L'HOSTIS
Jean-Baptiste BLANC
Benoit JEANSON
Benoît DOLBEAU

ORDRE DU JOUR

I. Actualités 3
II. Information sur l'équilibre offre-demande hiver 2016-17 8
III. Actualités Codes ENTSO-E 9
IV. Bilan et perspectives des actions menées par RTE 10
V. Comptage au fil de l'eau et nouveaux services 12
VI. Point d'avancement des groupes de travail de la CAR et feuille de route 2017 14

I. Actualités

1. S3REnR

Ce point est consacré aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR). Au total, 21 S3REnR, actuellement associés aux anciennes mailles régionales, sont en vigueur en France. Le premier schéma ayant été révisé, à la fin de l'année 2015, concerne le schéma de la région anciennement Champagne-Ardenne. La révision des schémas Picardie, qui est saturé, et Nord-Pas-de-Calais a été lancée cet été. Cette révision est réalisée à la maille régionale des Hauts-de-France.

Le taux d'avancement des schémas augmente. Actuellement, les capacités d'accueil des énergies renouvelables (ENR) sur le réseau s'élèvent à 27,4 GW, avec un taux d'affectation variable selon les régions et valant de 20 à 30 % en moyenne sur toute la France. Pour information, le panorama de l'électricité renouvelable de juin 2016 publié sur le site Internet de RTE fournit des informations détaillées par schéma.

Des bilans techniques sont publiés chaque année pour tout schéma de plus d'un an. Le dernier bilan publié en 2016 est celui du schéma Auvergne. Les évolutions réglementaires relatives aux S3EnR prévoient le remplacement de ces bilans par des états techniques et financiers, qui seront publiés chaque année au cours du premier trimestre. RTE et les gestionnaires de réseau de distribution se mobiliseront pour respecter cette échéance, ce qui constitue un challenge suite au retour d'expérience des précédents bilans techniques.

En ce qui concerne la révision des schémas de Picardie et du Nord-Pas-de-Calais, dans la nouvelle région Hauts-de-France, des réunions ont été organisées en septembre et en octobre avec notamment les fédérations de producteurs et les gestionnaires de réseau de distribution. Des scénarios de 3 GW et 4 GW de gisement ENR sont à l'étude avec la préfecture. Le planning prévisionnel actuel de la révision Hauts-de-France est optimiste. Les risques d'allongement du planning sont élevés du fait du contexte politique de l'année 2017 et d'une nouvelle ordonnance de cet été, qui prévoit un processus de concertation préalable auprès du public dont la durée pourrait varier de quinze jours à trois mois. RTE travaille à réduire au mieux l'impact sur l'allongement du planning.

2. Suite de la loi de transition énergétique concernant l'accès au réseau : décret du 5 octobre 2016

La loi relative à la transition énergétique a fixé à dix-huit mois le délai maximal de raccordement pour les énergies renouvelables. Ces dispositions concernent les installations de production d'une puissance supérieure à 3 kVA, notamment les installations qui seront raccordées aux réseaux de transport. Un premier décret, paru en avril 2016, a permis de préciser les modalités de mise en œuvre de ce délai. Un second décret, publié en date du 5 octobre, a défini le barème des niveaux d'indemnités dont les producteurs d'énergies renouvelables peuvent bénéficier. Celui-ci tient compte des niveaux de tension de raccordement.

Pour les raccordements sur le réseau de transport à 225 et 400 kV, le barème d'indemnités s'établit à 0,25 % du coût de raccordement par semaine. Pour les raccordements sur le réseau de transport à 63 et 90 kV, le barème d'indemnités s'établit à 0,35% du coût de raccordement par semaine. On notera que ces indemnités ne sont pas plafonnées. A titre de comparaison, le barème d'indemnités existant prévoit quel que soit le niveau de tension de raccordement sur le réseau de transport un niveau d'indemnités moindre de 0,2 % par semaine plafonné à 10 % du coût de raccordement.

Ces indemnités excluent le versement de toute autre indemnité. Les bénéficiaires sont les parcs de production d'énergies renouvelables, à condition que les installations de production soient achevées lors de la mise à disposition des ouvrages de raccordement. Enfin, ces indemnités sont octroyées dès lors que la cause du retard est exclusivement imputable au gestionnaire de réseau.

Le Conseil Supérieur de l'Energie, dont la prochaine réunion est prévue à la fin du mois, examinera un décret spécifique aux énergies marines.

La documentation technique de référence sera mise à jour pour intégrer ces nouvelles dispositions sur les indemnités de retard.

3. Eolien flottant : résultats des appels à projets de fermes pilotes

La Ministre de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer a annoncé en juillet le nom des deux premiers lauréats affectés aux raccordements d'éolien flottant à des sites pilotes :

- la zone de Groix, en Bretagne, allouée au consortium piloté par Eolfi/CGN/DCNS ;
- la zone de Gruissan, en Méditerranée, allouée au consortium Quadran.

Les deux autres lauréats ont été désignés au début du mois de novembre sur les sites méditerranéens suivants :

- la zone de Leucate, pour le projet Eoliennes Flottantes du Golfe du Lion (EFGL), porté par Engie/EDPR/CDC ;
- la zone de Faraman, pour le projet Provence Grand Large (PGL), porté par EDF EN.

La mise en service de ces installations est prévue en 2020-2021. Des appels d'offres s'ensuivront, notamment des appels d'offres commerciaux éoliens flottants et hydroliens. Un mandat a été donné au préfet coordinateur sur les façades maritimes concernées, en Bretagne et en Méditerranée, afin d'identifier les futures zones des appels d'offres, en concertation avec les partenaires locaux.

4. Délibération de la CRE sur les Services Système Tension

Le travail collectif mené depuis deux ans par RTE, les producteurs et les constructeurs au sujet des Services Système Tension est en cours de finalisation. La première phase de consultation a essentiellement porté sur l'enveloppe annuelle de rémunération de ce service, fixée par la CRE à 103 millions d'euros, contre 110 millions d'euros actuellement. Cette légère baisse est répercutée sur le TURPE. Par ailleurs, la CRE a donné des orientations pour l'instauration d'un système d'abattements et de pénalités plus transparent et plus équitable que le système existant.

Les nouvelles règles seront soumises à la CRE en fin d'année et appliquées au 1er avril 2017. La CRE a demandé à RTE d'approfondir ses travaux sur ses besoins et d'effectuer une analyse plus détaillée des capacités offertes par d'autres moyens que les moyens de production raccordés au RPT, ce qui concerne les moyens utilisés par les consommateurs, les moyens de production raccordés au RPD ainsi que les moyens mis en place par RTE. L'objectif de ce rapport, dont la remise est demandée au 1er juillet 2018, consiste à opérer une comparaison entre ces divers moyens et, le cas échéant, à abaisser les coûts supportés par la collectivité.

5. Délibération de la CRE sur TURPE 5, portant projet de décision

Après avoir été soumis au Conseil Supérieur de l'Energie le 10 novembre, le TURPE 5 a fait l'objet d'une délibération de la CRE le 17 novembre. Il sera ensuite transmis à la Ministre de l'Energie et de l'Environnement, qui devra donner un avis dans un délai de deux mois. La publication de la délibération au *Journal Officiel* devrait ainsi intervenir à la mi-janvier 2017. Elle sera suivie d'une

phase de consultation au sein des groupes de travail des consommateurs, des producteurs et des distributeurs, qui débutera au 1er trimestre 2017. L'entrée en vigueur du TURPE est prévue au 1er août 2017 pour une durée de quatre ans.

6. Point d'information sur les mécanismes de capacité

Le mécanisme de capacité est un mécanisme de marché, qui ne fait pas partie du champ de la Commission Accès au Réseau. Cependant, les exploitants de capacité jouent un rôle fondamental en la matière.

La commission européenne a rendu publique sa décision d'approbation des mécanismes de capacité le 8 novembre, clôturant l'enquête ouverte le 13 novembre 2015 à ce sujet. Toutefois, cette approbation est conditionnée à la mise en œuvre d'évolutions négociées avec l'Etat.

Cette décision met fin aux incertitudes sur les modalités du démarrage du mécanisme, qui bénéficie désormais d'une sécurité juridique maximale. Les évolutions du mécanisme qui conditionnent l'approbation de la Commission sont réparties en trois axes, qui feront progressivement l'objet d'une déclinaison en fonction des contraintes réglementaires et opérationnelles :

- le renforcement de la concurrence au sein du mécanisme;
- la participation des capacités transfrontalières au mécanisme ;
- la mise en œuvre d'un cadre favorable aux investissements dans les nouvelles capacités.

Le 13 novembre, RTE a saisi la Ministre de l'Energie et de l'Environnement et la CRE au sujet d'un projet de règles rectificatives afin d'assurer la déclinaison du premier axe dans la réglementation française. Les mesures résultent d'une concertation menée de juillet à octobre avec les membres du CURTE et d'une consultation réalisée du 7 au 25 octobre. Elles sont pleinement effectives au lendemain de la publication et s'appliqueront à l'ensemble des situations relevant du mécanisme.

Les grandes lignes de l'architecture initiale du mécanisme y sont préservées. La Commission a d'ailleurs souligné les points forts du mécanisme initialement proposé, notamment le fait qu'il s'agit d'un mécanisme de marché portant sur l'ensemble des capacités. Toutefois, des amendements y ont été apportés afin de garantir une concurrence libre et non faussée et d'accroître les garanties offertes par le mécanisme en matière de sécurité d'approvisionnement.

Ces évolutions marquent la volonté de renforcer l'encadrement du fonctionnement du dispositif. A titre d'exemple, certaines mesures ont trait au contrôle de la certification, au suivi de l'obligation des acteurs et au doublement du coefficient incitatif K. Par ailleurs, des mesures asymétriques sont destinées à encadrer plus étroitement le comportement des principaux acteurs. Le marché organisé se voit confier un rôle accru, destiné à assurer un haut niveau de transparence et à affermir les signaux de prix envoyés par le mécanisme.

Par ailleurs, ces nouvelles règles marquent la forte volonté d'accompagner les acteurs dans un contexte de mise en œuvre du mécanisme singulier, lié notamment l'enquête, qui a conduit un certain nombre d'acteurs à geler leurs actions sur le mécanisme. C'est pour faciliter la réappropriation du dispositif par l'ensemble des acteurs que RTE a développé une calculatrice d'obligation, qui leur permet de demander à RTE une estimation de leur obligation. Par ailleurs, l'abaissement du prix plafond de la capacité durant les trois premières années de livraison, et plus particulièrement pendant la première année de livraison, vise à protéger les consommateurs, dans la mesure où ceux-ci n'ont pas pu préparer le démarrage du mécanisme dans les meilleures conditions.

Enfin, cette révision des règles a également été l'occasion d'introduire des simplifications de certains volets du mécanisme. Ces simplifications concernent, en particulier, le calcul de l'obligation et la

certification des capacités intermittentes et sous obligation d'achat. Une note interprétative, publiée en septembre dernier, visait déjà à proposer une simplification du système. Désormais, le régime dédié de certification pour les capacités sous obligation d'achat permettra de diviser par deux les gestes réalisés par les exploitants de capacité.

Certaines dispositions prévues dans le nouveau jeu de règles seront appliquées de manière anticipée. Des fiches destinées aux acteurs ont donc été publiées à l'occasion de la saisine.

Enfin, l'examen du texte par le Conseil Supérieur de l'Energie est en cours. La première réunion de présentation a eu lieu le 14 novembre. Les éventuels amendements feront l'objet de discussions le 28 novembre. La publication de l'arrêté par le ministère sera suivie par la publication par la CRE des dispositions complémentaires à la fin du mois de novembre ou au début du mois de décembre. La première enchère au titre l'année de livraison 2017 aura lieu le 15 décembre.

Les producteurs devront procéder à la certification des dernières capacités qui ne seraient pas encore certifiées pour 2017. En ce qui concerne les capacités certifiées hors du nouveau « tunnel » de certification, un rééquilibrage sera nécessaire. Un mail d'information a été adressé aux exploitants concernés. Enfin, les producteurs souhaitant participer à l'enchère devront respecter les formalités prévues dans le processus, notamment le dépôt des garanties de capacité sur le compte de la chambre de compensation ECC, dans le registre des garanties de capacité.

Les consommateurs, pour leur part, auront la possibilité de demander à RTE une estimation de l'obligation pour 2017. Ils pourront également demander, sous réserve d'obtenir l'accord de leurs fournisseurs, de porter eux-mêmes leur obligation, conformément à l'article L 335-1 du Code de l'Energie. Enfin, ils pourront examiner, en en lien avec leurs fournisseurs, les modalités de livraison des certificats nécessaires à la couverture de l'obligation induite par leur consommation. .

ARKEMA

Mon fournisseur m'a indiqué que la constitution du prix de transaction pose problème pour l'année 2018. Je souhaite donc savoir si la possibilité de livraison concerne une transaction ou un transfert. S'il s'agit d'une transaction, cela soulève la question du prix de transfert. Cette problématique sera particulièrement complexe au-delà de l'année 2017.

RTE

Il s'agit d'une transaction. Il est possible de déclarer, comme prix associés aux transactions, des indices de prix, et en particulier des prix indexés sur le prix de référence marché (PRM). Cette disposition permet de lever des incertitudes sur le prix de transaction déclaré.

SOLVAY

Le site Internet de RTE fait état d'une prévision sur la capacité globale France, fondée sur le bilan prévisionnel de l'offre et la demande. Je souhaite donc savoir si RTE prévoit la mise à jour de cette prévision avant les enchères, car il est très utile de connaître l'enveloppe globale.

RTE

Cette mise à jour n'est pas programmée. Un nouveau bilan prévisionnel sera établi durant l'été 2017. La partie transfrontalière n'évoluera pas l'année prochaine.

SOLVAY

Les grands acteurs de plus de 3 GW sont tenus de mettre aux enchères un certain volume de certificats. Comment cette disposition est-elle appliquée durant la première année ?

RTE

La contrainte de mise sur le marché s'imposant aux principaux acteurs est calculée en fonction du montant de capacités certifiées qu'ils exploitent et du montant de certificats invendus qu'ils détiennent. Concrètement, lors de l'enchère organisée du 15 décembre, les acteurs concernés devront proposer à la vente le maximum entre 25 % de leurs capacités certifiées et le montant de certificats invendus qu'ils détiennent

Les acteurs obligés sont tenus de signer un contrat avec RTE avant le 31 décembre et de faire part d'une estimation de leur obligation prévisionnelle d'ici le 1er décembre. Si vous êtes concernés par cette mesure, vous pouvez demander de calculer cette estimation grâce à la calculatrice proposée par RTE. Enfin, il est essentiel que les acteurs obligés renseignent, avant le15 décembre, le registre des mesures de maîtrise de la consommation lors des périodes de pointe.

Trois registres sont prévus dans le cadre du mécanisme de capacité :

- le registre de capacité certifiée, qui accroît la transparence de l'offre de capacité ;
- le registre de garantie de capacité, qui permet les transactions ;
- le registre des mesures de maîtrise de la consommation lors des périodes de pointe, destiné à fournir des informations sur les leviers d'effacement qui ne sont pas explicitement valorisés sur les marchés.

Enfin, les opérateurs d'effacement peuvent faire certifier leurs capacités d'effacement. Des procédures simplifiées ont été mises en œuvre afin qu'ils puissent effectuer cette démarche dans les meilleurs délais et ainsi participer à l'enchère. Il est indispensable d'entreprendre ce processus avant le 30 novembre. Dès que les résultats de l'appel d'offres seront connus, il sera procédé à une première régularisation de la certification pour les opérateurs ayant choisi la procédure simplifiée dite AOE Friendly.

Ces informations ainsi que le calendrier afférent sont mentionnés dans les fiches acteurs. Nous vous rappelons également que le projet de règles et le rapport d'accompagnement sont disponibles sur le site Concerte. Enfin, le site Clients comporte une note décrivant la procédure à suivre pour que RTE puisse procéder à une estimation de votre obligation, ainsi que le fichier permettant l'échange des données.

Nous avons bien conscience que les délais sont tendus. C'est la raison pour laquelle nous avons élaboré des fiches acteurs. La certification des effacements constitue un enjeu majeur. Par ailleurs, l'effacement implicite nous permet d'obtenir une visibilité sur les volumes d'effacements et sur la manière dont ils peuvent participer au mécanisme.

7. Point sur l'enquête sur la satisfaction des clients

L'enquête sur la satisfaction des clients a eu lieu de septembre à début novembre. Elle sera désormais organisée tous les ans de façon à recueillir plus fréquemment les attentes et besoins clients et à améliorer les services de RTE. Nous vous remercions d'avoir participé à cette enquête, qui a permis de récolter 903 réponses. Le taux de participation reste relativement stable. Nous ne disposons pas encore des résultats, qui nous seront transmis à mi-décembre. Nous procèderons alors à une communication sur l'espace clients.

8. Programmation pluriannuelle de l'énergie

Le ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer a publié fin octobre la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE), qui a donné lieu à l'édition d'un décret en date du 27 octobre. Ce décret et l'ensemble des documents associés sont disponibles sur le site Internet du ministère.

La PPE fixe les orientations et les actions visant à atteindre les objectifs et les engagements de la loi de transition énergétique pour la croissance verte, édictée en août 2015. La PPE s'inscrit pleinement dans le droit fil de la stratégie nationale bas-carbone, à savoir l'objectif de la loi de transition énergétique de réduction de - 40 % des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon de 2030 par rapport à 1990. Les deux autres objectifs portent sur l'augmentation de l'efficacité énergétique à hauteur de + 27 % d'ici 2030 et l'augmentation de + 27 % la part des énergies renouvelables (EnR) dans la consommation finale d'électricité.

Cette PPE fixe des objectifs quantitatifs à l'horizon 2018 et 2023. Le développement des EnR doit permettre de garantir les engagements de la loi de transition énergétique. L'objectif global est une augmentation de plus de 50 % de la capacité installée d'EnR à l'horizon de 2030. Deux scénarios sont envisagés par les pouvoirs publics. Le scénario « haut » repose sur l'hypothèse d'un développement important des énergies renouvelables. Quant au scénario « bas », il intègre la possibilité d'une évolution moins forte des besoins énergétiques. Cette vision nationale s'inscrit en cohérence avec le paquet « énergie climat » défini en 2014 par l'Union européenne. En outre, elle s'articule avec les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) et les futurs schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET). Ceux-ci remplaceront les SRCAE dans les nouvelles régions à partir de 2019, à l'exception de l'Ile-de-France où le SRCAE sera conservé.

La fixation d'objectifs au niveau territorial permettra de prendre en compte les gisements et les enjeux environnementaux, paysagers et patrimoniaux locaux. Il est donc prévu de procéder à une nouvelle estimation des gisements et à une révision des schémas à l'échelle des régions. Les SRADDET seront corrélés à la perspective de croissance du recours aux EnR. Enfin, les pouvoirs publics ont tenu à réaffirmer le rôle du dispositif S3REnR, qui permettra d'optimiser le développement des réseaux pour accueillir ces gisements.

La validation d'un SRADDET ne rend pas automatique le processus de révision des S3REnR. A terme, nous serons néanmoins conduits à une révision au niveau des régions.

L'Etat a fixé des objectifs ambitieux pour le développement des énergies renouvelables, puisque la capacité installée doit évoluer de 41 GW en 2014 à 71 - 78 GW à l'horizon de 2023. Ces ambitions incitent les producteurs et les gestionnaires de réseau à se mettre collectivement en marche pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables. Par ailleurs, les pouvoirs publics ont défini le calendrier prévisionnel appliqué aux différentes filières. En ce qui concerne l'éolien flottant, il est prévu de lancer un appel d'offres commercial d'ici la fin de l'année. S'y ajoute l'appel d'offres AO3 relatif à l'éolien posé. Enfin, les appels d'offres dans les filières solaires seront lancés par tranches de 500 MW, à raison de deux appels d'offres par an. Les pouvoirs publics pourront ainsi profiter du retour d'expérience du développement des énergies renouvelables dans les différents appels d'offres. Enfin, l'Etat a annoncé le lancement d'appels d'offres expérimentaux pour le soutien à l'autoconsommation et l'autoproduction d'ici fin 2016.

II. Information sur l'équilibre offre-demande hiver 2016-17

RTE présente un point sur l'équilibre offre-demande de l'hiver 2016-17, disponible à l'adresse suivante :

http://www.rte-france.com/fr/actualite/analyse-equilibre-offredemande-d-electricite-un-hiver-2016-2017-sous-forte-vigilance.

III. Actualités Codes ENTSO-E

1. Avancement des Codes Raccordement

RTE

En ce qui concerne les exigences liées au raccordement des installations de production, le Code RfG est entré en vigueur le 17 mai 2016. Son application est prévue au 27 avril 2019. Les échanges sur le calage des seuils A, B, C, D ont donné lieu à la réalisation d'un bilan de concertation. Les orientations retenues par la DGEC correspondent à :

- 1 MW pour le seuil A-B ;
- 18 MW pour le seuil B-C ;
- 75 MW ou un raccordement à un niveau de tension supérieur à 110 kV pour le seuil C-D.

Des groupes de travail spécifiques ont été mis en place pour travailler sur les thématiques suivantes :

- le réglage de fréquence, afin de transmettre une position française commune au niveau de l'Union Européenne ;
- l'application aux sites existants, suite à des modifications substantielles ;
- les exigences de tension.

Par ailleurs, le Code Raccordement DDC pour les installations de consommation et les réseaux de distribution est entré en vigueur le 7 septembre 2016.

Six réunions de l'instance de concertation commune aux deux Codes ont été organisées depuis décembre 2015.

La prochaine concertation portera sur le Code HVDC, publié au *Journal Officiel* de l'Union européenne le 26 août 2016 est entré en vigueur le 28 septembre.

2. Codes Exploitation

RTE

Ce Code a fait l'objet d'un vote au Cross Border Committee le 4 mai 2016. Son entrée en vigueur est finalement prévue mi-2017. Les champs du travail sont identifiés, mais la nature et la profondeur exactes des évolutions restent conditionnées par l'établissement de méthodologies, qui feront l'objet d'études complémentaires. Pour les échanges de données, la méthodologie de l'analyse de sécurité permettra de déterminer la profondeur des zones d'observabilité. Trois champs seront explorés :

- la fourniture de données sur la production et la consommation pour GL CACM et GL FCA ,
- la planification, c'est-à-dire l'alignement des échéances et la formalisation de la procédure de gestion ;
- LFC-R, la DTR et en particulier les SSY pour les accords opérationnels ainsi que la fourniture de FCR.

Le travail de clarification de ces éléments sera mené au cours du premier semestre 2017.

ARKEMA

Nous souhaitons dès que possible des échanges entre les acteurs français et RTE.

RTE

L'organisation de réunions thématiques dans les semaines à venir nous semblerait très utile.

EDF

Je tiens à rappeler l'importance de la problématique des plages d'exploitation.

RTE

RTE est conscient de l'importance de la problématique des plages d'exploitation.

Remarques complémentaires : Les méthodologies relatives aux échanges de données sont en cours d'approbation pour le Code CACM et en cours de rédaction pour le Code FCA. L'objectif consiste à établir un modèle de réseau commun pour la réalisation des études prévisionnelles. La méthodologie de collecte des données de production et de consommation a pour but de rassembler les données à l'usage exclusif du processus de réseau commun. L'approbation du nouveau texte réglementaire par les régulateurs devrait intervenir le 11 janvier. Nous sommes tenus de publier dans un délai de deux mois, sur notre site Internet et celui de l'ENTSO-E, la première liste des entités auxquelles des données seront réclamées sur la base de cette méthodologie. La mise en œuvre du processus pour CACM aura lieu en janvier 2018.

IV. Bilan et perspectives des actions menées par RTE

RTE

L'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique et le marché est une volonté politique forte, qui mobilise l'ensemble des gestionnaires de réseaux. La PPE augmente sensiblement les volumes à insérer.

RTE a la responsabilité de l'établissement des S3REnR, qui ont permis de mutualiser et de minimiser les coûts de l'intégration des énergies renouvelables au réseau, ce qui bénéficie à l'ensemble de la collectivité. RTE mène cette démarche en lien avec les gestionnaires de réseau, les producteurs et les acteurs publics. Nous disposons désormais de schémas pour l'ensemble des régions. Entre 2013 et 2022, RTE aura procédé à des investissements de 450 millions d'euros au titre des S3REnR. Par ailleurs, des investissements à hauteur de 1,7 milliards d'euros sont effectués pour le développement des réseaux, ce qui contribue également à l'accueil des énergies renouvelables.

RTE a d'ailleurs adapté sa doctrine de développement du réseau. Les investissements en infrastructures de réseau sont dimensionnés à hauteur de 90% de la somme des puissances des installations de production éolienne à raccorder (95% pour le solaire), l'objectif étant de procéder à un développement raisonné des ouvrages tout en accueillant davantage d'EnR à réseau constant.

Par ailleurs, RTE procède au déploiement d'un dispositif d'automates et au suivi plus fin de la capacité des ouvrages, en fonction des conditions externes, afin d'optimiser l'exploitation du réseau au plus près de ses marges en temps réel.

En outre, la multiplicité des productions raccordées sur le réseau électrique implique le recours à des outils de prévisibilité. Ceux-ci permettent des estimations sur la production d'énergies renouvelables sur le réseau. Enfin, RTE mène des expérimentations sur la commandabilité, en lien avec les producteurs et les GRD. Une étude a été menée cet été dans le Nord de la France afin d'optimiser la gestion des phénomènes de tension haute.

Un rapport a été publié en juillet 2015 sur les réseaux électriques intelligents, qui permettent de déterminer des méthodologies de valorisation des flexibilités sur le réseau.

Au niveau européen, les gestionnaires de réseau se coordonnent : la réussite de la transition énergétique ne peut se faire seul dans son pays. Des structures inter-GRT telles que Coreso interviennent sur l'exploitation des réseaux. Les codes européens sont en cours de déclinaison en France. L'Union européenne a lancé un certain nombre de projets, tels que l'étude E-Highway 2050 (imaginer le réseau de transport de demain en Europe) et l'analyse Migrate (impact d'une insertion massive d'électronique de puissance sur les réseaux). Enfin, RTE mène une étude sur la stabilité du réseau, fondée sur l'hypothèse d'une décentralisation accrue de la production.

RTE a adopté une posture proactive pour que les producteurs d'EnR raccordés au RPT puissent facilement participer au réglage de la tension. Ces discussions se traduiront dès 2017 par des contractualisations avec ces producteurs, qui pourront ainsi valoriser leurs actifs.

En ce qui concerne l'intégration aux mécanismes de marché, nous avons évolué de l'obligation d'achat au complément de rémunération. En effet, la production d'énergie renouvelable n'est plus marginale dans le paysage électrique français. RTE a largement contribué aux travaux de conception du nouveau cadre, sous l'égide de la DGEC. RTE a également diffusé une *Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français.*

Le dispositif de programmation a été adapté. D'une part, nous devons étendre le dispositif de programmation aux EnR. D'autre part, notre gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande doit tenir compte de la possibilité d'activer les installations de production raccordées au réseau de distribution.

Parmi les sujets émergents, des appels d'offres ont été lancés dans le secteur de l'offshore. Les deux premiers appels d'offres pour l'éolien posé ont été attribués au cours des dernières années. Actuellement, RTE conduit une réflexion avec les lauréats pour faire évoluer le cadre contractuel du raccordement de ces énergies marines. RTE s'investit également dans la préparation du troisième appel d'offres sur l'éolien posé. Outre Dunkerque, celui-ci pourrait concerner la zone d'Oléron. Enfin, nous co-construisons une offre de raccordement adaptée avec les lauréats de l'appel à projets pour des fermes expérimentales éoliennes flottantes à l'horizon de 2020-2021.

En conclusion, nous assistons à une mutation profonde du système électrique français et européen. L'enjeu consiste à développer le plus possible les raccordements, aux meilleurs coûts, tout en maintenant le niveau de sécurité d'alimentation attendu par les consommateurs.

Concernant les actions mises en œuvre pour les clients consommateurs, des dispositifs ont été mis en place pour les industries électro-intensives. La loi sur la transition énergétique vise notamment à maintenir la compétitivité du prix de l'énergie au plan international. Elle prévoit deux dispositifs, décrits dans les articles 156, 157 et 168.

D'une part, les appels d'offres prévoient que des sites industriels peuvent s'engager lors du passage de l'hiver à interrompre leur consommation durant un temps donné, en contrepartie d'une rémunération. L'activation du processus est plus ou moins courte en fonction du lot ou de la catégorie considérée. La première catégorie, correspondant à un volume total de 1200 MW, implique une disponibilité de 7 500 h/an. L'activation doit intervenir en cinq secondes. Le prix plafond s'établit alors à 70 k€/MW et par an. La seconde catégorie correspond à une disponibilité de 4 500 h/an et à une réactivité de 30 secondes. Le prix plafond s'établit alors à 30 k€/MW et par an. L'appel d'offres au titre de l'année 2017 a déjà eu lieu, pour une contractualisation à hauteur de 1 500 MW.

D'autre part, le système d'abattement tarifaire vise à la fois les acteurs industriels et les moyens de stockage. Les possibilités de baisse de la facture varient en fonction des catégories et des types de

plafonds. Cette baisse débute pour les sites éligibles à - 5 % pour la catégorie « autres » et peut aller jusqu'à - 90 % pour la catégorie des « sites hyper-électro-intensifs ». Les demandes au titre de l'année 2017 doivent être transmises avant la fin du mois de novembre 2016.

En ce qui concerne la QDE, le dernier CART Consommateurs ayant fait l'objet d'une concertation et d'une approbation en 2015 a permis la mise en œuvre de plusieurs améliorations pour nos clients. Celles-ci concernent :

- les seuils d'engagement de coupure ;
- l'élaboration d'une liste des contrôles à effectuer auprès de chaque client tous les six ans pour détecter d'éventuels points faibles ;
- l'amélioration des engagements sur les interruptions programmées ;
- l'amélioration des engagements sur les creux de tension ;
- l'indemnisation de sites de consommation indirectement raccordés.

Par ailleurs, un nouveau service sera testé à la fin de l'année avant son extension en 2017. Chaque perturbation, qu'il s'agisse d'une coupure ou d'un creux de tension, donnera lieu à une notification au client concerné qui obtiendra ainsi des informations sur l'origine de la perturbation. Un service d'alerte sera également mis en place en cas d'augmentation du risque sur la QDE. Il portera dans un premier temps sur les alertes liées aux conditions météorologiques.

Enfin, des expérimentations sur la tension sont en cours, en lien avec des clients consommateurs et des producteurs ENR raccordés sur le RPD.

Dans le cadre des évolutions réglementaires, le mécanisme NEBEF consiste à notifier des échanges de blocs d'effacement entre un consommateur ou un opérateur d'effacement et un opérateur du marché. Ce dispositif, institué depuis deux ans, est particulièrement intéressant lorsque les prix du marché sont relativement élevés.

ARKEMA

Le prix est-il connu lors du dépôt d'une NEBEF ?

RTE

La NEBEF peut être déposée avant la fixation du marché journalier à 12 heures. En outre, vous pouvez mener une transaction de gré à gré avec votre fournisseur.

V. Comptage au fil de l'eau et nouveaux services

RTE

Nous vous proposons un bilan de la réflexion du groupe de travail sur les données et le comptage. Créé en 2014, il a eu pour but au départ de mesurer les impacts de l'évolution du système de télécommunications sur les points de comptage. Ce groupe de travail s'intéresse plus généralement à l'accès aux données privées pour les clients du réseau et les acteurs du marché.

Une expérimentation a été menée sur le déploiement du comptage IP, qui permet l'accès à des données en quasi temps réel. Initié au dernier trimestre 2015, ce processus s'étend actuellement à 11 % du parc et devrait atteindre 14 % d'ici la fin de l'année. Il sera totalement déployé en 2021. Pour l'instant, il utilise essentiellement la solution 3G, pour la grande majorité des sites. En outre, des tests ont été effectués sur des sites disposant d'un accès IP interne à RTE grâce à un raccordement filaire.

Enfin, une solution technologie recourant à ADSL sera testée en 2017.

COFELY

Qu'en est-il de la fibre optique ?

RTE

La fibre optique est utilisée sur un site qui en a été équipé par RTE à d'autres fins que le comptage. Par ailleurs, le recours à cette technologie pourra être envisagé s'il n'existe aucun système de télécommunications publiques permettant de réaliser ces comptages.

En ce qui concerne les bénéfices de ce système, nous avons travaillé avec dix partenaires du réseau et des marchés sur l'accès à ces données au fil de l'eau. Le recours à une plateforme API permet dans 90 % des cas d'obtenir ces informations dans un délai de dix minutes. Les trois API mises en service donnent respectivement accès :

- aux données de comptage élémentaires, à la maille du compteur ;
- aux données physiques, c'est-à-dire à la somme des compteurs permettant aux acteurs du marché d'obtenir la courbe de charge de consommation ou de production d'un site.

Enfin, RTE a lancé une API destinée à récupérer à date le périmètre des identifiants de points de service grâce à un code « EIC ». Ces nouveaux identifiants seront progressivement inscrits dans les contrats.

Par ailleurs, le groupe de travail a élaboré une nouvelle version du chapitre de la documentation technique de référence sur le comptage. Ce document tient compte des évolutions réglementaires, notamment l'arrêté métrologique dont l'application est prévue au 1er janvier 2017. Il prend également en considération les évolutions des interfaces de télécommunication. RTE et la CRE ont convenu de conserver la description des paliers RTC et IP dans cette DTR et de fournir une description beaucoup plus détaillée des différentes solutions de raccordement aux télécommunications, y compris l'accès IPP mutualisé et la solution ADSL. Ce document sera publié en janvier.

En 2017, nous avons prévu d'accroître l'offre d'API spécialisées dans l'accès à des données privées. Un objectif consiste à proposer selon une échéance quotidienne par API des données validées par RTE. Ce dispositif a pour but de satisfaire d'autres besoins, tels que les vérifications au niveau du backoffice et la capitalisation des données pour la gestion d'actifs industriels.

Par ailleurs, nous prévoyons la mise en place d'un deuxième portail destiné aux clients qui ne procèdent pas à des développements. Celui-ci remplacera progressivement les anciens portails EPC et Publication. En outre, de nouveaux services transactionnels, tels que la déclaration des puissances souscrites, seront mis en place dans le contexte de TURPE 5.

Trois réunions du groupe de travail sont prévues au cours du premier semestre 2017. La réflexion portera notamment sur l'extension des offres de services à d'autres types de données, notamment la consommation ajustée et les données déclaratives. Il est également prévu de décrire avec précision les processus et les services dans les contrats.

EDF

RTE souhaite que l'accès aux données soit administré par un unique interlocuteur par utilisateur. EDF mène actuellement une réflexion à ce sujet.

RTE

De fait, le droit d'accès aux données dans les API est organisé ponctuellement par l'entreprise. Si vous êtes confrontés en interne à des contraintes liées à l'existence de plusieurs entités, nous

pourrons prévoir des échanges sur l'identification d'un administrateur qui pourra accéder aux données de l'ensemble de l'entreprise.

Le groupe de travail permettra de faire émerger des priorités en matière de services de données. Nous vous invitons donc à faire part des éléments de valeur que vous leur attribuez afin que nous puissions nous adapter à vos différents besoins.

VI. Point d'avancement des groupes de travail de la CAR et feuille de route 2017

1. GT Raccordement et accès au réseau Consommateurs

RTE

En 2017, nous mènerons un travail de concertation sur le CART-consommateurs (ainsi que sur le CART-Producteurs et le CART-Distributeurs) par rapport aux nouveautés introduites dans TURPE 5.

2. GT Raccordement et Accès au réseau distributeurs

RTE

Des travaux sur la convention de raccordement sont en cours. La CRE a approuvé les propositions formulées au sujet du gabarit tarifaire à l'interface RPT/RPD. Celles-ci font partie de TURPE 5. En 2017, nous finaliserons la concertation avec les distributeurs sur ce sujet dans le but de mettre à jour la DTR.

3. GT Raccordement et Accès au réseau producteurs

RTE

Suite à la délibération de la CRE sur la convention de raccordement, celle-ci sera mise en application au 1er janvier 2017. Par ailleurs, il est prévu de publier les articles DTR relatifs aux S3EnR fin novembre.

La première réunion du groupe de travail commun avec ENEDIS sur l'évolution de Caparéseau aura lieu le 25 novembre. Cette application publie les capacités d'accueil du réseau. Les informations seront mises à jour mensuellement en 2017.

Une concertation sur l'évolution du CART Producteur est à prévoir en 2017 suite à la délibération CRE sur le TURPE5.

Enfin, la prochaine réunion du groupe de travail Raccordement et Accès au réseau des Producteurs est prévue le 9 janvier. Ce sera l'occasion de discuter du programme d'activités 2017.

EDF

L'évolution du CART intéresse aussi bien les consommateurs, les distributeurs que les producteurs.

RTE

Nous pourrons donc prévoir des rencontres transverses, le cas échéant.

EDF

Les évolutions du CART concernent-elles d'autres sujets que l'accès aux données ?

RTE

Outre le TURPE5, il est également prévu d'aborder les évolutions sur la description du comptage et de simplifier le CART Producteur, notamment les modalités de fixation des puissances souscrites dans les conditions particulières.

EDF

Qu'en est-il de la problématique du stockage ?

RTE

Les travaux sur cette thématique sont reportés d'une année à l'autre, dans l'attente de dispositions réglementaires sur le stockage. Il pourrait être intéressant de partager un état des lieux sur les différents types de stockage.

Nous devrons notamment nous interroger sur la création éventuelle de la notion d'utilisateur particulier pour le stockage.

Les prochaines réunions auront lieu le 23 mars, le 22 juin et le 23 novembre 2017, à NCI Com'Square.