Commission Accès au Réseau

23 MARS 2017

Projet de procès-verbal

Etaient présents :

Pour les acteurs industriels

Alain MARTY (ENEDIS)
Amiraly VALIBHAY (ENEDIS)
Anaïs BLANC (UNIPER France)
Christophe CHAZARA (COFELY/ENGIE)
Thierry LEMOYNE (ARKEMA)
Danièle LOISEL (ELE)
Sylvie MAGOIS (EDF)
Alvaro ARGUELLO (EDF)
Thierry CHAMBAZAR (SOLVAY ENERGY)
Mathieu GONDOLO (SER)

RTE

Clotilde LEVILLAIN, Présidente de la commission
Delphine PORFIRIO
Stéphane CHATELLIER
Bruno NEUPONT
Christelle COPPENS-CHALOUB
Nicole L'HOSTIS
Gabriel DA SILVA
Benoit DOLBEAU
Philippe MANTION
Olivier HERZ
Yannick JACQUEMART

ORDRE DU JOUR

Ordre du jour 2
I. Actualités 3
II. Enquête de satisfaction client et engagement de services 8
III. Check-list QDE 9
IV. REX passage de l'hiver 2016-17 11
V. Feuille de route R&D 13

I. Actualités

1. Evolutions réglementaires

RTE

La principale évolution intervenue depuis la précédente réunion de la CAR réside dans la publication de la loi n°2017-227 du 24 février 2017 ratifiant les ordonnances n°2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité et n°2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Ces deux ordonnances s'inscrivent dans la continuité de la loi de transition énergétique pour la croissance verte.

La loi du 24 février 2017 comporte notamment deux dispositions complétant le Code de l'énergie. La première porte sur la réfaction. La loi précise ainsi que certains clients peuvent bénéficier d'une prise en charge par le tarif d'une partie des coûts de raccordement. La seconde disposition concerne la couverture par le tarif des indemnités de retard de raccordement pouvant être versées aux producteurs d'installations d'énergie marine renouvelable.

S'agissant du taux de réfaction, la loi précise notamment que les consommateurs raccordés aux réseaux publics de distribution et au réseau public de transport, les gestionnaires de réseau de distribution pour le raccordement de leurs ouvrages au réseau amont et les producteurs d'énergies renouvelables raccordés au réseau public de distribution peuvent bénéficier d'une prise en charge par le tarif d'une partie du coût du raccordement, voire des prestations annexes. Le taux de prise en charge doit être défini par arrêté et pourra être différencié selon le niveau de puissance et la source d'énergie.

La seconde disposition prévoit la prise en charge par le tarif des indemnités de retard de raccordement des installations d'énergie marine lorsque la cause du retard n'est pas imputable au gestionnaire de réseau mais résulte de la réalisation d'un risque que celui-ci assume dans la convention de raccordement. Toutefois, lorsque la cause du retard est imputable au gestionnaire de réseau, une partie des indemnités est également prise en charge par le tarif. Le plafond des indemnités doit être précisé par décret et la part de prise en charge par le tarif en cas de retard imputable à RTE doit l'être par arrêté.

2. Délibération CRE sur les SSY Tension

RTE

La délibération de la CRE en date du 2 mars 2017 portant approbation des Règles Services Système Tension marque la fin de la concertation menée avec les producteurs suite à la délibération de septembre 2016 portant orientation sur le système et l'enveloppe de rémunération et sur le système d'abattement et de défaillance. La CRE a approuvé les règles proposées moyennant la prise en compte de deux compléments mineurs.RTE a transmis une version des règles intégrant ces compléments aux membres du GT. Sauf remarque de leur part sur cette ultime version, les règles entreront en vigueur le 1er avril 2017.

3. Actualité européenne : « Clean Energy for all Europeans »

RTE

Le paquet dit « Clean Energy for all Europeans » regroupe un ensemble de textes législatifs (au nombre de 8) et non législatifs (au nombre de 6). Ces derniers sont des communications ou rapports qui ne feront pas l'objet d'un vote au Parlement.

Le premier des textes législatifs est en fait une révision de la Directive électricité 2009/72 sur les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Celle-ci précise que les prix sont basés sur le marché et rappelle les grands principes de fonctionnement tel que le droit à choisir son fournisseur ainsi que les dispositions sur l'accès aux tiers. Elle renforce les droits des consommateurs afin de les « mettre au cœur des marchés », traite de la gestion et de l'échange des données, qu'il revient aux Etats membres d'organiser, complète les tâches des gestionnaires de réseau de distribution tout en laissant une large marge de manœuvre aux Etats membres, présente les règles applicables aux gestionnaires de réseau de transport et renforce les missions et pouvoirs des autorités de régulation nationales. La directive énonce notamment la nécessité d'harmoniser progressivement les méthodologies tarifaires, point traité plus en détail par le règlement qui suit.

Le règlement 714/2009 sur le fonctionnement du marché de l'électricité dit « règlement électricité » fait également l'objet d'une révision. Il présente de nouvelles définitions, dont celle des mécanismes de capacité, de l'équilibrage et de la priorité d'injection des énergies renouvelables ou des énergies de cogénération à haut rendement, disposant d'une puissance installée unitaire inférieure à 500 KW. Ce seuil sera ramené à 250 KW en 2026. Le règlement complète ensuite les règles régissant le fonctionnement de l'électricité. Son troisième chapitre porte sur l'accès au réseau et présente les principes du calcul des capacités aux interconnexions et les principes de gestion de la congestion. Il est demandé à l'ACER de définir une méthodologie sur l'utilisation de la rente de congestion aux interconnexions. L'ACER devra également produire trois mois après l'entrée en vigueur du règlement un rapport encourageant la convergence progressive des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution.Le chapitre 4 de ce règlement électricité porte sur l'adéquation des ressources et impose le principe d'une étude d'adéquation à la maille européenne dans un premier temps puis déclinée à la maille nationale. Il introduit la possibilité pour les Etats membres d'instaurer des mécanismes de capacité, sous réserve de la consultation des Etats voisins. Enfin, le règlement prévoit un élargissement des missions dévolues à ENTSO-E et définit la mission des centres de coordination régionaux que les GRT devront mettre en place dans un délai de douze mois après l'entrée en vigueur du texte. Il prévoit la création d'une entité européenne fédérant les GRD et énonce les principes relatifs à la coopération entre GRT et GRD. Il renforce par ailleurs les responsabilités de l'ACER sur l'élaboration et la validation des codes de réseau européens.

Le règlement 713/2009 sur l'ACER fait également l'objet d'une révision visant à renforcer les pouvoirs de l'ACER et les missions de coordination des régulateurs. L'ACER se voit attribuer des compétences en matière de suivi de marché de gros et de détail et bénéficie d'une augmentation significative de son budget.

S'agissant de la sécurité d'approvisionnement, le paquet « Energie propre » comporte un règlement sur les plans de prévention des risques visant à garantir que tous les Etats membres mettent en place les moyens et les outils appropriés pour prévenir, préparer et gérer les situations de crise. Ce règlement s'articule en trois chapitres sur les études d'adéquation, sur les scénarios de crise et sur le plan de prévention des risques. La méthodologie des études d'adéquation et des scénarios de crise doit être définie par ENTSO-E et approuvée par l'ACER. Le plan de prévention des risques relèvera d'une entité désignée par l'Etat membre, en concertation avec les parties prenantes.

Le paquet « Energie propre » comporte également un règlement sur la gouvernance de l'Union de l'Energie. Les plans nationaux qui doivent être élaborés pour janvier 2019 reprendront les cinq dimensions de l'Union de l'Energie, dont le souhait de porter à 15 % le niveau d'interconnexion entre pays européens, le principe de décarbonisation (réduction des gaz à effet de serre, l'objectif étant défini dans le futur règlement ad hoc), l'objectif de 27 % d'énergies renouvelables en 2030, l'efficacité énergétique avec un objectif d'économie de 30 % en 2030 par rapport à 1990 et la sécurité énergétique.

Le texte relatif aux énergies renouvelables (Directive 2009/28) est également révisé dans le cadre du paquet « Energie propre ». Il précise que les appels d'offres devront être ouverts, transparents et non-discriminatoires. Les mécanismes de soutien devront être ouverts progressivement mais partiellement à la participation transfrontalière.

Enfin, le paquet « Energie propre » implique la révision de la Directive 2012/27 sur l'efficacité énergétique et de la Directive 2010/31 sur la performance énergétique des bâtiments.

Ces textes seront discutés au sein du Conseil Transport Telecom Energie, qui doit définir les orientations générales fin décembre 2017. Parallèlement, les commissions du Parlement étudieront les rapports parlementaires qui doivent être rédigés sur les projets de textes entre mai et juillet, ainsi que les propositions d'amendement. En l'absence de cohérence entre les travaux du Conseil et ceux du Parlement, des trilogues seront mis en place en 2018 pour assurer la convergence entre les textes.

La Commission souhaite que le Parlement se positionne sur le paquet « Energie propre » fin 2018 sachant que les élections européennes se tiennent en juin 2019.

Le paquet « Energie propre » constitue bien un quatrième paquet puisque sur certaines dispositions, il pose la question de la répartition des responsabilités entre les Etats membres et la Commission Européenne sur certains sujets, dont la sécurité d'approvisionnement. Le calendrier des discussions est extrêmement ambitieux et la position des Etats membres diverge sur certains sujets. Il est donc vraisemblable que les textes évolueront substantiellement. Par ailleurs, certains textes conduisent à imposer des décisions au niveau européen en méconnaissance des centres de coordination existants ou des dispositions mises en œuvre au titre des codes.

Ce projet témoigne de la volonté de la Commission Européenne de construire une Europe de l'énergie. Néanmoins, la vision qu'elle semble vouloir imposer aux Etats membres diverge parfois des modèles en vigueur dans les pays. C'est pourquoi il est important de définir des objectifs sur l'application pratique des textes, en tenant compte de la compétitivité des industriels, des enjeux en termes d'emploi et de la coordination des politiques énergétiques entre états membres. Par exemple, si les recettes d'interconnexion n'étaient plus déduites du tarif d'accès au réseau de transport, ce tarif augmenterait de 10 %.

4. Codes ENTSO-E

RTE

La CRE a mené une consultation publique sur les critères de dérogation aux codes RfG entre décembre 2016 et janvier 2017. Elle en mènera également une vers mi-avril sur les codes DCC et HVDC, en vue d'une délibération à adopter dans les neuf mois suivant l'entrée en vigueur des codes. La délibération doit intervenir avant le 7 juin pour le code DCC et le 28 juin pour le code HVDC. La première réunion de concertation sur le code HVDC s'est tenue le 21 mars. Quatre autres réunions sont planifiées pour 2017. Il a par ailleurs été proposé d'organiser des groupes de travail *ad hoc* sur

le code SOGL, qui porte sur l'exploitation des capacités techniques définies par les codes RfG et DCC.

Le code Emergency and Restoration porte sur les différents dispositifs destinés à prévenir un incident généralisé, à en limiter les conséquences et à rétablir le réseau. Il devrait entrer en vigueur entre la mi-année et le mois de septembre. Son contenu a été présenté au GT RE/MA, à l'instance de concertation RfG et à l'instance de concertation DCC. Il sera présenté aux acteurs de la CAR le 30 mai 2017. Enfin, son entrée en vigueur s'accompagnera de la mise en place d'une instance de concertation co-présidée par l'ADEeF et RTE.

La CRE et la DGEC élaborent actuellement un projet de décret qui définira la répartition des compétences entre elles pour la production des différents textes issus de la déclinaison de ces codes.

5. S3REnR

RTE

Le dispositif des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR) constitue l'un des outils majeurs du développement des énergies renouvelables. Il vise à optimiser et à mutualiser le développement du réseau au regard des gisements d'énergies renouvelables dans chaque région.

21 schémas sont en vigueur à ce jour. Les schémas de Picardie et Nord-Pas-de-Calais sont actuellement en cours de révision, le schéma de Nord-Pas-de-Calais étant entré en saturation depuis décembre 2016. Le taux d'affectation du schéma Limousin a augmenté de 10 %.

Par ailleurs, une réflexion est engagée avec les producteurs sur les évolutions à apporter à l'outil Caparéseau pour faciliter l'accès des acteurs à l'information sur les capacités d'accueil du réseau.

Les états techniques et financiers des différents schémas seront publiés le 31 mars 2017 comme convenu et feront l'objet d'une présentation globale lors du GT producteurs du 27 avril.

La révision du schéma Hauts-de-France a pour enjeu de faciliter le développement des énergies renouvelables dans la région et de définir les besoins mutualisés de développement du réseau, permettant d'accueillir les énergies renouvelables au regard des gisements identifiés au cours de la concertation. Le planning initial a évolué suite à la parution des ordonnances portant sur l'évaluation environnementale et sur la participation du public. Néanmoins, RTE a travaillé pour optimiser le planning. La concertation préalable du public se tiendra ainsi parallèlement à la consultation des parties prenantes pour. La consultation interviendra à l'issue des élections législatives de juin. Le préfet de région lancera la participation du public à l'évaluation environnementale à partir du mois de septembre, suite à la concertation avec les acteurs sur le schéma. La durée de cette étape est estimée à cinq mois, conduisant à une approbation du schéma fin février 2018 au plus tôt. RTE mettra en place un site internet en juin pour permettre l'information des acteurs sur la révision.

L'enjeu est de satisfaire les nouvelles exigences réglementaires sur le plan environnemental tout en optimisant le planning pour apporter les adaptations nécessaires aux réseaux de transport et de distribution. Parallèlement, nous menons une réflexion avec le CGDD pour définir des modalités d'application des contraintes réglementaires permettant d'éviter que ces contraintes freinent la transition énergétique.

Les états techniques et financiers seront présentés en avril dans chaque région au cours d'une réunion de l'ensemble des acteurs sous l'égide de la DREAL. RTE présentera une vision d'ensemble

à l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution. Une part très significative des créations a été réalisée par les gestionnaires de réseau de façon à pouvoir raccorder la production.

6. Actualité des GT de la CAR

a. GT Données & Comptage

RTE

Le GT Données & Comptage s'est réuni le 26 janvier dernier. A fin février, le comptage connecté sous IP est déployé sur 18 % du parc, soit près 1 500 comptages. La documentation technique de référence a été mise à jour en janvier 2017 et le processus de co-construction du planning de déploiement est en cours de consolidation. Par ailleurs, des travaux sont en cours en vue de fusionner les trois modes d'accès aux données actuels vers un portail de services et un portail Data qui propose des interfaces de programmation permettant aux développeurs d'automatiser les échanges de données.

Le portail Services comporte trois services de notification d'alerte concernant les dépassements de puissance souscrite, les dépassements de tangente Phi et les dépassements de seuil de consommation. Le portail Data donne accès à six API partenaires permettant aux clients de disposer de données complètes et d'alimenter leurs process de facturation et dix-sept open API de données publiques destinées aux développeurs.

Le programme 2017 du GT Données & Comptage portera sur les API à venir, notamment celles liées au comptage et au marché.

b. Les autres GT

RTE

TURPE 5 rend nécessaire une concertation sur l'évolution des CART Consommateurs, Distributeurs et Producteurs, s'agissant par exemple du remplacement des saisons d'hiver et d'été par des saisons haute et basse, des nouveaux profils de consommation, de la gestion de la puissance souscrite et de la gestion des reports de charge. Nous en profitons pour mettre à jour les trames de CART sur d'autres sujets, dont notamment le comptage sous IP.

EDF

Concernant le sujet des renvois de tension, nous souhaitons pouvoir disposer de suffisamment de temps pour concerter sur ce sujet assez complexe.

RTE

Le GT Producteurs mène également une concertation sur la trame de PTF suite à l'évolution du cadre réglementaire, en vue d'une consultation en mai. Il a terminé les travaux sur le contrôle périodique des performances et sur le nouvel article 4.7 de la DTR, relatif aux échanges d'information avec le système de télé-conduite de RTE.

Sous l'égide de la DGEC et la CRE, RTE a lancé des réunions de concertation avec les lauréats des deux premiers appels d'offres de parcs éoliens en mer en vue d'établir des conditions particulières de la convention de raccordement spécifiques aux installations de production en mer. La concertation sera élargie à l'ensemble des producteurs courant juin.

7. TURPE 5

RTE

La délibération sur le TURPE 5 a été publiée au Journal Officiel le 28 janvier 2017. Sa transcription dans les CART est en cours de concertation. Tous les groupes de travail sont concernés. Nous visons une entrée en consultation des projets de trames de CART en juin 2017, pour pouvoir saisir la CRE en amont de l'entrée en vigueur du tarif le 1er août 2017.

En termes de communication, nous avons présenté TURPE 5 lors de la webconférence du 16 février destinée aux consommateurs et aux producteurs et de la webconférence du 8 mars à destination des distributeurs. Les supports d'information sont disponibles à l'adresse http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_consommateurs/services_clients/tarif.jsp ou http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_distributeurs/services_clients/tarif.jsp et nous pouvons vous renvoyer le lien vers les webconférences. Nous avons par ailleurs entamé la présentation de TURPE 5 aux fédérations et associations d'acteurs industriels.

Des simulations d'optimisation du tarif pour les clients seront disponibles à partir du mois de mai et nous diffuserons la nouvelle plaquette « Comprendre le tarif » en juin.

II. Enquête de satisfaction client et engagement de services

RTE

Nous avons décidé de porter à un rythme annuel l'enquête de satisfaction que nous menions habituellement tous les trois ans. La dernière a donc été réalisée fin 2016. L'objectif consiste à mesurer la satisfaction des clients sur l'offre de service de RTE et sur la relation client. L'enquête devenant annuelle, le nombre de questions a été ramené de 40 à 15. 904 interlocuteurs ont répondu en 2016, soit une participation importante et stable.

Le principal résultat réside dans une hausse sensible du taux de satisfaction global, qui passe de 83 à 86 %. La satisfaction des producteurs notamment progresse de 10 points. Celle des distributeurs progresse de 7 points mais demeure en retrait à 76 %. Celle des acteurs de marché recule de 2 points ce qui peut s'expliquer par le calendrier chargé de l'année 2016.

Les sujets qui donnent le plus satisfaction sont le raccordement, la QdE et le comptage. L'accès au marché des clients réseau a fortement progressé depuis 2010 et la satisfaction s'élève à 83 %. La programmation des travaux et les données de pilotage de marché doivent également faire l'objet d'efforts d'amélioration dans les prochaines années.

S'agissant des produits transverses, les clients sont très satisfaits de la relation avec l'interlocuteur et de sa disponibilité. La facilité à modifier le contrat s'est fortement améliorée, de même que la transparence de l'information et la facilité d'accès à l'information. L'accompagnement des acteurs de marchés, qui donne satisfaction à 75 %, doit encore être amélioré. La satisfaction concernant l'accès au SI s'est fortement dégradée. Ce sujet fera donc l'objet d'importants travaux. La satisfaction concernant le traitement des réclamations peut paraître faible à 61 % mais correspond à la moyenne du secteur industriel sur un sujet toujours délicat.. Nous essaierons néanmoins de raccourcir les délais de traitement des réclamations.

Dans une démarche d'amélioration permanente, RTE souhaite prendre auprès de ses clients des engagements de transparence, de conseil et de délais au-delà de ses obligations contractuelles. La charte qui formalisera ces engagements de service sera diffusée très prochainement à l'adresse suivante : http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/accueil/performance_ecoute.jsp

COFELY

Quelles sont les modalités de choix des interlocuteurs interrogés chez les clients ?

RTE :

L'enquête est envoyée aux interlocuteurs ayant eu un contact avec RTE au cours des 18 derniers mois. Il est important pour RTE que les clients acceptent de lever l'anonymat pour étudier les causes d'insatisfaction. Le taux de levée d'anonymat s'élève actuellement à 70 %.

Nous avons par ailleurs noté qu'une part importante des répondants connaît mal le rôle du CURTE. Nous nous efforcerons donc de renforcer la communication sur ses travaux. Il conviendrait également que les personnes qui y participent relaient l'information auprès de leurs équipes opérationnelles.

III. Check-list QDE

RTE

Lors de la concertation sur les nouveaux engagements QdE pour les clients consommateurs, validés fin 2015, a été également abordée la maîtrise des risques d'incident et de leurs conséquences, à la lueur de quelques incidents dus à des dysfonctionnements à l'interface entre le réseau et les installations du client. Il a donc été convenu de faire une revue périodique et conjointe des risques sur l'alimentation des clients et notamment des risques de perte durable d'alimentation d'un site. L'objectif est d'identifier et de caractériser les risques d'incident, notamment au niveau des interfaces entre l'installation et le RPT, ainsi que les dispositions permettant de limiter le risque d'occurrence ou ses conséquences.

Depuis la validation du CART-C, nous avons identifié les points de contrôle pertinents en fonction du retour d'expérience des incidents passés, tout en optimisant la charge de travail. Le dispositif a ensuite été expérimenté sur une quinzaine de sites situés dans deux régions pour valider le contenu de la check-list, roder la méthodologie et vérifier les charges de travail induites. La check-list définitive a été fixée début 2017. Elle porte sur la vérification des caractéristiques du site, sur la structure d'alimentation, sur la coordination des protections et des automates et sur la convention d'exploitation.

S'agissant des caractéristiques du client, la démarche constitue l'occasion de vérifier que RTE possède les bonnes informations concernant le classement du site, ses éléments de sensibilité et les éventuelles évolutions de l'installation. Les vérifications concernant la structure d'alimentation portent sur les limites de propriétés et la tenue des ouvrages à l'Icc, sur les évolutions du RPT susceptible de donner lieu à une modification de l'interface, sur les principaux risques de coupure longue compte tenu de la structure d'alimentation et leur compatibilité avec les contraintes du client. Les vérifications concernant la coordination des protections et des automates consistent à s'assurer que le cahier des charges des protections est toujours pertinent ou, pour les sites anciens ne possédant pas de cahier des charges de protection, à procéder à une revue fonctionnelle de performance des systèmes de protection. Il est également nécessaire de s'assurer du bon fonctionnement des automates du réseau ou du client, dont certains n'ont pas été sollicités depuis des années. Enfin, nous regardons si la convention d'exploitation nécessite d'être mise à jour.

Les suites à donner sont reprises dans un récapitulatif final, qui constitue un plan d'actions. Nous avons par ailleurs intégré un guide d'application à la check-list pour préciser la finalité de chaque question et le type de risque qu'elle vise à couvrir.

La réalisation de la vérification débute par un travail préparatoire interne à RTE pour rassembler les éléments disponibles en vue de les passer en revue avec le client. La check-list vierge est envoyée au client pour qu'il en prenne connaissance en amont de la rencontre, lors de laquelle nous explicitons les éléments préparés par RTE, recueillons les informations du client et effectuons une analyse commune des risques et des éventuelles suites à donner. Le suivi comporte l'élaboration d'un plan d'actions éventuel, la finalisation du document et le pilotage du plan d'actions.

La démarche a été accueillie positivement par les clients auprès desquels elle a été expérimentée en 2016. Elle rejoint les travaux qu'il leur arrive déjà de mener. Les questionnements complémentaires des clients portent sur le temps pendant lequel le site pourrait tenir sans alimentation externe et sur l'efficacité des moyens de secours au regard d'un tel risque, même si une coupure longue survient en moyenne moins d'une fois tous les dix ans. Parmi les quinze cas traités, peu ont appelé des actions complémentaires, sachant que l'expérimentation a été menée auprès de sites simples et de sites plus complexes. Ces actions portaient sur la mise à jour de la convention d'exploitation et du cahier des charges des protections.

Suite à l'expérimentation, les principales adaptations réalisées de la check-list concernent les sites anciens sans cahier des charges de protection. Lorsque des risques sont identifiés, nous demandons au client de décrire les performances de son système de protection pour vérifier s'il est adapté à la configuration du réseau.

La démarche sera déployée à partir de 2017 dans l'objectif de passer en revue chaque site tous les six ans comme indiqué dans le CART-C.

UNIPER

Quelle est la valeur légale du dispositif ? Quel est l'impact sur les responsabilités ?

RTE

L'objectif est de mener une démarche conjointe pour identifier et maîtriser les risques, non d'identifier les responsabilités de chaque acteurs (cela ne modifie pas les engagements de RTE, ni les principes de responsabilité figurant dans le CART). Les risques identifiés pourront appeler des actions de la part du client ou de RTE. Si RTE fait preuve de négligence dans la réalisation des actions relevant de sa responsabilité, celle-ci pourrait être engagée. Nous ciblons particulièrement les risques de perte durable d'alimentation liés à un dysfonctionnement de l'interface.

ARKEMA

Il convient de veiller à bien informer l'ensemble des interlocuteurs concernés chez l'industriel (ex : gestionnaire du contrat côté achats) préalablement à la démarche.

SOLVAY

Quel est le périmètre pris en compte ? Coupures longues (CL) et coupures brèves (CB) ?

RTE

La démarche vise avant tout les risques de perte durable de l'alimentation du site qui sont généralement liés à une CL sur le RPT, mais parfois aussi à une CB, alors que l'alimentation réseau est redevenue disponible (problème de sélectivité des protections sur le site, automate hors service…). On peut ainsi aborder à cette occasion les risques liés aux CB sur l'alimentation du site.

COFELY

Quel est l'impact sur la convention d'exploitation ?

RTE

Dans la mesure où la convention d'exploitation décrit notamment le fonctionnement à l'interface entre le réseau et l'installation, certaines évolutions mises en évidence avec la check-list (exemple : modification du fonctionnement d'un automate ou du comportement du système de protection) pourront nécessiter une mise à jour de ce document.

COFELY

Cette démarche constitue-t-elle une prestation payante ?

RTE

La revue en elle-même n'est pas payante. Elle constitue un exercice conjoint. En revanche, certaines actions d'amélioration de la maîtrise des risques sur l'installation du client (telles que la modification du dispositif de protection) seraient à la charge du client.

Même si un risque d'occurrence d'une fois tous les dix ans peut paraître faible, une coupure longue constitue toujours un désagrément important pour les consommateurs industriels. Cette démarche d'anticipation permet donc de diminuer les facteurs de risque de la façon la plus large possible. Elle n'est pas gratuite puisqu'elle est couverte par le TURPE comme convenu lors de la concertation sur le CART-C.

IV. REX passage de l'hiver 2016-17

RTE

RTE a publié le document « Passage de l'hiver 2016-17 » une première fois, le 8 novembre, et l'a réactualisé le 28 novembre pour tenir compte d'évolutions notables sur la disponibilité du parc de production. Au-delà de la communication grand public appelant à la modération en période tendue, RTE a également réalisé une communication dédiée à ses clients et sur son site web durant la 2ème quinzaine de janvier.

En entrée d'hiver, nous avons signalé que l'approvisionnement en électricité serait plus délicat que les hivers précédents en cas de vague de froid, en raison d'une disponibilité du parc nucléaire historiquement basse. Par ailleurs la contribution des énergies renouvelables, de l'effacement, des économies d'énergie et des importations était encore plus structurante que les années précédentes. L'information de RTE en amont de l'hiver, actualisée sur les échéances de plus court terme, a pour objectif de permettre aux acteurs de marché d'avoir la visibilité nécessaire pour prendre les mesures leur permettant de couvrir les engagements de leur portefeuille. Pour répondre à des situations exceptionnelles pouvant affecter la sécurité, RTE avait prévu, à l'issue du fonctionnement des marchés y compris infra-journaliers, des mesures exceptionnelles graduées à savoir l'interruptibilité, une baisse de tension de 5 % et éventuellement le délestage organisé avec les gestionnaires de réseaux de distribution si les mesures précédemment citées s'avéraient insuffisantes pour assurer l'équilibre offre-demande en temps réel. Pour la première fois, nous avons présenté les résultats des études prévisionnelles saisonnières d'équilibre offre-demande non pas en marge résiduelle, mais avec la notion de températures de vigilance plus facilement abordable ; ces températures de vigilance représentent le niveau des températures en deçà desquelles le recours aux mesures exceptionnelles est plus probable. Trois périodes tendues avaient été identifiées en décembre, janvier et février en comparant les températures de référence et les températures de vigilance.

Le 11 janvier, les météorologues annonçaient pour la semaine du 16 janvier des températures inférieures de 8 à 9 degrés aux températures de référence saisonnières, c'est-à-dire un épisode plus sévère d'une vague de froid décennale. Selon ces prévisions, les niveaux de consommation

hors effacement dépassaient les 100 GW, à un niveau proche du pic historique de 2012, pour une production disponible en France de l'ordre de 90 GW et une disponibilité des importations estimée à 5 GW, soit 2 GW de moins que l'analyse prévisionnelle qui tablait sur 7 GW en raison de moindre disponibilité de l'offre dans les pays voisins, bien à deçà des capacités techniques d'importation des réseaux d'interconnexion entre pays. Le volume d'effacement prévisionnel était évalué à 2,5 GW au maximum. Nous entrevoyions donc un déficit prévisionnel de l'offre de l'ordre de 5,5 GW par rapport à la demande, ce qui aurait entraîné la mise en œuvre des mesures d'interruptibilité et un fonctionnement du système à marge nulle pendant plusieurs heures, ce qui n'a jamais été réalisé.

Dès le 14 et 15 janvier, Météo France a revu à la hausse ses prévisions de températures, qui se sont finalement avérées moins basses que celles de la vague de froid décennale, permettant une baisse de la consommation de 5 à 7 GW, résorbant ainsi le déficit prévisionnel. La situation est toutefois restée sous forte vigilance jusqu'à la fin du mois de janvier ; RTE a ainsi poursuivi ses opérations de communication jusqu'à fin janvier en raison des fortes contraintes d'équilibre entre l'offre et la demande, tant en France que chez certains partenaires étrangers. Un pic de consommation est survenu le 20 janvier et le maximum des effacements a été activé le 25 janvier avec 1200MW activés. Parallèlement, la production injectée sur le réseau a culminé à 92 GW le 18 janvier. Les groupes étaient fiables et sont restés connectés au réseau pendant la semaine du 16 au 20 janvier. En revanche, les indisponibilités fortuites des moyens de production, en particulier thermiques, se sont multipliées entre le lundi 23 et le mercredi 25 janvier.

S'agissant des énergies renouvelables, la production photovoltaïque et la production éolienne ont atteint la puissance de 7 réacteurs nucléaires de manière très ponctuelle, le 18 janvier à la mi-journée. Leur taux de couverture de la consommation a oscillé entre 1 et 9 %. En intégrant l'hydraulique et la bioénergie, le taux de consommation des énergies renouvelables oscille entre 10 et 22 %. C'est pourquoi les stocks hydrauliques ont fortement baissé en France en début d'hiver, comme en Suisse et en Espagne. La stabilisation, voire la remontée s'est amorcée au mois de mars.

Les échanges ont contribué à la sécurité de l'approvisionnement. Le marché français est très majoritairement importateur en janvier. Le maximum d'import se situe sur le palier du matin, entre 8 heures et 13 heures, avec 5 GW d'import. Le soir, l'import s'élève à 3 GW. Les imports sont donc très structurants pour l'équilibre entre l'offre et la demande et pour la sécurité des approvisionnements. Ces niveaux d'importation étaient limités par la disponibilité de l'offre dans les pays voisins ; les capacités techniques aux frontières étant bien supérieures. Ces niveaux sont d'ailleurs cohérents avec les hypothèses retenues pour le mécanisme de capacité. La coopération a été très forte avec les gestionnaires de réseau voisins pour maximiser les échanges à toutes les échéances temporelles du marché pour tirer parti des disponibilités des acteurs de marchés. C'est notamment le cas avec l'Espagne qui n'a pas connu de situation tendue en termes d'équilibre offre-demande cet hiver, l'Angleterre, la Suisse, l'Allemagne et les Pays-Bas.

Les effacements sont activés sur le mécanisme d'ajustement par l'intermédiaire de l'appel d'offres et de Nebef, qui a été davantage sollicité que par le passé. Les effacements ont atteint leur maximum le 25 janvier. Le taux de défaillance est compris entre 5 et 10 %, en nette progression par rapport aux années 2014 et 2015.

La journée du 25 janvier a été la journée la plus tendue en raison d'un niveau soutenu de la consommation tout au long de la journée (même si ce n'était pas le maximum de l'hiver écoulé), mais aussi d'une moindre disponibilité des moyens de production, avec des avaries en temps réel en grand nombre. Le niveau des marges était très inférieur au minima requis ; un aléa supplémentaire sur la production ou la consommation aurait conduit à activer l'interruptibilité.

L'hiver 2016-17 s'est donc caractérisé par une mobilisation exceptionnelle avec les pouvoirs publics, les distributeurs, les producteurs et les consommateurs, avec le concours des gestionnaires de réseau de transport voisins et des centres de coordination comme CORESO.

ARKEMA

Pour l'interruptibilité, vous sélectionnez certains sites ou vous arrêtez tout le monde ?

RTE

L'interruptibilité est considérée comme l'un des premiers moyens exceptionnels ; elle est donc activée pour maintenir le système électrique à marge nulle, ce sont par conséquent des conditions tout-à-fait exceptionnelles d'exploitation du système électrique. Le nombre de sites sollicités dépend donc du niveau du déficit d'offre à résorber et de la durée du déficit. En effet, certains sites interruptibles ne peuvent pas voir leur consommation réduite sur des durées trop longues sans conduire à des dégradations significatives de leur outil industriel. Pour mémoire, la consommation lors du palier du matin peut être stable durant 4 à 5 heures, alors que la pointe du soir ne dure que 1h30 à 2h

ARKEMA

Vous parlez de vision prévisionnelle des marges. Où est-elle publiée sur le site RTE ?

RTE

Elle apparaît dans la rubrique « mécanisme d'ajustement ». Je souligne toutefois que cette information correspond à une vision photographiée aux alentours de 20-21h la veille pour le lendemain, donc ne tenant pas nécessairement compte de l'effectivité des retours des offres effacement.

Plus largement, nous envisageons de développer les actualisations et publications en temps réel sur différentes rubriques importantes pour les acteurs du système électrique et du marché de l'électricité : volume estimé d'effacement activé en temps réel, actualisation des marges prévisionnelles…

V. Feuille de route R&D

RTE

Parallèlement aux discussions sur le TURPE 5, nous avons revu le programme R&D de RTE en 2016, sachant qu'une partie des tarifs lui est réservée. La feuille de route 2013-2016 identifiait déjà des évolutions importantes, dont la transition énergétique et le développement des énergies renouvelables, le déploiement des technologies numériques, les avancées de l'Europe de l'énergie et le renforcement de la place du consommateur. Sur ces quatre champs, les ruptures se sont avérées encore plus rapides que prévu, d'où la nécessité d'accélérer les programmes de recherche.

Par ailleurs, de nouvelles mutations apparaissent avec les nouveaux engagements de transition énergétique et l'évolution des comportements vis-à-vis de l'énergie, la nouvelle place donnée aux territoires, qui souhaitent mener une politique énergétique locale, l'internet des objets et des nouveaux systèmes de communication, entraînant une décentralisation de l'information, la remise en cause de l'architecture de marché, nécessaire pour développer les investissements, la distribution des premières solutions de stockage, qui auront des impacts sur la gestion du système électrique et amèneront RTE à proposer de nouveaux services, l'intelligence artificielle et l'apprentissage automatique, qui permettront de gérer des données toujours plus nombreuses.

Nous avons donc structuré la feuille de route R&D de RTE en six programmes suivants :

- **La gestion des actifs**
  RTE possède un patrimoine important dont la gestion représente un enjeu financier et technique essentiel. Nous menons donc des travaux sur l'observation des réseaux, la construction de l'imagerie numérique du réseau, la modélisation destinée à prédire les effets du vieillissement sur le matériel et le développement des méthodes et des outils d'aide à la décision pour la gestion des équipements.

- **Les évolutions de l'infrastructure de réseau**
  Les recherches du programme relatif aux évolutions de l'infrastructure de réseau portent sur les nouvelles technologies de liaisons, les nouvelles générations de poste électrique, qui intègrent de plus en plus les préoccupations sociétales et environnementales, l'arrivée des réseaux maillés exploités en courant continu et la numérisation de l'ensemble des 2 700 postes de contrôle-commande d'ici 2030.

- **L'environnement et la société**
  Ce programme vise à contribuer à la lutte contre les changements climatiques en s'appuyant sur l'écoconception des matériels et du système électrique, à capter les facteurs sociétaux touchant l'acceptabilité des ouvrages et l'évolution de la consommation et à participer à la protection de la biodiversité terrestre et marine.

- **Le fonctionnement et l'exploitation du système électrique**
  Le système électrique change de nature physique pour la première fois depuis plus de 50 ans avec la généralisation des appareils informatiques et électroniques et le raccordement d'un nombre croissant de systèmes produisant des énergies renouvelables. Il est donc nécessaire de prendre des mesures pour accompagner la mutation physique du système électrique et de son fonctionnement, pour garantir sa sûreté et pour optimiser son exploitation.

- **Le développement optimal du réseau de la transition énergétique**
  Dans un monde où le niveau global de consommation électrique ne croît plus mais où les flux évoluent, la question de la pérennité de l'utilité de certains ouvrages sur le long terme se pose différemment. Par ailleurs, les automates et l'optimisation du monitoring des capacités permettent d'accroître l'exploitation des lignes existantes plutôt que d'en construire de nouvelles. Il est donc nécessaire de revoir les méthodes de développement du réseau pour garantir l'adéquation et l'efficacité des investissements futurs.

- **La prospective, l'économie et les smart grids**
  RTE est déjà très impliqué dans le programme Réseaux électriques intelligents. Au regard des évolutions du système électrique et énergétique, la R&D de RTE doit contribuer à la prospective du secteur et questionner son modèle économique. RTE se donne pour objectifs de proposer de nouvelles architectures de marché et de nouveaux schémas régulatoires, de définir les technologies et les modèles économiques pertinents de stockage, d'accompagner la stratégie énergétique des territoires et de quantifier la valeur technico-économique des nouvelles flexibilités testées sur le système électrique. RTE développera donc les travaux de nature prospective avec les acteurs académiques et institutionnels pour définir son positionnement dans un monde en évolution. Dans le domaine des smart grids, il contribue au projet SMILE en Bretagne et Pays-de-la-Loire et au projet Flex Grid en PACA, en déployant des solutions qui commencent à être matures, dans tous les champs.

Début mars, RTE a organisé l'événement « Voyage au cœur du réseau de demain » pour présenter ses innovations, notamment en matière de numérisation du contrôle-commande des postes, de traitement de l'information et d'utilisation du stockage. Au-delà de l'équilibre entre l'offre et la demande, le stockage peut également être utilisé pour modifier les flux. Il est probablement possible d'utiliser des équipements de stockage situés en différents points du réseau pour optimiser la fréquence et la formation de l'onde. RTE a donc soumis au niveau européen un projet de recherche

visant à étudier comment les moyens de stockage peuvent contribuer à la gestion de la flexibilité du réseau, intégrant la spatialisation. Les premiers modèles seraient déployés en 2019 ou 2020.

Un poste intelligent a été mis en service en 2017. Sur la base de ce démonstrateur et des nouvelles technologies qui parviennent actuellement à maturité, RTE élabore actuellement la politique industrielle des années 2020-2030. RTE mettra en service quatre postes de nouvelle génération entièrement numériques dans le cadre du projet SMILE.

EDF

Le développement des moyens de stockage peut-il limiter le domaine d'intervention des GRT ?

RTE

Cela dépendra de la régulation, qui est aujourd'hui inexistante sur le sujet du stockage. La proposition contenue dans le paquet « Energie propre » peut encore évoluer dans le cadre des échanges avec les parlementaires et la Commission Européenne. RTE n'a pas vocation à intervenir sur l'équilibre entre l'offre et la demande mais à garantir la sûreté du système. La technologie du stockage offre de nombreuses autres possibilités que celle consistant à assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Il n'y a donc pas de raison de s'opposer à ce que les gestionnaires de réseau l'utilisent s'il s'avère qu'elle peut leur permettre d'assurer leur mission de manière plus économique et plus sûre.

RTE n'a pas pour objectif d'utiliser le stockage pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande comme un acteur de marché. Par ailleurs, les technologies de stockage n'ont pas encore atteint leur maturité économique. Néanmoins, nous anticipons le moment où elles l'atteindront en bâtissant des processus. Les tests seront réalisés sous le contrôle du régulateur.

RTE déploie ses projets de recherche en s'appuyant sur de nombreux partenaires dont les équipementiers pour assurer l'interopérabilité des matériels, les agrégateurs, les producteurs d'énergie renouvelable et les GRT. Nous nous tenons à votre disposition si vous souhaitez approfondir certains sujets.

http://www.rte-france.com/fr/article/la-feuille-de-route-rd-un-outil-pour-anticiper-et-s-adapter-aux-grands-enjeux-de-demain

Les prochaines réunions auront lieu le 22 juin et le 23 novembre 2017.