Commission Accès au réseau du 4 Mars 2020

Participants :

Thomas ACKET (ENEDIS)
Franck AIME (MPSA)
Théo ANDRE (FEE)
Hannah BENOIT (URM METZ)
Regis BLANC (ENGIE)
Alain BOS (EDF EN)
William CHAN (AIR LIQUIDE)
Sebastien GIMENEZ (ENGIE)
Benoit LAHOCHE (SICAE OISE)
Cedric LEHAIRE (VEOLIA)
Florent LEMENAGER (ADEME)
Simon MOLINA (UFE)
Christophe MONTBROUSSOUS (CNR)
Roman PICARD (CRE)
Stéphane SIMON (ENGIE)
Etienne SOURDILLE (SNCF RESEAU)

Khalid ABDALLAOUI (RTE)
Stephanie BIETH (RTE)
Stephane CHATELLIER (RTE)
Agathe NEDELEC (RTE)
Rachid OTMANI (RTE)
Damien PRUVOST (RTE)
Laurent SAVI (RTE)
Raphaël SIERRA (RTE)

La CAR a exceptionnellement lieu en visio-conférence, en application des mesures d'accompagnement du Plan national pour éviter la propagation du covid-19.

La Défense, le 4 mars 2020

I) Actualités

1) *Un afflux important de demandes de raccordements consommateurs*

Depuis trois ans, il est constaté un accroissement très important du nombre de demandes de raccordement au réseau public de transport (RPT) de la part de nouveaux consommateurs.

Ce phénomène est nouveau, car RTE ne raccordait ces dernières années que très rarement de nouveaux clients consommateurs.

Aujourd'hui, la grande majorité de ces demandes émane des *data centers*, en particulier des grands pourvoyeurs de services de colocation et même des GAFA. Les raisons en sont, d'une part le cadre règlementaire européen favorable, et d'autre part la volonté du ministère français de l'économie et de l'industrie de vouloir faire de la France une terre d'accueil des *data centers*.

Par ailleurs, l'ensemble de ces nouvelles demandes se situent dans une zone géographique limitée, surtout en Ile-de-France mais aussi de façon résiduelle dans la région PACA.

Cette situation présente une similitude avec la situation des producteurs il y a une quinzaine d'années (avant les S3RENR), à savoir des demandes croissantes en volumes et en nombre, dans des zones favorables à leur accueil.

2) *Le cadre contractuel de raccordement des installations de consommation à l'épreuve de ces demandes*

En raison des nouveaux usages de la puissance de raccordement, trois phénomènes viennent interroger le cadre contractuel consommateurs :

- la dynamique et la concentration des demandes dans des zones géographiques limitées ;
- les volumes de puissances demandées en écart important avec la réalité des puissances soutirées à la mise en service ;
- le besoin de «scalabilité » rapide de la puissance soutirée depuis le RPT pour les *data centers*.

Ces trois phénomènes viennent percuter le cadre contractuel, et les méthodes utilisées par RTE.

En premier lieu, il convient de prendre en compte les hypothèses de consommation des études de raccordement RTE. Il est rappelé en effet que lorsqu'un nouveau consommateur demande une étude de raccordement, la DTR décrit les hypothèses réseaux considérées pour effectuer l'étude de raccordement (article 2.1 de la DTR) : la puissance de raccordement contractualisée par le consommateur couvre les besoins à moyen et long terme, mais le dimensionnement du RPT ne prend pas en compte les puissances de raccordement simultanées des clients existants déjà raccordés depuis quelques temps. Pour ces derniers, il est plutôt considéré un foisonnement des chroniques de puissance réellement soutirées sur le réseau. Cette différence entre la puissance de raccordement et la puissance prise en compte dans les études, permet d'optimiser le dimensionnement global du réseau et donc, les investissements supportés par la collectivité *via* le tarif.

Lorsque les consommateurs existants effectuent des demandes d'augmentation de la puissance souscrite, dans la limite de leur puissance de raccordement mais nécessitant des travaux sur le RPT, il appartient à RTE (donc au tarif) de mettre en œuvre, « *dans les meilleurs délais* », les renforcements nécessaires pour permettre le soutirage souhaité par le consommateur.

Conséquences potentielles

Une destruction de valeur économique est susceptible d'intervenir au détriment des consommateurs pour lesquels la scalabilité rapide de leur puissance souscrite est nécessaire. Ainsi dans l'exemple précité des *data centers*, la valeur concurrentielle consiste à assurer leurs clients de la capacité à fournir très rapidement la capacité de stockage souscrite, correspondant en réalité à une puissance électrique. Dans le cas où RTE ne serait pas en mesure de délivrer rapidement la puissance souscrite, des renforcements parfois dimensionnant devraient être mis en place, et ce dans des délais potentiellement non compatibles avec le *business* des *data centers*.

Par ailleurs, dans des zones à forte dynamique de demandes, des potentielles saturations artificielles et durables peuvent survenir du fait de projets raccordés récemment entraînant du *surbooking* de puissance de raccordement, sans réelle utilisation du RPT.

3) Axes de réflexion

Délai de validité de la puissance de raccordement

Pour limiter la préemption de capacité réseau via la puissance de raccordement, il existe déjà dans la DTR des dispositions permettant de « rendre » à la collectivité la puissance non utilisée par le consommateur au bout de dix ou vingt ans. Des réflexions sont donc à mener pour renforcer ce type de dispositions.

Valeur d'option

Pour certains consommateurs, le fait d'avoir la certitude de pouvoir augmenter la puissance souscrite à tout moment et immédiatement, présente une valeur *business*. Cette valeur est également importante pour le réseau, car la différence entre la puissance souscrite et la puissance de raccordement optimise le dimensionnement du réseau, quitte à devoir investir sur le tarif. RTE propose de mener des études pour déterminer la valeur de cette réservation de capacité immédiate (valeur d'option). Et reviendra ensuite en concertation avec l'ensemble des consommateurs pour en discuter.

Gestion de l'ordre d'arrivée des projets

Dans les zones rencontrant des phénomènes de congestion, il est important de s'assurer un ordre d'arrivée et de gérer une « file d'attente consommateurs» : il conviendra donc de disposer d'éléments pour assurer la tangibilité des projets dans la durée.

Les prochaines annonces porteront sur les résultats des travaux, qui seront présentés en juin prochain lors de la CAR. Si ces orientations amènent des évolutions de la DTR, RTE mènera des concertations avec les consommateurs pour sécuriser encore davantage le cadre de raccordement.

La SICAE Oise indique que dans la DTR dédiée aux distributeurs de RTE, il était acté que sauf accord, les puissances de raccordement ne pouvaient être recalées à la baisse dès lors que le demandeur du raccordement avait financé les ouvrages de raccordement. En d'autres termes, si la puissance donne lieu à une facturation du demandeur, elle est acquise même s'il ne l'utilise pas.

RTE précise que les travaux à venir concernent les consommateurs et non les distributeurs. De plus, l'accord du consommateur pourrait être recherché en vue de rendre la puissance non utilisée à la collectivité, aux termes de dispositions restant à définir dans la DTR. La concertation portera précisément sur ce point.

L'enjeu de RTE est de garantir une équité de traitement entre l'ensemble des consommateurs, mais aussi de garantir un optimum pour la collectivité.

II) Schémas S3R EnR 2nde génération

Les parties prenantes sont toujours dans l'attente du décret S3REnR, qui est en cours de finalisation ou de signature. Aujourd'hui, un certain nombre de SRADDET sont en cours de révision, tandis que certains S3R sont en cours de concertation. Il parait donc important de dresser un point d'étape.

1) Elaboration des futurs S3R EnR

a) Les prochains S3R s'inscrivent dans une dynamique d'accélération du développement des EnR

Le contexte des révisions des schémas est celui de l'accélération de la transition énergétique.

Les schémas présentés reprennent les trajectoires du scénario PPE du SDDR prolongé jusqu'en 2035, dans lesquels la cible de la première génération de schémas a été représentée. Avec cette cible, on parvient à 45 GW de production renouvelable installée en France à l'horizon 2025, donc proche du seuil de 50 GW indiqué dans le SDDR, à partir duquel il sera nécessaire de prévoir des investissements plus structurants. RTE entrevoit aujourd'hui que la deuxième génération de S3REnR apportera 65 GW de production renouvelable supplémentaire à l'horizon 2033, conforme à l'ambition de la PPE.

Par ailleurs cette deuxième génération de schémas devrait nécessiter des travaux structurants sur les ouvrages 225 kV, voire 400 kV.

b) Estimation des futurs schémas

Les régions pour lesquelles le préfet a déjà fixé la capacité d'accueil du schéma révisé sont: Nouvelle-Aquitaine, Auvergne-Rhône Alpes, Grand Est et PACA.

Sur les cartes présentées figure l'estimation de la capacité d'accueil et le niveau de quote-part estimé, dans l'hypothèse de la mise en œuvre du dimensionnement optimal du réseau tel que défini dans le SDDR. Il est constaté une hausse généralisée du niveau de quote-part dans chacun des futurs schémas, qui devient à peu près homogène et similaire à ce que l'on connait aujourd'hui en Midi-Pyrénées. Cette hausse généralisée s'explique par la nécessité de prévoir des investissements structurants sur les réseaux, en comparaison des premiers schémas. Dans l'ensemble des révisions, le niveau de quote-part atteindrait entre 50 et 80 k€/MW.

La FEE demande si le dimensionnement optimal du réseau fait référence aux automates.

RTE confirme en effet faire référence aux automates et aux taux de démarrage tels que mis en œuvre depuis la fin 2018, et de façon plus générale, à l'ensemble des leviers décrits dans le SDDR dont la prise en compte de l'écrêtement des EnR dans le dimensionnement de l'infrastructure. Ces 0,3% d'écrêtement (en énergie) permettant d'économiser 7 milliards d'euros sur la durée du SDDR.

La FEE interroge sur la différenciation, selon les régions, du dimensionnement optimal.

RTE indique se référer à l'application des taux de démarrage, qui sont régionalisés et qui correspondent à l'approche du dimensionnement optimal, en comparant l'énergie non évacuée et le coût des investissements.

Dans le cadre des échanges et de la concertation autour des S3R, RTE est parvenu à une estimation de la capacité immédiatement disponible par application de ce dimensionnement. Dans certaines régions, cette capacité peut atteindre plusieurs gigawatts. Finalement, les taux de démarrage sont régionalisés mais l'objectif est d'utiliser le 0,3% à la maille France. Il est en effet nécessaire d'acquérir une vision globale pour optimiser les investissements et, *in fine*, la quote-part.

c) Projection de la puissance installée par région au 1er janvier 2030

La comparaison des ambitions S3REnR par rapport à celles des SRADDET laisse apparaître une certaine cohérence à la maille nationale. En revanche en descendant à la maille de chaque région, des disparités sont constatées, notamment dans les Hauts-de-France. Dans cette région, l'ambition affichée dans le SRADDET est plus basse que les capacités déjà installées et en file d'attente. A l'inverse, dans la région PACA, l'ambition du SRADDET est très forte par rapport aux valeurs retenues dans le cadre de la révision du schéma pour cette région.

Néanmoins dans un grand nombre de régions, le niveau d'ambition des SRADDET est très proche de la cible de la deuxième génération de S3R EnR.

d) Révision des S3R EnR : estimation des futurs schémas

RTE a procédé à une estimation des investissements dans une dynamique temporelle. Cette estimation n'est pas encore finalisée, mais inclut les éléments de la première génération des 21 premiers schémas (qui cumulaient un milliard d'euros d'investissements tous réseaux confondus). Ces investissements étaient associés à plus de 2 milliards d'euros au titre de l'état initial.

Dans la deuxième génération de schémas, RTE, en lien avec les gestionnaires de réseau de distribution, prévoit environ 6 milliards d'euros d'investissements tous réseaux confondus. A ce stade, RTE ne dispose pas encore de vision précise de l'état initial qui accompagnera les schémas réalisés, mais souhaite illustrer le niveau que cela représenterait. Il est donc repris le montant des adaptations de réseaux complémentaires prévues dans le SDDR, de l'ordre de 7 milliards d'euros. Ces dernières adaptations supplémentaires contribueront à l'accueil des ENR mais ne seront pas financés par les producteurs.

La FEE demande si la somme de 7 milliards d'euros mentionnée correspond uniquement à des ouvrages permettant de raccorder les ENR ?

RTE indique que les ouvrages figurant dans la partie gauche du graphique ont été décidés avant l'élaboration des schémas. Ces ouvrages contribuaient à l'accueil des ENR, puisque certaines capacités réservées prévues dans les schémas dépendaient de la réalisation de ces travaux. Pour l'heure, RTE ne dispose pas d'une vision équivalente dans le cadre des deuxièmes générations de schémas, en particulier parce que certains travaux ne sont pas encore identifiés. Cela étant, une grande partie des adaptations de réseaux visent à l'accueil des énergies renouvelables dans le cadre de la transition énergétique. En cumul, on retrouve le montant de 13 milliards d'euros sur la période 2020 – 2035 d'adaptation du réseau. Dans ce montant, une partie est dédiée à l'accueil des ENR dans le cadre des S3R (environ 6 milliards d'euros), tandis que l'autre partie des investissements contribue à l'accueil des EnR mais est principalement justifié pour d'autres raisons (évolution des flux européens, solidarité régionale, soutirage…).

Le SER indique qu'il conviendra de poser la question de la répartition des contributions financières.

RTE entend la question, qui est récurrente sur la nature des équilibres. Cette question de la répartition peut être posée, mais il faut aussi acquérir une vision globale pour atteindre un équilibre intégrant l'ensemble des composantes. La démarche devra être menée sous couvert des autorités de régulation, avec la participation de l'ensemble des acteurs de la filière, pour un bénéfice *in fine* pour la collectivité.

Sur les S3RENR, le véritable enjeu à court terme est de réussir les schémas de planification. Emergent également des questions d'acceptabilité des territoires, de sorte que cet élément devra être intégré dans la planification. De plus, les questions concernant le coût du raccordement, l'espérance du productible, les contraintes d'installations des projets (radars,..) et la capacité à réaliser les projets et les ouvrages, se poseront.

2) Dimensionnement optimal des réseaux

a) Le SDDR 2019 a présenté le concept de dimensionnement optimal du réseau de transport

Le concept de dimensionnement optimal revient à prendre les décisions d'investissement sur le réseau de transport en recherchant un équilibre économique entre les coûts de l'adaptation nécessaire et ceux de l'énergie qu'on ne pourrait pas évacuer si l'adaptation n'était pas effectuée. Cette approche permet de diviser par deux les besoins d'adaptation du réseau sur la période 2031-2035 (hors raccordement).

b) Le dimensionnement optimal du réseau conduit à un volume d'énergie écrêtée de 0,3% en moyenne à horizon 2035

Le volume d'écrêtement dépend de la dynamique d'évolution des EnR d'ici 2035. De ce fait, les différents scénarios étudiés dans le SDDR (Volt, Ampère et PPE) ont été évalués pour moyenner le volume écrêté. Cela étant, ce volume évoluera au fil des années jusqu'à la période 2031-2035. Le taux de 0,3% concerne donc la maille France à l'horizon 2035.

Par ailleurs, le volume d'écrêtement dépendant du foisonnement naturel des productions EnR et de la variété des configurations locales du réseau, des disparités locales seront nécessairement constatées. En tout état de cause, il importe de noter que le dimensionnement optimal permettra de réaliser des économies substantielles sur le volume d'investissements, en contrepartie d'une hausse maîtrisée des coûts de congestion.

c) Le volume d'énergie écrêtée de 0,3% en moyenne est la cible du SDDR

Pour parvenir à ce volume, les améliorations techniques nécessaires ont été identifiées dans le SDDR comme axes de travail prioritaires, à savoir :

- la possibilité d'accéder aux flexibilités de production EnR, même raccordée sur le réseau public de distribution;
- la possibilité technique d'envoyer des ordres de modulation de puissance qui permettent les écrêtements minimum.

Des travaux sont en cours sur ces deux axes, en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de distribution.

d) Une vision globale de l'optimisation des besoins d'investissement est nécessaire

Le gain estimé par ENEDIS au travers de son projet REFLEX, qui vise une optimisation sur les transformateurs HTB/HTA uniquement, s'élève à environ 250 millions d'euros d'ici 2035, avec un volume écrêté de 0,06% de l'énergie produite par les nouvelles installations à l'horizon 2035. Cette optimisation permettrait d'envisager de raccorder 5 GW supplémentaires sur les postes sources existants. RTE et ENEDIS travaillent ensemble sur cette étude, afin de garantir des choix optimaux pour la collectivité.

La réalisation de l'étude interviendra en deux étapes.

En premier lieu, une étude d'impact a d'ores et déjà été lancée dans deux zones : les Landes et la Somme. Elle sera complétée très prochainement par une analyse globale de l'impact de l'optimisation des besoins de transformation sur les investissements des S3R et sur les volumes d'écrêtement associés.

Par ailleurs, la DGEC a exprimé une volonté d'encadrer réglementairement le volume d'énergie écrêtée pour les besoins d'optimisation du dimensionnement des réseaux électriques. Ce volume devra intégrer les besoins sur le RPT et le RPD.

La définition d'une maille plus locale remettant en question l'approche d'un optimum technico-économique, il sera nécessaire de bien analyser l'impact de cette descente de maille sur le besoin d'investissement. L'étude commune avec ENEDIS permettra d'éclairer

les choix. Il est proposé de suivre ce sujet dans le cadre de l'instance nationale de suivi et d'amélioration des S3REnR.

Le SER évoque les moyens de piloter les charges pour les consommateurs. Il serait par conséquent intéressant de regarder la valeur exacte au moment où on écrête, en demandant aux consommateurs de consommer les ENR.

RTE confirme que l'ensemble des solutions flexibles seront utilisées en temps réel. Il est rappelé qu'aujourd'hui, la posture de RTE est la neutralité financière pour les producteurs d'ENR. RTE mène donc une réflexion globale sur l'utilisation des flexibilités quelles qu'elles soient, en prenant en compte le meilleur service rendu d'un point de vue technico-économique.

III) Focus clients

1) Résultats et échanges sur l'enquête de satisfaction 2019

La satisfaction globale est stable par rapport à l'an dernier. Le baromètre est réalisé depuis 2011 auprès de l'ensemble des clients, notamment pour évaluer le niveau de satisfaction, identifier les forces et les faiblesses de la qualité de service et élaborer un plan d'action pour diminuer voire, supprimer les irritants. Environ 850 répondants se sont exprimés (30%), avec un niveau de satisfaction global de 87% pour 2019.

Par segment de clients, la satisfaction est hétérogène. Sur les segments consommateurs et producteurs, un taux de 95% de satisfaction est relevé. Sur le segment distributeurs, la tendance est haussière (+2 points) tandis que les acteurs de marché expriment une satisfaction en baisse sensible de 5 points (71%).

S'agissant de la satisfaction par produit, il apparaît que sur la quasi-totalité des gammes de produits la tendance est haussière (entre 84 et 90% de satisfaction), sauf pour le raccordement qui passe à 78%.

En outre, la satisfaction porte sur le savoir-faire et la relation-client de RTE, en plus de la qualité technique. Les *verbatim* attestent de ces retours très positifs. Les interlocuteurs RTE sont plébiscités pour la qualité de leur écoute.

Les axes d'amélioration concernent en premier lieu le raccordement (sur les trois segments de clients), avec des remarques concernant les processus longs et complexes et une demande de transparence sur les coûts. Pour y répondre, un travail est mené en interne pour améliorer le *reporting* des raccordements aux clients, en particulier sur la transparence des coûts et des délais. De plus, une action est entreprise pour fluidifier les études d'insertion et les rendre conformes aux délais contractuels, en particulier sur les S3R. Le troisième point porte sur l'adaptation des procédures de raccordement aux spécificités des nouveaux usages, notamment les *data centers* et les entités de stockage. Suite aux orientations de la CRE, des travaux sont menés par RTE pour adapter les procédures de raccordement.

Le quatrième point porte sur la clarification, la simplification et la dématérialisation de la documentation technique de référence.

Enfin sur la clarification des codes de raccordement, le déploiement est en cours.

Pour tenir compte des *verbatim* des clients, les axes d'amélioration portent sur la transparence, la planification des travaux et les nouveaux services et portails de données mis en œuvre par RTE au bénéfice de ses clients. La relation entre RTE et ses clients, en particulier les échanges d'informations portées par la NIP, sont actuellement travaillées pour élaborer un document pédagogique. De plus, le nouveau portail de RTE évolue grandement en termes de données privées. Sur ce sujet, une information devra être utilement délivrée aux clients de RTE.

Pour répondre aux attentes, une concertation aura lieu en 2020 autour des modalités d'accès au marché et au réseau, dont le raccordement des moyens de stockage. De plus,

une mise en place progressive de plateformes d'échange pour les accords et les informations sur les travaux programmés aura lieu. L'impact sur les producteurs EnR, pour lesquels des travaux sont programmés sur le réseau public de transport, devra être étudié.

Concernant l'accompagnement des clients et la clarification des factures envoyées contractuellement, le service de notification sur incident est utilisé par la moitié des clients industriels. Ce service sera étendu auprès de producteurs et de distributeurs au cours des années 2020 et 2021.

Enfin, RTE travaille sur des éléments de pédagogie pour accompagner individuellement les clients sur l'utilisation du portail.

Pour les années à venir, les clients expriment des attentes sur le stockage, ainsi que sur la fiabilité et la disponibilité des données de comptage en temps réel. Enfin, les attentes du segment distributeurs sont fortes concernant la pédagogie autour des mécanismes de marché, afin d'en tirer un maximum de valeur pour la collectivité.

L'enrichissement des services digitaux avec l'accompagnement nécessaire au bénéfice des utilisateurs, représente également un moyen important de répondre aux attentes, de même que la mise en place de services innovants (décompte éolien *offshore*, décompte ferroviaire). Par ailleurs, l'achèvement du déploiement des compteurs IP interviendra d'ici la fin 2021, sachant que le déploiement à ce jour est de 73%.

RTE poursuit sa démarche d'accompagnement pédagogique par les outils digitaux et par des rencontres spécifiques avec les gestionnaires de réseaux. RTE enrichira sa pédagogie en *self-care* sur le Portail Services par des tutoriels simples.

2) Vers une dématérialisation de la procédure de raccordement

Il convient de rappeler que RTE privilégie l'écoute des clients, en préservant un niveau d'échange de 8 jours ouvrés dès qu'une demande est transmise. Il a aussi été mis en place un *reporting* tout au long des projets de raccordement et un accompagnement au stade du cahier des charges.

Parmi les retours d'expérience, l'accès à la DTR et au portail clients apparaissent comme des sujets de préoccupation. L'accès à la DTR sera disponible sur le nouveau portail depuis la page d'accueil, *via* le menu principal et l'onglet « bibliothèque », ou encore par l'intermédiaire de l'espace personnel.

En ce qui concerne l'accès à l'information au sein de la DTR, dont la première version a été publiée en 2005, une amélioration est nécessaire. RTE propose d'organiser, au second semestre 2020, un *customer lab* pour mieux recueillir les attentes clients. Les acteurs intéressés pour y participer peuvent se faire connaître auprès de Laurent SAVI.

Le deuxième volet des réflexions concerne la dématérialisation de la procédure de raccordement, et au premier chef la dématérialisation de la demande de raccordement. Une expérimentation sera mise en place au deuxième trimestre 2020, portant sur les demandes d'études exploratoires émanant des producteurs. Un formulaire en ligne sera disponible *via* le portail RTE.

En outre, la dématérialisation concernera la mise en œuvre de la signature électronique. Pour ce faire, il conviendra au préalable d'identifier les documents éligibles, et le niveau de signature nécessaire. Puis les outils adéquats seront déployés progressivement.

3) Bilan QDE 2019

Le réseau public de transport est vieillissant, avec un enjeu sur la qualité de l'électricité fournie, le réseau s'étant historiquement développé pour garantir l'alimentation des clients. C'est pourquoi le SDDR donne la priorité aux réseaux du quotidien.

a) Des actions concrètes au service du client

Depuis plusieurs années, RTE s'engage pour le client, avec de fortes mobilisations de moyens. Des retours positifs ont été exprimés sur les actions déjà engagées, notamment sur le programme de sécurisation mécanique et sur le remplacement des transformateurs de mesure effectué en 2015.

RTE mène aussi au quotidien des actions de fiabilisation et de modernisation plus ciblées (avec des investissements d'un 1,5 M€ par an environ), pour réduire le risque de coupure sur le réseau, les creux de tension mais aussi l'ampleur des coupures avec l'amélioration des dispositifs de protection.

Les actions à mener s'inscrivent dans la stratégie de RTE définie dans le SDDR (plan corrosion, plan PSEM,..),. RTE entend maintenir le niveau de service actuel.

b) Des enjeux nécessitant un cadre d'action commun avec les clients

S'agissant de la continuité d'alimentation, on peut dire qu'une minute de « temps de coupure équivalent » (TCE) en 2019 résulte de coupures longues de sites ayant fait le choix de n'avoir qu'une seule alimentation HTB. Lors des études de raccordement, RTE attire donc leur attention sur le risque encouru. Il convient ainsi de s'interroger sur les modalités de prise en compte de ces choix dans les calculs des indicateurs de qualité de l'électricité.

Par ailleurs, RTE n'est pas en mesure, à coût maitrisé, d'éviter tous les creux de tension, et ce malgré les progrès réalisés sur la fiabilité des ouvrages. Un cadre commun avec les clients doit être définir afin de mitiger ces risques.

Une attention particulière est portée à la maîtrise des tensions hautes.

Enfin, des problématiques nouvelles liées aux harmoniques apparaissent, notamment en raison de l'augmentation du nombre d'équipements à base d'électronique de puissance.

c) Chiffres clés 2019

La continuité d'alimentation assurée à 99,99935% du temps est l'une des meilleures en Europe, avec un temps de coupure équivalent (TCE) de 3 minutes 25 en 2019 hors évènement exceptionnel. La fréquence de coupure est parmi les meilleures des dix dernières années, en raison en particulier de conditions favorables.

d) Faits marquants 2019

L'année 2019 est marquée par une densité de foudroiement très faible.

Toutefois, de nombreux épisodes météorologiques violents se sont produits en 2019. On notera l'épisode de neige collante du 14-15 novembre en région Rhône-Alpes classé comme évènement exceptionnel ou bien encore les nombreux épisodes tempétueux (Amélie, Elsa, Fabien,..).

Des avaries matérielles diverses sans réel phénomène générique, ont eu de réelles conséquences (3 incidents sont à l'origine de plus de 1 minute de TCE, et 4 autres d'environ 30 secondes)

e) Les actes de malveillance lors des mouvements sociaux sont aussi à l'origine de 24 secondes de TCE : ces actes ont fait l'objet de plaintes de la Direction de RTE L'offre de service client RTE

L'offre de service de RTE en matière de QdE se décline tout au long de la vie des installations clients : du raccordement, à l'accès au réseau en passant par la programmation de travaux.et en allant jusqu'au retour d'expérience intégrant le processus d'indemnisation. . A chacune de ces étapes, la dimension QdE pour les clients est prise en compte.

Le bilan QdE 2019 est bon, et montre que les actions engagées depuis un certain temps ont été efficaces.

RTE doit néanmoins se confronter à l'enjeu d'acceptabilité sociétale des coupures d'une part, et au changement climatique d'autre part. L'objectif de maintien de la qualité s'apprécie donc aussi au regard des épisodes climatiques appelés à être fréquents.

Le réseau ne pourra pas, seul, gérer les phénomènes tels que les creux de tension ou les harmoniques. RTE devra donc travailler avec les filières industrielles pour limiter les gênes.

4) *Prestations annexes*

Depuis 2011, les prestations annexes relèvent de la compétence de la CRE pour leur tarification, avec un planning d'approbation très cadré.

RTE a réalisé une saisine de la CRE début mars en vue d'approuver 9 prestations annexes :

Prestations annexes nouvelles

En premier lieu, la prestation « manœuvres sur le RPT pour le compte du client dans le cadre d'une séparation de réseau hors jours ouvrés » est proposée. Cette prestation est décrite dans le contrat d'accès au réseau de transport. De plus, la prestation permettant de minimiser la durée d'interruption est proposée sur devis.

La prestation « déconnexion » est prévue dans la phase de dé-raccordement, également sur devis.

La prestation « mesurer vos flux en temps réel » permet d'accéder aux mesures complémentaires et aux données de comptage. Pour cette prestation, une baisse de tarif est proposée.

La prestation « Manœuvres sur le RPT pour le compte du client dans le cadre d'une séparation de réseau » permet de réaliser les manœuvres d'exploitation visant à séparer l'installation du client du RPT afin de lui permettre d'intervenir de manière ponctuelle sur son installation, puis remettre son installation sous tension lorsque son intervention est terminée, Cette prestation, décrite dans le CART, est réalisée sur devis.

La prestation « Travaux programmés RTE : service personnalisé » permet au client de minimiser la durée d'interruption liée aux travaux programmés et donc son impact sur son activité. Cette prestation, décrite dans le CART, est réalisée sur devis.

La prestation de « Déconnexion » permet de séparer tout ou partie du poste client de toute connexion au RPT de manière pérenne (sans échéance connue de reconnexion). Cette prestation, décrite dans le CART, est réalisée sur devis.

La prestation « Mesurer vos flux en temps réel » est un service offert depuis 2005, consistant à installer dans le dispositif de comptage un appareil, appelé transducteur, qui permet au client d'accéder à des mesures complémentaires aux données relatives au comptage déjà disponibles dans le service de base.

Prestations annexes préexistantes

Le service « Echanges de blocs » est maintenu au tarif de septembre 2018.

Le service « d'interconnexion aux frontières françaises » est maintenu au tarif actuellement proposé.

Le service « Qualité de la tension plus » et le service « Sup Quali Plus » sont deux prestations sur la qualité de l'onde qui permettent d'offrir au client consommateur un regard croisé sur les perturbations ressenties par ses installations, au travers de la surveillance, de l'analyse et de l'information sur les creux de tension. Elles comprennent un engagement de RTE sur un nombre maximal de creux de tension par année civile. Pour celles-ci encore, les tarifs existants sont maintenus.

Enfin, le service « de décompte » permet à un site qui ne peut bénéficier d'un accès au réseau, car indirectement raccordé au RPT par l'intermédiaire de l'installation d'un client détenteur d'un CART, d'avoir un accès au marché de l'électricité. Cette prestation a fait l'objet en 2018 d'une évolution tarifaire dont le but était de mieux équilibrer les charges associées et les revenus de RTE, et d'un complément en 2019 (OA partiel). RTE propose de maintenir le tarif avec une mise à jour dans le cas du décompte déclaratif..

Planning prévisionnel

La consultation publique aura lieu du 12 mars au 16 avril.

La délibération pré-CSE est envisagée au 30 avril, pour une délibération post CSE au 4 juin.

Enfin, le ministre disposant d'un délai de deux mois pour s'opposer à cette décision, l'entrée en vigueur effective est prévue au début août.

La délibération de la CRE devrait intervenir vers le début septembre.