



Qualité de service et actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité

Date de la contribution : 02/12/2019

RTE répond ci-après aux questions 17 à 34 de la consultation publique de la CRE du 17 octobre 2019 N°2019-018 relative à la qualité de service et aux actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité.

RTE est favorable au maintien d'une régulation incitative appliquée à la qualité de service. L'existence d'une régulation de ce type est une manière, pour le régulateur et la collectivité, de s'assurer que l'entreprise en monopole ne se réfugie pas dans sa position monopolistique au détriment de la satisfaction de ses clients, obligés.

Pour autant, il paraît important de souligner que le choix fait par les salariés de RTE de travailler au sein d'un monopole, *a fortiori* opérateur d'importance vitale, est bien souvent motivé par le souhait de contribuer au bon fonctionnement du système électrique public. Il ne faut donc pas surestimer l'effet des incitations sur les comportements et le sens donné au travail.

Au-delà de ces considérations qualitatives, il importe de veiller à ce que la régulation incitative ne se transforme par en une gestion administrative lourde qui *in fine* pourrait écarter l'entreprise des modes de fonctionnement réactifs qui sont attendus d'elle et ne se traduise par la multiplication des indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière. Il serait compréhensible que certains indicateurs pour lesquels un niveau satisfaisant ou très satisfaisant a été atteint, continuent à être suivis à titre d'information mais sortent des mécanismes d'incitation, permettant ainsi à d'autres indicateurs d'entrer dans le champ de la régulation sans alourdir celle-ci.

Cette régulation incitative doit continuer, selon RTE, à respecter l'état d'esprit constructif qui a prévalu à l'instauration des indicateurs et mécanismes d'incitation des tarifs précédents. En particulier, les indicateurs doivent pouvoir être mesurés de manière objective, ils doivent correspondre à des sujets sur lesquels RTE dispose de leviers d'action et les cibles fixées doivent être accessibles et définir un chemin de progrès pour RTE, au bénéfice de la collectivité. De plus, les mécanismes d'incitation, jusqu'à présent dits « centrés en espérance » - autrement dit au début de la période tarifaire, la probabilité pour RTE de faire mieux que la cible est égale à celle de faire moins -, ont montré leur efficacité et semblent devoir perdurer dans leur principe. Aussi RTE n'est-il pas favorable à la mise en place de dispositifs qui seraient perçus comme uniquement punitifs car conçus uniquement pour sanctionner, telles les régulations incitatives asymétriques, ne connaissant que le malus, et la régulation incitative sur les délais de mise en œuvre des demandes formulées par la CRE.

RTE sera aussi attentif à ce que les objectifs fixés par la régulation incitative soient cohérents avec les ressources allouées par le régulateur dans le cadre du tarif. Cela est vrai pour la qualité de service comme pour d'autres domaines potentiellement soumis à incitation.

Enfin, RTE souhaite rappeler d'une part qu'en plus de ceux qui sont suivis ou incités par la CRE, il suit, pour son pilotage infra-annuel et annuel, de nombreux autres indicateurs de service rendu aux utilisateurs du réseau et, d'autre part, que la qualité de service fait déjà l'objet d'une mesure de la qualité perçue *via* :

- L'enquête de satisfaction des clients, réalisée tous les ans,
- Les enquêtes dites « flash » envoyées à la suite d'un moment clef du parcours client.

Question 1 : Êtes-vous favorable aux nouveaux niveaux d'objectifs des 6 indicateurs existants envisagés par la CRE ?

Question 2 : Y a-t-il des indicateurs non pertinents ou ayant perdu de leur intérêt à ce stade du déploiement de Linky et de son environnement associé ?



Question 3 : Êtes-vous favorable aux orientations de la CRE s'agissant de la régulation de la migration des compteurs dans le système d'information Ginko ?

Question 4 : Êtes-vous favorable aux niveaux des incitations envisagées par la CRE ?

Question 5 : D'autres indicateurs pourraient-ils être envisagés permettant de s'assurer de l'exploitation des données collectées dans l'intérêt de la qualité et / ou du coût du service rendu ?

Question 6 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'ajuster les niveaux des objectifs des trois indicateurs mentionnés au regard des performances d'EDF SEI sur ces indicateurs ? Êtes-vous favorable aux niveaux envisagés des objectifs et incitations des indicateurs existants ?

Question 7 : Souhaitez-vous que la méthode utilisée pour calculer le critère B (durée moyenne de coupure des utilisateurs BT) d'EDF SEI soit modifiée en utilisant la définition d'évènement climatique exceptionnel retenue par EDF SEI ?

Question 8 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de demander à Enedis d'étudier la possibilité de simplifier le modèle de prévision des pertes utilisé pour la reconstitution des flux ?

Question 9 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE d'adapter les indicateurs relatifs à la fiabilité du bilan électrique (modification de l'indicateur de l'énergie non affectée en Recotemp (ENA) et introduction d'un indicateur de la qualité de la remontée des courbes de charge) ?

Question 10 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de réduire le nombre d'indicateurs suivis ? Quels sont les indicateurs qui devraient être supprimés ?

Question 11 : Êtes-vous favorable à la démarche proposée par la CRE d'inciter Enedis non plus sur le respect d'une date convenue mais sur la base d'un délai nominal entre la demande de raccordement et la mise en service effective, hors délais dépendant de facteurs exogènes (autorisations administratives par exemple) ?

Question 12 : Êtes-vous favorable à l'introduction du suivi par les ELD du délai moyen de raccordement par catégorie d'utilisateurs ?

Question 13 : Êtes-vous favorable à l'introduction du suivi d'un indicateur de qualité perçue sur les opérations de raccordement d'Enedis, tel que proposé par la CRE ?

Question 14 : Êtes-vous favorable à la démarche proposée par la CRE pour fiabiliser le calcul du critère B (durée moyenne de coupure des utilisateurs BT) ? Êtes-vous favorable au calendrier proposé par la CRE ?

Question 15 : L'introduction d'une incitation financière sur l'indicateur de suivi des clients mal alimentés vous semble-t-elle pertinente ?

Question 16 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'inciter financièrement les trois indicateurs actuellement



suivis de disponibilité des lignes téléphoniques d'Enedis ?

Question 17 : Partagez-vous l'avis des acteurs rencontrés par la CRE et les résultats de l'enquête de satisfaction réalisée par RTE selon lesquels la qualité de service du gestionnaire de réseau de transport est globalement satisfaisante ?

Oui

Commentaire :

La satisfaction des clients de RTE, remontée dans les résultats des baromètres annuels, est à un bon niveau. Ces baromètres mettent en lumière les sujets prioritaires pour les clients et permettent *in fine* une amélioration continue de la qualité de service. En effet, RTE s'appuie sur les attentes de ses clients et, notamment, sur les résultats de l'enquête de satisfaction pour ajuster sa feuille de route, dans l'optique de mettre en œuvre une organisation et des services toujours mieux adaptés aux besoins de ses clients et prospects. RTE souligne à ce sujet que ses clients (consommateurs industriels, gestionnaires de réseau de distribution, producteurs, acteurs de marché) sont par nature très différents les uns des autres, et ont donc des attentes différentes vis-à-vis du gestionnaire du réseau de transport.

Dans ce cadre, les réponses à cette consultation sont importantes et seront suivies de près par RTE.

RTE se propose de compléter prochainement son dispositif de mesure, actuellement annuel, pour mieux cibler les besoins de ses clients et prendre les actions correctrices nécessaires.

En complément, RTE poursuit sa démarche d'engagements de services, initiée en 2017 et allant au-delà des engagements contractuels. Cette démarche permet à l'entreprise de se renouveler au quotidien sur des problématiques clés remontées par les clients. Après deux ans de mise en œuvre, un bilan nous permettra d'adapter notre feuille de route et les engagements pris, pour intégrer au mieux les évolutions du secteur et les nouveaux besoins des clients.

Question 18 : Partagez-vous l'analyse de la CRE s'agissant de la définition des enjeux prioritaires pour la qualité de service de RTE, enjeux qui pourraient faire l'objet de nouveaux indicateurs ?

Oui

Commentaire :

RTE est organisé en lignes de produits ciblant des enjeux clés pour répondre aux attentes de ses clients sur plusieurs axes :

- Accès aux données (comptage/réseau et marché),
- Raccordement,
- Qualité de l'électricité,
- Marchés de l'électricité,
- Et de façon transverse, la relation clientèle.



Les indicateurs évoqués dans la présente consultation se retrouvent globalement dans ceux identifiés et suivis par ces lignes de produit. Ils permettent de donner un éclairage sur les processus mis en place et d'en améliorer la performance, donc la satisfaction client.

C'est pourquoi RTE prendra en compte les attentes exprimées par l'ensemble des parties prenantes pour améliorer l'expérience client et pilotera la qualité de service par les indicateurs de suivi jugés le plus pertinents pour la mesurer.

Question 19 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de mettre en place un suivi des délais moyens de raccordement ainsi que du respect des délais de raccordement figurant dans la convention de raccordement ?

Ni favorable, ni défavorable

Commentaire :

Concernant le suivi des délais moyens de raccordement :

RTE comprend l'intérêt fort pour le client des délais indiqués dans la proposition technique et financière (PTF). Pour autant, ces délais incluent une première période, jusqu'à la signature de la convention de raccordement, que RTE subit sans avoir aucun levier d'action pour la raccourcir. C'est pourquoi RTE propose que le suivi des délais moyens de raccordement porte sur le délai entre la signature de la convention de raccordement et la mise à disposition de l'ouvrage de raccordement, et non entre la PTF et la mise à disposition du raccordement⁽¹⁾.

En effet, les indicateurs faisant l'objet d'un suivi doivent permettre d'apprécier la performance de RTE. Or :

- de la PTF à la signature de la convention de raccordement, les délais comprennent des délais de procédures administratives qui, avec la notion de « projet unique », sont portés par le client et dépendent des délais d'instruction de l'administration ; ces délais ne permettent pas de mesurer la performance de RTE, dans la mesure où RTE ne dispose que de très peu de leviers d'actions pour les réduire. Durant ce délai RTE réalise, en temps masqué pendant ces procédures administratives et en transparence avec le client, l'ensemble des études détaillées afin de pas ralentir le projet ;

- de la signature de la convention de raccordement à la mise à disposition de l'ouvrage, les délais correspondent uniquement aux délais de réalisation des travaux, pour lesquels RTE dispose de leviers d'action. Ces délais sont donc directement liés à la performance de RTE.

Quant à la déclinaison des indicateurs de suivi des délais par catégories d'utilisateurs et domaines de tension, RTE émet des réserves pour les raisons suivantes :

- par catégories d'utilisateurs : cette distinction présente peu d'intérêt puisque les délais sont liés à la consistance du projet et non à la nature de l'utilisateur raccordé ;

- par niveau de tension : le caractère public des indicateurs suivis associé au faible nombre de raccordements en 400 kV et de clients consommateurs (principalement data centers) pose question au regard des contraintes auxquelles est soumis RTE sur les données dites commercialement sensibles (ICS) et le respect du secret statistique s'appliquant aux entreprises (au moins trois observations pour publier une donnée agrégée).

Plus généralement, le faible nombre de projets de raccordement et la grande disparité des projets en termes de consistance (chaque projet est très spécifique) rendent toute décomposition du suivi des délais peu pertinente.



Concernant le suivi du respect des délais de raccordement figurants dans la convention de raccordement :

RTE propose donc de limiter le suivi des délais au respect des délais couvrant la période allant de la signature de la convention de raccordement au raccordement lui-même et non de le faire démarrer à la remise de la PTF, pour les raisons mentionnées ci-dessus, soulignant le caractère exogène des facteurs de retard par rapport aux délais courant entre la PTF et la signature de la convention de raccordement.

De plus, les indicateurs de suivi du respect des délais de raccordement figurant dans la convention de raccordement devraient être enrichis par les causes du retard, le cas échéant : fait du client, fait de RTE, fait de la levée d'une réserve. En estimant ainsi la contribution de RTE aux éventuels retards constatés, et en ne lui imputant pas les retards dont il n'est pas à l'origine, il serait possible d'estimer la performance de RTE en matière de tenue des délais de raccordement, objet de ce suivi.

[1] Cf. la réponse de RTE à la Consultation publique n°2019-012 du 23 mai 2019 relative aux procédures de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, qui propose de limiter l'engagement de RTE en matière de délai aux délais de réalisation des travaux.

Question 20 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle il apparaît pertinent de mettre en place un suivi des écarts entre les coûts figurant dans la PTF et les coûts réellement constatés ?

Oui

Commentaire :

RTE est favorable à la mise en place d'un suivi des écarts entre les coûts figurants dans la PTF et les coûts facturés aux clients : cet indicateur permet en effet le suivi de la performance de RTE pour évaluer la qualité de service associée aux coûts de raccordement. Il s'agit bien de l'indicateur pertinent du point de vue des clients.

Selon la CRE, la mise en place d'un tel indicateur a pour but de s'assurer que les clients contractualisent le « juste prix » du raccordement :

- sous-estimer les coûts peut entraîner leur mise à jour de façon tardive dans le processus de décision des clients ;
- surestimer les coûts peut être dissuasif pour les producteurs qui veulent se raccorder et les orienter vers des solutions différentes et potentiellement moins efficaces.

Cet indicateur pourrait être enrichi par les critères suivants :

- le respect ou non du seuil des 15 % ;
- l'éventuelle levée de réserves liée à une demande du client, de RTE, à une modification de la consistance et donc des coûts



à la suite des procédures administratives.

Concernant la possibilité de mettre en place un suivi des différentes composantes des coûts de raccordement, RTE ne trouve pas cette idée opportune pour plusieurs raisons :

- le faible nombre de projets de raccordement ne permet pas de traitement statistique ;
- la grande disparité des projets en termes de consistance rend l'analyse par composantes de coûts non pertinente ;
- un tel suivi risquerait de conduire RTE à divulguer des informations de prix confidentielles, compte-tenu du faible nombre de projets.

RTE ne souhaite donc pas que la CRE s'engage sur la voie d'un suivi des coûts de raccordement par composant.

En conclusion des questions 19 et 20 : la différence dans le traitement proposé par RTE entre les coûts et les délais s'explique par les facteurs de variation de ces deux éléments. Les délais entre la PTF et la convention de raccordement varient principalement en raison de facteurs exogènes à RTE (liés aux procédures administratives du client et au délai d'instruction de l'administration). Pour les coûts, l'expertise de RTE est essentielle pour estimer le coût des études détaillées et les risques liés à la réalisation des travaux (passage en sous-œuvre...). Ainsi, les variations potentielles des coûts ne sont pas principalement liées à des facteurs exogènes mais à l'aptitude de RTE à anticiper les incertitudes d'un chantier.

Question 21 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle le dispositif actuel relatif à la continuité d'alimentation est satisfaisant ?

Favorable

Commentaire :

RTE considère, comme la CRE, que le dispositif actuel relatif à la continuité d'alimentation est globalement satisfaisant grâce au recalage des cibles entre les périodes TURPE 4 et TURPE 5, qui a rendu le dispositif plus équilibré.

Toutefois, RTE tient à souligner que la pente (force d'incitation) et le niveau de plafond/plancher qui sont désormais très élevés, peuvent conduire à des montants de prime ou de pénalités importants, même pour des écarts relativement faibles par rapport aux cibles et y compris si ces écarts sont liés à des facteurs exogènes (notamment météorologiques).

RTE rappelle en outre que si la fréquence de coupure moyenne tend à se réduire, le temps de coupure moyen (ou temps de coupure équivalent, TCE) est stabilisé autour de 3 minutes (en moyenne sur 10 ans) depuis la fin des années 1990.

Deux facteurs expliquent que le TCE ne diminue plus significativement :

- le réseau public de transport (RPT) est conçu et exploité selon la règle du « N-1 » : la perte d'un seul ouvrage n'entraîne généralement aucune coupure durable d'alimentation (hormis pour les raccordements de certains clients voir plus bas). En revanche, le réseau n'est pas structuré pour assurer la continuité d'alimentation en cas de défauts «



N-k », avec $k \geq 2$ (avaries ou indisponibilités simultanées dans une même zone). L'occurrence d'avaries simultanées, ou d'avarie localisée sur un secteur déjà fragilisé par des retraits d'ouvrages (pour travaux ou maintenance préventive, voire curative) est à l'origine de près de 50% de l'énergie non distribuée (END) constatée sur 10 ans.

- le nombre de clients qui ont fait le choix d'une alimentation non garantie (leur installation n'est desservie que par une unique liaison de raccordement, ou avec un secours ne permettant qu'une réalimentation partielle) : l'examen des données montre que de l'ordre de 50% de l'END sur coupure (et donc du TCE) concerne des postes clients non garantis.

Il serait antiéconomique de chercher à résorber le premier facteur et le second est hors du champ de maîtrise de RTE.

Question 22 : Que pensez de la proposition de la CRE de mettre en œuvre un mécanisme incitatif asymétrique concernant la qualité d'alimentation ?

Défavorable

Commentaire :

RTE n'est pas favorable à la proposition de la CRE qui n'est pas adaptée à l'objectif affiché, à savoir limiter l'incitation à réaliser des investissements trop coûteux qui auraient pour objectif d'améliorer la qualité d'alimentation.

La qualité d'alimentation est la conséquence d'une part de la consistance du réseau (conséquence des choix d'investissements passés) et, d'autre part et de manière plus marginale, de la façon dont le réseau est maintenu et exploité. Les actions de long terme (choix d'investissements) sont primordiales mais n'ont que très peu de conséquence sur le niveau de l'indicateur au cours d'une période tarifaire. Les actions plus immédiates (maintenance et exploitation) sont de second ordre par rapport aux choix d'investissement. Pour autant, on peut comprendre que le régulateur ait jusqu'alors souhaité suivre cet indicateur qui traduit la qualité d'alimentation et reflète le résultat des efforts de RTE dans le cadre d'une de ses principales missions. Si le régulateur considère que le niveau de qualité obtenu aujourd'hui est tel qu'il ne mérite plus d'être récompensé, envisager de ne mettre en place que des sanctions pourrait conduire à renforcer les démarches visant à limiter encore davantage les coupures afin d'éviter un malus qui ne pourra plus jamais être compensé par un bonus.

L'idée d'une régulation asymétrique relative à la qualité d'alimentation ne paraît donc pas une réponse adaptée au questionnement de la CRE relatif à d'éventuels choix d'investissements allant au-delà du nécessaire et qui seraient la conséquence de la régulation symétrique passée. Pour répondre à cette préoccupation et constatant que le niveau de qualité est structurellement bon, la CRE pourrait envisager de suivre et publier l'indicateur sans pour autant l'assortir d'un mécanisme d'incitation, la seule publication obligeant RTE à veiller à la bonne tenue du niveau de l'indicateur pour des motifs de réputation.

En outre, RTE tient à rappeler que :

- les investissements de RTE ne visent pas à bonifier ses résultats financiers mais à apporter de la valeur socio-économique à la collectivité ;
- les investissements relatifs au réseau public de transport ne sont pas motivés par ce dispositif d'incitation tarifaire mais sont choisis en valorisant les coûts évités (END, pertes, maintenance, ...). Ainsi, par exemple, les investissements prévus dans le cadre du schéma décennal de développement du réseau 2019 (SDDR) ne visent pas à améliorer de façon volontariste le niveau de qualité d'alimentation, mais correspondent à ceux dont le coût est inférieur aux coûts



d'END, de pertes, de maintenance ou de congestion qu'ils permettent d'éviter.

Ce dispositif d'incitation tarifaire vise essentiellement à ce que la maîtrise des dépenses d'exploitation de RTE ne se fasse pas au détriment de la qualité de desserte.

En conséquence, modifier le dispositif pour le rendre asymétrique n'aurait d'effet ni sur les décisions ni sur les volumes d'investissements de RTE.

De plus, comme l'ont montré récemment les coupures de courant consécutives aux épisodes neigeux en Auvergne-Rhône-Alpes, le caractère exceptionnel des aléas n'est plus acceptable socialement. Le traitement médiatique d'une coupure relativement brève comme celle vécue encore plus récemment le 27 novembre dans la région Parisienne montre également que les enjeux liés à la qualité de l'électricité sont majeurs.

Enfin, la compétitivité du territoire français en matière énergétique, et plus particulièrement électrique, est directement liée à la qualité d'alimentation et joue un rôle important dans l'attractivité de la France et le développement d'activités économiques (industrielles, tertiaires...) sur notre territoire. RTE considère cette attractivité comme un atout à préserver, et pense que l'évolution envisagée par la CRE risque d'envoyer un signal négatif aux acteurs économiques à l'heure où les pouvoirs publics et Business France souhaitent amplifier les actions destinées à promouvoir l'accueil d'investisseurs à travers les qualités du système électrique national. Il importe donc de continuer à afficher d'une manière ou d'une autre qu'un bon niveau de qualité d'alimentation reste un objectif commun de RTE comme du régulateur, au bénéfice de l'ensemble des clients directs et indirects de RTE.

Question 23 : Êtes-vous satisfait du respect des engagements contractuels de RTE quant à la qualité de l'électricité ?

Ne se prononce pas

Commentaire :

RTE s'attache à respecter les engagements contractuels pris avec ses clients, y compris avec des niveaux d'engagements qui se sont sensiblement renforcés ces dernières années. Au-delà des engagements sur les coupures, RTE est par ailleurs l'un des rares GRT, si ce n'est le seul, à proposer à ses clients des prestations leur permettant de se couvrir contre les risques liés à la survenue de creux de tension.

Le taux de respect des engagements est plus faible pour les clients de RTE du secteur ferroviaire du fait, essentiellement, de la conception originelle des réseaux d'alimentation des sous-stations des lignes ferroviaires les plus anciennes (les plus nombreuses). Leurs configurations et modes d'exploitation conduisent structurellement à un nombre élevé de coupures brèves. Cette situation rend difficile le respect de seuils d'engagement qui ont été fixés selon les mêmes règles que pour les autres clients de RTE, alors que les coupures brèves sont non préjudiciables à la traction ferroviaire, les sous-stations dites « encadrantes » reprenant la charge de la sous-station défaillante.

Question 24 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de faire rentrer cet indicateur dans la liste des indicateurs que RTE doit publier ?

Favorable



Commentaire :

RTE n'est pas opposé à la publication de cet indicateur sur la durée moyenne de dépassement de tension. Pour autant, il ne permet pas de refléter de façon pertinente la qualité de l'onde de la tension vécue par l'ensemble des utilisateurs du RPT. En effet, les niveaux de tension 400 kV et 225 kV, sur lesquels est calculé l'indicateur actuel, concernent principalement des installations de production et très peu d'installations de consommation, majoritairement raccordée en 90 kV et 63 kV. Aussi, RTE souhaite, comme la CRE, engager une concertation avec tous les utilisateurs du RPT pour élaborer un ou plusieurs autres indicateurs pertinents.

Au-delà de la durée des dépassements, RTE propose que cet indicateur soit complété par un indicateur permettant de comparer la durée des dépassements à une référence pertinente qui pourrait être la durée totale de la période d'observation. Cette proposition sera soumise lors de la concertation sur les indicateurs de la qualité de l'onde.

Les réflexions à mener sur l'élaboration d'autres indicateurs pertinents devront tenir compte de la performance de moyens de mesure au niveau des interfaces entre le RPT et les installations des clients.

En outre, RTE rappelle que l'exploitation du réseau dans le haut de la plage normale réglementaire, et rappelée par RTE dans sa Documentation Technique de Référence, fait partie des bonnes pratiques vis-à-vis des risques de tensions basses en périodes de forte charges et permet aussi de réduire le volume des pertes électriques. De plus, les matériels sont conçus pour pouvoir être exploités dans cette plage sans limitation de durée et sans risque de dégradation.

Il convient également d'être vigilant au fait que, si la qualité de l'onde en tension est pour partie la conséquence des actions prises par RTE, elle est aussi le reflet d'un certain nombre de variables exogènes à RTE, qu'il est difficile de prévoir et d'anticiper. Sans être exhaustif, on peut citer :

- La diminution de la charge transportée par le RPT du fait du développement de la production distribuée,
- L'évolution du réactif à l'interface RPD/RPT liée à des situations d'injections de réactif de plus en plus fréquentes et importantes (ENR, enfouissement du réseau de distribution),
- Les contraintes mises par les producteurs sur l'usage de leurs moyens pour compenser le réactif (moyens utilisés en compensateur synchrone).

En temps réel, lorsque les moyens de réglage de la tension ne sont pas suffisants, les leviers dont dispose RTE pour garantir une qualité satisfaisante de l'onde sont limités : ils consistent à mettre hors tension des ouvrages du RPT, avec pour conséquences potentielles de dégrader la continuité d'alimentation (réseau moins maillé) et/ou d'augmenter parfois significativement le volume de pertes électriques.

Dans ce contexte, RTE a également lancé des travaux pour étudier la faisabilité d'une contribution nouvelle ou accrue de moyens disposant de capacités de réglage de la tension (ENR raccordées au RPT et au RPD, batteries, liaisons HVDC). Une telle contribution, dont il est nécessaire de définir le cadre technique et contractuel, est une solution qui permettrait de dégager des leviers nouveaux pour améliorer le réglage de la tension, et en particulier mieux maîtriser les tensions hautes.



Question 25 : Considérez-vous qu'il soit nécessaire d'améliorer la planification des travaux ? Que pensez-vous des deux propositions de RTE ?

RTE considère comme nécessaire d'améliorer la planification de ses travaux et s'efforce de progresser en cherchant systématiquement les périodes de moindre impact avec les utilisateurs du réseau afin de minimiser la gêne occasionnée par les interruptions programmées de leur alimentation.

Depuis plusieurs années, RTE a ainsi mis en place des enquêtes annuelles auprès de ses clients afin de recueillir leurs souhaits et de connaître les périodes les mieux adaptées à leur process industriel mais également pour leur signaler les interventions de maintenance à programmer sur les ouvrages RTE susceptibles d'avoir des conséquences sur leur alimentation.

Dans le même temps, RTE a réduit la durée contractuelle maximale d'interruption de l'alimentation des consommateurs industriels de 5 jours sur 3 ans, à 3 jours sur 3 ans, depuis le 1er janvier 2016.

Les acteurs se sont exprimés au travers de l'enquête lancée par RTE fin 2017. Sur la planification des travaux, les notes accordées s'échelonnent de 6,6/10 pour le segment des distributeurs à 7,6/10 pour le segment des consommateurs industriels (7,4/10 pour le segment des producteurs).

RTE a donc proposé des actions visant à améliorer ce processus opérationnel de programmation des travaux, en renforçant sa structuration et la traçabilité des échanges entre RTE et ses clients au fil des mois précédant une intervention.

Au-delà de l'objectif de transparence, les notions de partage réciproque des enjeux et opportunités entre les parties sont à insuffler, notamment dans le cadre de la transition énergétique et du développement de la production ENR : la gestion prévisionnelle des conséquences des travaux est rendue plus complexe compte-tenu de la faible prévisibilité de la production ENR, d'une part, et de potentielles incohérences entre les contrats en vigueur sur le RPT et le RPD, d'autre part. La plateforme mise en place pourrait être le vecteur de ce partage.

Question 26 : Êtes-vous satisfait du traitement actuel des réclamations par RTE et partagez-vous l'analyse de la CRE quant à l'intérêt d'inciter RTE sur l'indicateur relatif au taux de réponses sous 30 jours ?

Ne se prononce pas

Commentaire :

La notion de « réponse » pouvant être ambiguë, il importe de distinguer les différents niveaux de réponse que constituent : un accusé de réception de la demande, une première analyse d'une réclamation, et l'aboutissement du processus à une réponse complète. Le délai de 30 jours correspond bien à une réponse complète de RTE sur la réclamation, nécessitant cette analyse, et non au délai d'envoi d'un accusé de réception conformément à ce qui est décrit dans le code de bonne conduite.

La plupart des réclamations des clients de RTE sont complexes et nécessitent un temps important d'analyse. A titre



illustratif, certaines réclamations récentes de producteurs au sujet du paiement de la quote-part relative au développement des capacités d'accueil des ENR se sont achevées par des différends portés au CoRDiS.

Dans ce contexte, RTE met tout en œuvre pour répondre au mieux aux réclamations, en privilégiant la qualité de réponse au délai. RTE s'attache à tenir les clients informés de l'évolution de leur dossier.

Malgré la faible volumétrie des réclamations, RTE travaille à améliorer l'efficacité de ses process pour réduire le délai de réponse tout en maintenant sa qualité.

RTE s'engageant à tenir les clients informés de l'avancée du traitement de leur dossier et préférant mettre l'accent sur la qualité apportée à la réponse, RTE n'estime pas nécessaire une incitation sur le délai de réponse.

Cependant, les réclamations dont le temps de traitement est long, impliquent souvent un enjeu financier pour le client. Ce dernier demande alors une indemnisation du préjudice qu'il pense avoir subi. Le traitement de ces dossiers peut prendre un temps certain lié aux nombreux échanges nécessaires entre le client, RTE, les assureurs concernés ainsi que les experts missionnés. Au regard de l'enjeu associé à ces dossiers, RTE estime que, plutôt qu'une incitation sur le délai de réponse à la réclamation, il pourrait être plus pertinent d'envisager une incitation sur la capacité à traiter dans un délai raisonnable les dossiers d'indemnisation de ses clients, sachant que cela aura un coût induit par le besoin de renforcement des moyens de RTE.

Question 27 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de mettre en place une incitation au respect des délais d'intervention prioritaire de dépannage de compteur et aux niveaux d'engagement seuil proposés ?

Ni favorable, ni défavorable

Commentaire :

RTE est ouvert à la mise en place d'une incitation au respect des délais d'intervention prioritaire de dépannage des installations de comptage.

Toutefois l'immense majorité de ces interventions ne concerne pas directement les compteurs eux-mêmes mais les organes et/ou les liaisons télécom permettant de rapatrier les données. Une régulation incitative ne saurait porter sur un périmètre qui dépasse celui des responsabilités de RTE telles que définies au chapitre 4 des conditions générales des Contrats d'Accès au Réseau de Transport (CART).

En outre, il serait complexe de mettre en place une régulation incitative sur les délais d'interventions relevant du périmètre d'activités des gestionnaires de réseau télécom, fournisseurs de RTE, dont la qualité de service est elle-même régulée par l'Autorité de Régulation des Communications Electroniques et des Postes (ARCEP).

Dans une logique d'optimisation de sa qualité de service et de recherche de performance dans la mobilisation des équipes de RTE, les indicateurs qui figurent aux tableaux 22 et 23 du paragraphe 3.2.5.1 de la note technique de la consultation



publique sont calculés sur la base d'un délai d'intervention maximal fixé à 48 h, soit une rapidité d'intervention volontairement raccourcie d'un tiers par rapport aux engagements contractuels (3 jours ouvrés), définis dans le CART dont les trames ont été soumises à l'avis ou à l'approbation de la CRE. Une incitation à réduire le temps d'intervention devrait donc, en toute logique, s'accompagner d'une adaptation des engagements contractuels et d'une modification du dimensionnement et de la répartition géographique des équipes de RTE en charge d'intervenir afin de leur permettre de réagir plus rapidement. A nouveau, une telle évolution de la régulation incitative doit être mise en balance des moyens attribués par le tarif pour permettre à RTE de remplir ses missions.

Pour RTE, il est nécessaire au regard des remarques précédentes, que la mise en place d'une incitation soit précédée d'une phase d'échanges approfondis avec les services de la CRE sur la base de métriques correspondant au périmètre d'activités à piloter et aux engagements contractuels à tenir. Il paraît à cet égard prématuré de chercher à définir le niveau de performance attendu pour l'année 2021 et la trajectoire envisagée pour la période TURPE 6.

En tout état de cause, il semble préférable que le seuil d'une éventuelle régulation incitative soit aligné sur les engagements contractuels de RTE (3 jours ouvrés).

Question 28 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un indicateur sur les délais d'installation/changement de compteurs ?

Défavorable

Commentaire :

RTE n'a enregistré aucune réclamation relative à un dépassement de délais sur l'installation ou le changement d'un dispositif de comptage relevant de son périmètre de responsabilités tel que définit au chapitre 4 des conditions générales des Contrats d'Accès au Réseau et à l'article 4.8 de sa Documentation Technique de Référence. RTE observe par ailleurs que les paramètres permettant d'objectiver la date de début du délai d'installation ne sont pas précisés au paragraphe 3.2.5.2 de la note technique de la consultation publique.

Au regard des remarques précédentes, du faible nombre de nouvelles installations, du haut niveau de satisfaction exprimé par ses clients sur le domaine comptage (87%) et de l'attention particulière portée à toute réclamation, RTE n'estime pas nécessaire l'introduction d'un indicateur ni d'une régulation sur cette activité.

Question 29 : Êtes-vous d'accord avec la liste des données prioritaires proposée par la CRE pour Enedis ? D'autres données que celles proposées par la CRE devraient-elles faire l'objet d'un suivi voire d'une incitation financière ?

RTE partage l'avis de la CRE sur la nécessité que les acteurs du système électrique s'échangent des données de qualité, fiables et dans les délais impartis, pour le bon fonctionnement de l'exploitation du système. Ces aspects prennent une importance grandissante avec la multiplication des échanges de données, consécutives aux évolutions du secteur (disparition progressive des tarifs réglementés, fin partielle du tarif de cession d'EDF, mise en place progressive des compteurs intelligents, création de nouveaux mécanismes de marché et participation de plus en plus importante des capacités raccordées au réseau de distribution...).



Conscient de l'augmentation du taux d'effort que cela entraîne pour eux, RTE a fait de la pédagogie et de l'accompagnement auprès des gestionnaires de réseau de distribution une priorité depuis plusieurs années. Cette priorité figure dans le plan d'actions suivi au plus haut niveau de l'entreprise. C'est dans ce cadre, notamment, que RTE a lancé des projets pour faciliter la remontée de données relatives au RPD dans le cadre de la mise en œuvre des mécanismes de marché. Par ailleurs, l'accompagnement de proximité a été renforcé avec des interventions pédagogiques lors de salons clients distributeurs (entre 5 et 10 en 2019) et au sein de la Commission permanente de l'UNELEG. Enfin, un effort important a été fait sur le volet digital avec la mise en ligne de pages pédagogiques et de tutoriels sur le site internet de RTE. Ces outils, voués à être enrichis, sont particulièrement appréciés par nos partenaires distributeurs.

Concernant les données prioritaires envisagées par la CRE pour Enedis, RTE estime que le taux de charge (d'une liaison ou d'un transformateur) ne constitue pas en soi une donnée pertinente et suffisante pour permettre la mise en place ou la localisation d'une solution de flexibilité. En effet, le critère le plus pertinent pour qualifier l'intérêt d'un renforcement du réseau (qu'il s'appuie sur une solution structurante ou sur une solution flexible) consiste en une analyse mettant en regard le coût de la solution et l'estimation du gain pour la collectivité lié à sa mise en œuvre. Sur les aspects gain, une solution de renforcement vise, pour rappel, à soulager la contrainte sur une projection future du réseau complet ou dégradé (en cas d'un aléa sur une ligne).

En effet, la valorisation d'une solution est souvent liée à son apport lors de situations dégradées (il s'agit là d'aléas durant quelques heures dans l'année, et cette valorisation est donc probabilisée par un taux de défaillance des liaisons). Ainsi, une ligne faiblement chargée en moyenne peut constituer une fragilité sur le réseau en mode dégradé (si son transit d'origine est fortement modifié par le report de tout ou partie du transit existant sur les lignes voisines avant leur défaillance) ce qui nécessiterait donc de la renforcer, tandis qu'à l'inverse, une ligne fortement chargée en moyenne peut être robuste à des modes dégradés, ce qui fait qu'elle ne nécessite aucune solution de renforcement.

De plus, dans le contexte actuel de raccordement massif de productions ENR sur le réseau de distribution, qui entraîne mécaniquement une hausse très significative des refoulements de puissance du RPD vers le RPT (hausse de 40% des volumes entre 2016 et 2018), le faible taux de charge d'un transformateur RPT/RPD peut cacher l'existence de sollicitations extrêmes dans les deux sens.

Question 30 : Êtes-vous en accord avec la liste des données prioritaires proposée par la CRE pour RTE ? D'autres données que celles proposées par la CRE devraient-elles faire l'objet d'un suivi voire d'une incitation financière ?

S'agissant des demandes de certification :

RTE a en effet rencontré début 2019 des difficultés quant aux traitements des demandes de certification des capacités, difficultés ayant conduit à des manquements dans le respect des délais réglementaires (à savoir 15 jours).

Ces délais (dont une partie résulte d'externalités sur lesquelles RTE n'a pas de moyen d'action), qui ont été fortement améliorés depuis le printemps 2019, tiennent à deux facteurs transitoires : (i) la période de rodage des outils de process pour l'ensemble des acteurs et (ii) le contexte particulier de l'année 2019 pour laquelle l'exercice de certification porte sur plusieurs années de livraison (2021, 2022, 2023), conduisant à ce que RTE ait dû traiter plus de 5 400 demandes de certification et de rééquilibrage sur les 12 derniers mois. RTE anticipe donc pour les années futures le retour à un régime



normal, la montée en puissance des équipes, des systèmes d'information et de l'organisation mise en place (y compris par les autres gestionnaires de réseau) devant conduire au respect des délais.

RTE ne s'oppose ainsi pas à la mise en place d'un suivi mais estime qu'il est prématuré de mettre en place une régulation incitative, compte-tenu du caractère très récent du mécanisme.

S'agissant des données publiées :

-

RTE identifie une insatisfaction ressentie par les acteurs portant sur les données relatives au niveau de certification effectif (ci-après « NCE »). Le NCE reflète la disponibilité réellement mesurée des capacités, information qui n'est pas publiée mais est transmise à chaque acteur. Conformément aux règles du mécanisme de capacité, RTE transmet régulièrement des estimations de NCE aux acteurs pour les différentes années de livraison passées.

Il convient de rappeler que le premier NCE (pour l'année de livraison 2017) dit « définitif » sera transmis au 1er mars 2020. RTE est d'ores et déjà sensibilisé à l'enjeu pour les acteurs et accompagne les GRD et les autres acteurs pour améliorer la qualité des données.

D'une façon générale, certaines dispositions du Clean Energy Package créent des incertitudes sur les évolutions possibles, voire le maintien, du mécanisme de capacité. Dans ces conditions, il convient d'être prudent dans la mise en œuvre de dispositifs de régulation incitative.

Sans s'y opposer, RTE considère qu'il est prématuré d'envisager la mise en place d'un suivi sur les publications de données ainsi qu'une éventuelle régulation incitative.

Question 31 : Êtes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitative portant sur un calendrier et des modalités de mise à disposition des données par les opérateurs de réseau d'électricité ?

Ni favorable, ni défavorable

Commentaire :

RTE peut comprendre le souhait du régulateur de mettre en place une régulation incitative portant sur un calendrier de mise à disposition des données, pour les éléments qui relèvent de ses missions et selon les termes spécifiés dans les textes associés. Cependant, concernant certaines données, la faculté de mettre à disposition les données dépend d'actions de tiers, RTE ne peut donc être tenu responsable de retards liés à d'autres intervenants, ce dont une éventuelle régulation incitative devrait tenir compte. Concernant les modalités de transmission des données, RTE considère qu'elles ne peuvent faire l'objet d'une régulation incitative et que les prescriptions techniques doivent rester du ressort de RTE.

Par ailleurs, RTE précise qu'il a engagé depuis plusieurs années la mise en œuvre d'une offre de services, renouvelée, d'accès aux données fondamentales pour les mécanismes de marchés (en complément/parallèle de la plateforme EMFIP), disponible via le Portail services de RTE (services web et/ou API).



Question 32 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'indicateurs de suivi mesurant la qualité des données transmises par les opérateurs de réseau ?

Favorable

Commentaire :

RTE peut comprendre l'intérêt qu'il y a à mettre en place des indicateurs mesurant la qualité des données transmises par les opérateurs de réseau. Cependant la qualité attendue doit être mise en regard de la rapidité de transmission et des coûts associés. Pour être calculés et publiés, les indicateurs devront être précisément spécifiés et les délais nécessaires pour la mise en place effective du suivi devront être pris en compte.

Question 33 : Êtes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitative pour assurer le respect des délais de mise en œuvre des demandes formulées par la CRE ?

Ni favorable, ni défavorable

Commentaire :

RTE comprend et partage l'objectif poursuivi par la CRE (mise en œuvre par les opérateurs, dans des délais appropriés, des actions nécessaires à une utilisation plus efficace des réseaux publics, en réponse aux demandes formulées par la CRE), mais émet des réserves sur le dispositif proposé pour l'atteindre.

Lorsque des innovations des utilisateurs du réseau, sources de valeur pour la collectivité, sont conditionnées à des évolutions relevant du champ d'action des gestionnaires de réseau, alors il relève des missions des opérateurs de mettre en œuvre ces évolutions dans les meilleures conditions de coûts et de délais, dans la mesure où la valeur des innovations dépasse le coût des évolutions requises. Le cas échéant, avec l'appui du régulateur et, si nécessaire, des parties prenantes, il est justifié que l'opérateur définisse une feuille de route pour la mise en œuvre des actions requises, en précisant les ressources et les délais nécessaires, puis rende compte de l'avancement de cette feuille de route en démontrant qu'il met en œuvre tous les moyens à sa disposition pour tenir les objectifs convenus.

Le dispositif envisagé par la CRE peut trouver du sens si RTE ne respecte pas certains délais et si la CRE constate que ces dérives ne résultent pas d'éléments exogènes, mais d'un réel défaut de maîtrise de RTE. Ces circonstances sont toutefois extrêmement rares. L'analyse du fonctionnement sur les dernières années montre qu'il n'y a pas matière à considérer que de telles situations ont dépassé le stade de l'exception, et rien n'amène à penser qu'elles pourraient se systématiser à l'avenir au point de nécessiter une régulation dédiée.

Pour autant, RTE conçoit que le constat, *ex post*, de dérives importantes et non fondées puissent mécontenter la CRE et, le cas échéant, motiver des sanctions financières, mais préconise un traitement au cas par cas, à initier sur la base d'éléments avérés.

La régulation incitative proposée par la CRE pose en effet plusieurs questions :

- Comment garantir que le délai fixé par la CRE est compatible avec les ressources nécessaires et disponibles de l'opérateur pour répondre à la demande ?



- Quel pourrait être l'impact d'un redéploiement de ressources de l'opérateur pour atteindre l'objectif, au détriment d'autres projets ?

RTE ne peut faire l'objet de régulations à la fois sur les objectifs et sur les moyens si les deux ne sont pas définis de manière cohérente. RTE n'est pas opposé à la régulation sur les objectifs, accompagnée d'une certaine liberté de moyens afin de pouvoir dégager des leviers permettant d'atteindre les objectifs visés dans la régulation.

La mise en œuvre d'un tel dispositif pourrait donc nécessiter, en amont :

- une définition commune et partagée entre l'opérateur et la CRE des délais et ressources nécessaires à la mise en œuvre de l'action identifiée, pour garantir leur adéquation ;
- et surtout, une approche proportionnée et une priorisation des travaux à mener aux regards des enjeux associés.

Enfin, la régulation incitative devrait également prévoir de neutraliser l'impact sur RTE de retards et de surcoûts indépendants de sa volonté. A titre illustratif et non exhaustif, RTE est exposé à un champ de contraintes exogènes de plusieurs ordres :

- Contraintes de nature juridique, avec la multiplication des recours contre ses installations par des opposants de principes, ou des CoRDIs intentés par les acteurs pour profiter de failles juridiques ;
- Contraintes environnementales (périodes de nidification, saisons propices aux travaux...) ;
- Difficultés rencontrés par certains fournisseurs sur des projets innovants, ou dépendance au calendrier de certains fournisseurs essentiels ;
- Réglementation européenne avec parfois des incertitudes quant aux modalités d'implémentation de certaines dispositions (ex : seuil de 70% minimum d'allocation au marché des capacités interconnexions établi dans le Règlement Marché Intérieur).

Question 34 : Ces actions des gestionnaires de réseaux vous semblent-elles prioritaires ? Quelles modalités de détermination des sujets devant faire l'objet d'une incitation financière vous semble-t-il nécessaire de mettre en œuvre ?

RTE travaille activement à faciliter l'accès des nouveaux gisements de flexibilités au réseau et aux marchés de l'électricité, afin d'assurer que le système électrique de demain sera en mesure d'utiliser tous les moyens disponibles pour remplir l'ensemble de ses missions de service public.

RTE s'apprête ainsi à publier en ligne début 2020 les contraintes réseau suite aux Schémas S3REnR, conformément aux échanges menés lors des réunions de concertation en 2019.

RTE a également mis en place en 2019 un groupe de travail pour réfléchir au cadre réglementaire et contractuel permettant la valorisation des flexibilités offertes par des opérateurs tiers au service du réseau, qui a permis de partager sur l'insertion du stockage dans l'ensemble des contrats et mécanismes de marché. C'est ainsi que des expérimentations sont en cours dans le cadre des services système fréquence (réserves primaire et secondaire). Par ailleurs, des dispositions simplifiées ont été insérées dans les règles du mécanisme de capacité afin de pouvoir valoriser des actifs de stockage



engagés dans les services système (fréquence). Dans ce même mécanisme, les flexibilités de stockage peuvent également participer à l'appel d'offres long terme (en cours).

RTE mène une concertation visant à redéfinir les conditions de participation du stockage au mécanisme d'ajustement, qui doit à terme devenir le mécanisme unique d'activation des flexibilités. En effet il n'existe pas de modalités dédiées pour les unités de stockage permettant de prendre en compte leurs caractéristiques spécifiques, notamment lorsque celles-ci ne sont pas intégrées à un site de production ou de consommation. Les évolutions permettant de mettre à disposition des conditions de valorisation plus favorables seront réalisées étape par étape selon un calendrier établi dans le cadre de la concertation sur les évolutions des règles de mécanisme d'ajustement et tenant compte des cas d'usage décrits par les acteurs de marché

Enfin, RTE a proposé à la CRE un calendrier de travail approfondi sur le point particulier de la valeur pour le réseau des flexibilités apportées par les actifs de stockage court, et l'identification des situations du réseau dans lesquelles cette valeur pourrait être suffisante pour justifier une incitation à des localisations intéressantes pour le réseau.