Entité émettrice : RTE – Direction Clients et Services **Nature du document :** Compte rendu		
Version : 1	**Commission Accès Réseau** **Compte rendu de la réunion du 22/11/2022**	**Date d'approbation :** 03/01/2023
	5 Pages	0 **Annexes**

Participants (hors RTE)	**Entreprise**
ANDRE Théo	FEE
ANN Fatou-cisse	VERALLIA
BAILONE Bruno	ENEDIS
BENOIT Hannah	URM METZ
BOISSY William	H2V
BOS Alain	EDF RE
BOSCQ Aimé	ENERPLAN
DEBOLD Xavier	EDF
DEVAUX Willy	GRTGAZ
EHRLICH Stephane	GE
FERANDELLE David	SNCF RESEAU
FERRE Maxime	Syndicat ELE
FORTIN Florian	ENEDIS
FOULARD Benjamin	AMARENCO
FRUCHART Michel	ENGIE
GERARD Frédéric	H2V
GIMENEZ Sébastien	ENGIE

JAILLON Eric	AMARENCO
JOURJON Didier	ENEDIS
LAHOCHE Benoit	SICAE-OISE
LEGRAND Xavier	ENEDIS
LOOCK Bertran	SHEM/ENGIE
Muller Pierrick	CRE
MUSHAMALIRWA Daudi	GE
PARENT Pierre	ZE ENERGY
PETIT Fabien	SRD
TALLINEAU Gabriel	TOTAL ENERGIES
TAUREL Eloïse	CRE
THELLIER Stephane	ENEDIS
TREMILLON Julien	ENEDIS
TULLUS Laurent	EDF
VAVASSEUR Sean	SER
VIALETTE Vincent	ENEDIS
VIOU Dominique	ENEDIS

RTE - Réseau de Transport d'Électricité
[00, Nom de la Rue]
[00000 Ville Cedex 00]

www.rte-france.com

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

Participants RTE	Services
BADR Ouiem	RTE - Service Grands Comptes
BERANGER Lise	RTE - Direction Juridique
BESNARD Gwenola	RTE - Département Contractualisation du Raccordement
BIETH Stephanie	RTE - Département Contractualisation du Raccordement
BLANC Nathalie	RTE - Service Conception Accès au Réseau
DUMARQUEZ Philippe	RTE - Présidence
GALVIER Jean-Marie	RTE - Service Expertise et Concertation du Raccordement
GIL Ana	RTE - Service Grands Comptes
HAEUSSER Nicolas	RTE - Service Grands Comptes
HOUSET Quentin	RTE - Service Conception Accès au Réseau
OTMANI Rachid	RTE - Département Contractualisation du Raccordement
PIERRE Loic	RTE - Département Contractualisation du Raccordement
PONSARD Sylvain	RTE - DSIT
QUIQUE Fabien	RTE - Service Grands Comptes
ROBERT Helene	RTE - Service Grands Comptes
SCHOLTES Emilie	RTE - Département Contractualisation du Raccordement
SCHOOSE Christian	RTE - Département Accompagnement, Pilotage, Conception et Facturation

Sommaire

1 Actualités 3
2 Enjeux Raccordement et Accès au Réseau 2023 3
3 Contribution des clients RTE au renouvellement du réseau de télécommunication 5

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication
même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

1 Actualités

Avant de lancer les présentations, Engie souhaite intervenir à propos du passage de l'hiver et du plan de délestage des gestionnaires de réseaux. Engie dit avoir signalé certains de ses centres de conduite aux préfectures pour éviter qu'ils ne soient coupés comme le prévoit l'arrêté du 5 juillet 1990, mais pense qu'ils ne seront pas prioritaires. Par conséquent, Engie se montre inquiet de voir des centres être coupés si la situation venait à se dégrader, et demande si RTE avait la possibilité prioriser d'autres sites visés par l'arrêté en établissant une liste complémentaire de sites à prioriser auprès de la préfecture.

RTE explique que l'arrêté précise que la partie demanderesse doit fournir un argumentaire auprès de la préfecture pour qu'un site soit qualifié de prioritaire, ce qui n'est pas le cas des centres de conduite d'Engie. Au-delà de la situation conjoncturelle, l'enjeu est également lié à la résilience de ces centres de conduite en cas d'incidents généralisés. RTE considère que la situation est propice à interroger les exigences sur ce type d'installation et éventuellement l'arrêté précité, pour éventuellement intégrer des dispositions afin de mieux résister à des coupures.

2 Enjeux Raccordement et Accès au Réseau 2023

Contenu de la présentation
RTE donne une vision globale des enjeux du raccordement et de l'accès au réseau pour 2023 afin de répondre aux nouveaux enjeux qui attendent RTE et ses clients sur les années à venir. Pour cela, RTE a identifié trois défis auquel il doit répondre :

- Défi 1 : Faciliter le raccordement des acteurs de la transition énergétique, en accompagnant la décarbonation de l'industrie française, en adaptant les S3REnR à la nouvelle dynamique de raccordement, et en industrialisant le raccordement des parcs éoliens en mer ;
- Défi 2 : Répondre aux nouveaux besoins et usages des acteurs en proposant un cadre contractuel adapté aux nouveaux acteurs des réseaux (installations de stockage, sites mixtes et clients flexibles) ;
- Défi 3 : S'adapter aux nouvelles contraintes pesant sur le RPT induites par l'accélération du nombre raccordement des clients, l'exploitation du système électrique à ses limites et l'apparition de tensions hautes.

Réactions et questions
Le SER considère que l'industrialisation du raccordement, en cours du côté offshore, devrait également être un enjeu majeur pour le raccordement des EnR terrestres, au-delà de l'instauration ou non d'une PTF payante. Le SER privilégie la notion de « parcours client » à celle de « rationalisation de raccordement » et demande donc davantage d'accompagnement client de la part de RTE pour aider les projets à devenir matures. Également, Engie soutient la démarche de RTE d'accélération des raccordements et de renforcement du parcours client, et considère que l'instauration d'une PTF payante est une réponse possible à ces enjeux sans pour autant être nécessairement le levier le plus efficace. RTE partage ces propos et explique que l'objectif n'est pas de ralentir la transition énergétique, mais au contraire de donner priorité aux projets les plus matures. RTE propose plusieurs incitations que sont les conditions de recevabilité d'une PTF et de maintien en file d'attente ou encore la PTF payante, afin d'accélérer le raccordement des clients tout en maîtrisant les coûts. Également, RTE ambitionne de donner aux producteurs les moyens de maturer leurs projets, en privilégiant par exemple les études exploratoires et études flash à la PTF dès le début du processus de raccordement. En effet, la PTF représente le premier contrat qui lie les parties prenantes, et en ce sens la PTF se doit d'être engageante pour chacune des parties. Également, l'introduction de la rationalité se montre nécessaire pour garantir un accès au RPT pour les nouveaux acteurs et contribuer à la réussite de la transition énergétique.

Engie indique que les parties prenantes ont collectivement accepté l'allongement des délais de remise de PTF de 3 à 4 mois lorsque RTE faisait face à un nombre important de demandes de raccordement, mais souhaite savoir si depuis RTE avait pu renforcer son organisation pour revenir vers une remise de PTF à 3 mois. RTE répond que les incitations permettront d'introduire de la rationalité pour prioriser les projets matures et qu'en parallèle RTE

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication
même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

étoffe ses équipes pour répondre à cet enjeu. En effet, le nombre de raccordements a quasiment doublé sur l'ensemble des segments de clients.

Le SER souhaite disposer à l'horizon de TURPE 7 d'une vision claire de qui sera fait sur la gestion de tension sur les réseaux, et souhaite que les règles soient harmonisées entre le réseau de transport et le réseau de distribution. Le SER constate tout de même que le planning affiché par RTE semble correspondre aux échéances de TURPE 7. Également, le SER rappelle qu'il existe une feuille de route présentée par RTE/Enedis aux producteurs il y a près de deux ans, et souhaite que RTE et Enedis communiquent et accélèrent sur son déploiement. Engie explique que les contraintes de tension sont un phénomène conjoncturel qui concerne essentiellement des tensions hautes générées par une baisse de soutirage sur le réseau public de transport, et constate que RTE y apporte une solution fixe en installant des selfs. Or, la réglementation impose aux producteurs de financer des actifs avec des capacités constructives permettant le réglage du réactif, que RTE a déjà sollicité sur les producteurs HTA via Enedis pendant la période COVID. Par conséquent, Engie considère que les producteurs EnR devraient pouvoir participer aux réglages de la tension et de la fréquence. RTE répond qu'au regard des premiers éléments dont il dispose, en prenant en compte les installations de productions raccordées sur le RPT, RTE voit un intérêt à la contribution des productions raccordées au RPD pour la gestion de de la tension. Cela passe par des modifications de la tangente phi et des investissements dans les selfs. En parallèle, RTE mène des travaux pour améliorer les données prospectives, en collaboration notamment d'Enedis pour caler au mieux les hypothèses de consommation active et réactive. La contribution de l'ensemble des acteurs sur la tension est un levier important. A l'échéance de TURPE 7, RTE souhaite affiner la problématique en fonction des besoins et continuer à travailler avec l'ensemble des parties prenantes pour améliorer le gabarit tarifaire. Enfin, la gestion de la tension à plus long terme, en réponse à l'accroissement des moyens de production EnR sur le réseau, restera un sujet important en CPSR et fait partie des sujets qui devront être adressés dans le cadre de l'exercice du SDDR.

Enedis indique avoir apporté plusieurs messages en commun avec RTE pour répondre aux différents défis et axes explicités par RTE, comme sur les S3R ou la gestion de la tension, et continuera à le faire en étudiant ce qui sera technico-économiquement pérenne. Également, Enedis confirme l'importance de travailler sur l'intégration du stockage sur les réseaux de distribution et demande à quoi se rapporteront les concertations sur le stockage HTA. RTE répond que le réseau de transport est interconnecté avec les gestionnaires de réseaux de distribution, et que dans ce cadre une coordination est nécessaire entre RTE, Enedis et les ELD au travers de GT communs, comme le nécessite par exemple le sujet d'insertion du stockage.

La FEE souhaite que RTE intègre dans le planning de concertation un point relatif au projet de loi d'accélération des raccordements EnR, d'autant plus que ce projet de loi se montre très ambitieux et devrait cadrer l'insertion des EnR pour les 10 à 15 prochaines années.

La FEE revient sur les éléments discutés lors du dernier GT de la DGEC à la suite duquel l'écart entre les puissances installées et les puissances de raccordement devait faire partie des sujets à instruire par les gestionnaires de réseau, car venant à l'encontre de l'optimisation faite par RTE dans le cadre du dimensionnement optimal. Également, le SER dit que les producteurs étaient opposés à la proposition des gestionnaires de réseau de faire payer la quote-part des S3REnR sur la base de la puissance installée et non de la puissance de raccordement, ce qui aurait permis de prendre en compte que les réseaux sont dimensionnés par rapport à la puissance installée. Dans le cadre plus général du dimensionnement du réseau, le SER souhaiterait que soit étudiée la possibilité de créer un seul départ au lieu de deux sur la HTA, lorsqu'il y a 2 producteurs raccordés côte à côte. Enfin, le SER rappelle que lors du GT organisé par la DGEC, le sujet des limites de raccordement entre RPT et RPD avait été abordé. RTE rappelle qu'une première étude, pilotée par ENEDIS en collaboration avec RTE, a été partagée dont les conclusions sont que l'équilibre financier ne semble pas d'intérêt flagrant à introduire un nouveau palier à 33kV. La révision des seuils de tension de raccordement est un sujet inclus au sein du portefeuille de RTE, mais RTE considère les travaux sur le projet de loi plus importants et priorise cet enjeu. Pour autant, la FEE ne partage pas cette priorisation et estime qu'il est nécessaire de repenser la puissance à l'injection sans pour autant oublier la puissance installée, pour éventuellement trouver des optimisations.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication
même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

3 Contribution des clients RTE au renouvellement du réseau de télécommunication

Contenu de la présentation
En accord avec son schéma directeur des télécommunications, RTE renouvelle le réseau de téléconduite en raison de son obsolescence et sa non-conformité avec les exigences de cybersécurité. RTE profite de cette opportunité pour rationaliser les limites de propriété du réseau de téléconduite. La concertation sur le projet NORDIC débutera en février et permettra de :

- Modifier la DTR pour les futurs raccordements ;
- Définir la contribution des parties prenantes en termes de ressources et d'accueil des nouveaux moyens de télécommunication.

Réactions et questions
Engie demande si le projet NORDIC remet en cause les éléments concertés en 2020 sur le système de téléconduite. RTE explique que la consultation de 2020 portait sur la chaîne globale de téléconduite mais que le projet NORDIC concerne les limites de propriétés et les conséquences sur les engagements des différentes parties.

Point d'attention :
Les parties prenantes souhaitant participer aux GT sur le projet NORDIC sont tenus de se rapprocher de Jean-Marie GALVIER : jean-marie.galvier@rte-france.com

* *
*

Les supports des présentations sont disponibles sur conceRTE

RTE indique qu'il organisera une CAR exclusivement en présentiel sur l'année afin de permettre des échanges plus fluides.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication
même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)