Entité émettrice : RTE – Département Accès au Réseau et Offres de Services **Nature du document :** Compte rendu		
Version : 1	**Commission Accès Réseau** **Compte rendu de la réunion du 14/06/2022**	**Date d'approbation :** 24/06/2022
	5 Pages	0 **Annexes**

Participants (hors RTE)	**Entreprise**
ANDRE Théo	FEE
BAILONE Bruno	ENEDIS
BEAUFORT Rodolphe	GIMELEC
BENOIT Hannah	URM METZ
BOS Alain	EDF-EN
CHAN William	AIR LIQUIDE FRANCE INDUSTRIE
DEBOLD Xavier	EDF
DEBREYNE Remi	BORALEX
FERRE Maxime	Syndicat ELE
FORTIN Florian	ENEDIS
GIMENEZ Sébastien	ENGIE
GOMES Victor	ENERCON
LARGER Antoine	SIEMENS
LAURENT Martin	SRD
MULLER Pierrick	CRE
MUSHAMALIRWA Daudi	GE
PARENT Pierre	ZE-ENERGY
PICARD Guillaume	SIEMENS
PICARD Roman	Service de la CRE
RAINOT Mathieu	ENEDIS
ROIG RAMOS Charlotte	UFE
SOURDILLE Etienne	SNCF RESEAU
TREMILLON Julien	ENEDIS
TULLUS Laurent	EDF-CIST
VERLET Pascal	GRTGAZ
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
BERANGER Lise	RTE – Département Juridique
CHATELLIER Stéphane	RTE – Département Accès au Réseau et Offre de Services
DUMARQUEZ Philippe	RTE – Présidence
HENRY Nadia	RTE – Département Accès au Réseau et Offre de Services
HOUSET Quentin	RTE – Département Accès au Réseau et Offre de Services
OTMANI Rachid	RTE – Département Accès au Réseau et Offre de Services
PEILLON Anne-luce	RTE – Direction Exploitation
QUIQUE Fabien	RTE – Direction Commerciale
RINGEISSEN Vincent	RTE – Pôle Clients Conception et Opération des Systèmes
SCHOOSE Christian	RTE – Direction Commerciale

Sommaire

1 Actualités 3
2 Insertion opérationnelle des ENR sur le réseau public de transport : point d'étape de l'avancée des travaux 3
3 Raccordement et accès au réseau des clients de RTE : bilan 2021 4

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

Contenu de la présentation

RTE a présenté les points d'actualités suivants concernant le raccordement et l'accès au réseau :

- Le raccordement effectif du premier parc offshore au large de St-Nazaire
- L'approbation par la CRE du CART producteurs, prenant en compte les évolutions liées au TURPE 6 et les nouvelles dispositions pour les Energies marines Renouvelables (notamment les indemnisations)
- Les saisines imminentes de la CRE : l'article DTR sur le cycle de vie des automates concernant les producteurs HTB et les distributeurs, la procédure de raccordement ainsi que la trame de PTF pour les installations de stockage pour laquelle la consultation est en phase de finalisation, et sur le segment consommateur la PTF dite de desserte dont la finalisation est prévue à l'été.

Réactions et questions

ENGIE indique ne pas avoir reçu le bilan de consultation de la convention d'exploitation producteur. RTE répond que le bilan est disponible sous conceRTE et que la trame de convention d'exploitation est disponible dans la DTR de RTE.

2 Insertion opérationnelle des ENR sur le réseau public de transport : point d'étape de l'avancée des travaux

Contenu de la présentation

RTE présente un bilan exhaustif des limitations de l'année 2021 ainsi que les avancées sur le développement des automates et sur l'indemnisation des limitations. D'une part, RTE travaille au déploiement industriel des automates NAZA, solution privilégiée par RTE pour permettre la modulation de puissance. D'autre part, RTE rappelle la mise en place progressive d'un processus d'indemnisation proactif au niveau des GRD, déjà effectif pour les parcs HTB, rappelle la concertation imminente sur les méthodologies de calcul de l'ENE, et fait un point d'étape sur l'expérimentation STAR.

Réactions et questions

ENGIE demande si les tableaux présentant le bilan des écrêtements 2021 à réseau complet comprennent uniquement les écrêtements indemnisables et en cours d'indemnisation, ainsi que ceux non réclamés. RTE explique que le bilan inclut uniquement les écrêtements ayant fait l'objet d'un demande d'indemnisation.

La FEE remercie RTE d'avoir fourni les précisions souhaitées concernant le bilan des limitations puis demande si le bilan des limitations pour travaux inclut à la fois celles prévues au CART et au CARD, c'est-à-dire l'ensemble des limitations sur les réseaux HTB et HTA. RTE répond que le bilan contient les limitations induites par les activités de RTE sur son réseau et les limitations réalisées par les distributeurs pour le compte de RTE, conformément à l'indicateur demandé par la CRE.

ENGIE demande quel est le degré de maturité du projet NAZA et si RTE dispose d'un plan de déploiement industrialisé, en rappelant que le nombre d'automates NAZA prévus à l'échéance 2035 est de 150 à 200. Egalement, GIMELEC souhaiterait disposer d'une estimation du déploiement des automates sur les prochaines années et mesurer l'accélération du déploiement. Enfin, la FEE indique que le nombre d'automates installés à date est inférieur au nombre d'automates prévus initialement, et demande d'où vient cette évolution. RTE précise que les développements informatiques sont réalisés mais qu'il préfère profiter de l'été 2022 pour finaliser les tests afin de rendre plus robuste l'automate NAZA et d'y inclure la modulation fine de puissance. Par conséquent, l'installation des automates prévus en 2022 est décalée à début 2023. Egalement, RTE indique prévoir déployer 6 automates à partir de 2023 puis 10 à 15 automates par an, en incluant les parties prenantes afin de fluidifier le déploiement. A cet effet, RTE échange régulièrement avec ENEDIS.

ENGIE demande quel est le degré de confiance sur le déploiement de STAR. RTE explique que l'expérimentation STAR s'inscrit dans un processus industriel qui accompagne l'augmentation des écrêtements, et doit donc être vue comme une brique d'un processus global d'indemnisation. En attendant, RTE rappelle avoir mis en place plusieurs solutions en attente de l'automatisation.

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)

ENERCON constate que le bilan ne présente que les limitations pour contraintes thermiques, et non celles réalisées pour résorber des contraintes de tension, et donc souhaite avoir de la visibilité sur les proportions de chacune. RTE explique les limitations résorbent essentiellement des contraintes de transit, et que RTE mène une concertation pour solliciter les producteurs dans la résolution des contraintes de tension.

ENGIE considère que le bilan de RTE permet d'avoir une bonne vision des limitations réalisées, mais ENGIE souhaite obtenir des prévisions sur les écrêtements à venir dans les différentes zones en contraintes ainsi que connaître les critères retenus pour déclencher les travaux de renforcements.

La FEE souligne qu'une vision à la maille nationale des limitations ne met pas en exergue les zones où le taux d'Energie Non Evacuée est-dessus du seuil de déclenchement des ouvrages. Ainsi, la FEE souhaite une approche locale des limitations et renforcements de réseau nécessaires dans le cadre des S3REnR pour piloter le dimensionnement optimal. RTE répond que le chiffre 0.3% d'ENE est national, et qu'il peut donc y avoir des différences entre des zones. Egalement, RTE explique que les décisions de création ou de renforcements d'ouvrages S3REnR font suite à la méthode de dimensionnement prenant en compte des taux de démarrage spécifiques. Par conséquent, il n'y a pas de lien entre les écrêtements effectifs et le déclenchement d'ouvrages S3REnR. La FEE remercie RTE pour ces explications.

ENGIE s'interroge sur le nombre de limitations activées car 42% des limitations sont activées sur une seule zone. RTE explique que le nombre de limitations est différent de l'ENE effective. En effet, la demande de limitations manuelles auprès des gestionnaires de réseau de distribution peut être effective pendant plusieurs semaines, le GRD activant effectivement seulement en cas de nécessité. A contrario, les limitations activées par automates NAZA présentent l'intérêt d'écrêter au besoin strict et de faire de la dentelle. De facto, les limitations par automates génèrent beaucoup de limitations mais courtes et associées à peu d'ENE. Enfin, la FEE souhaite obtenir l'indicateur ENE par zone et par capacité installée dans chaque zone, mais RTE répond qu'il est difficile de définir le périmètre d'une zone celle-ci étant corrélée à un état électrique donné.

Enfin, RTE conclut en rappelant deux enjeux majeurs à la réussite du dimensionnement optimal. D'une part, l'industrialisation des limitations nécessite un socle industriel solide en prérequis d'un déploiement massif d'automates, dont le succès ne sera que collectif. D'autre part, l'indemnisation des clients au départ artisanal, fait maintenant face à des enjeux de massification et gestion des flux, d'où le consensus d'une approche pragmatique qui permettra de mettre rapidement en place la solution adaptée. Enfin, RTE se montre prêt à offrir des services auprès des ELD pour fluidifier le processus.

3 Raccordement et accès au réseau des clients de RTE : bilan 2021

Contenu de la présentation
RTE a présenté les indicateurs de qualité de service en termes de raccordement et accès au réseau, dont 8 supplémentaires ont été introduits par la CRE lors du TURPE 6. Plus précisément, les indicateurs concernent le raccordement, le comptage, la continuité de l'onde et la continuité d'alimentation.
Les indicateurs sont également publiés sur le portail services : Qualité de service de RTE - Indicateurs 2021 - RTE Portail Services (services-rte.com).

Réactions et questions
La FEE signale que le délai réglementaire pour raccorder des parcs ENR est de 18 mois, à partir de la date d'entrée en file d'attente, alors que l'indicateur du délai moyen des raccordements des EnR est supérieur. RTE précise que le délai de 18 mois est pour les demandes de raccordement au réseau public de transport à partir de la signature de la convention de raccordement.

SNCF RESEAU demande comment se sont répercutées les coupures pour les entités SNCF en région et s'interroge si le respect des engagements CART va réaugmenter en 2022 par rapport aux 3 années précédentes. RTE propose d'apporter une réponse détaillée ultérieurement. Egalement, RTE interroge l'effet cliquet qui ne permet que

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)

l'amélioration des engagements contractuels, alors que la majorité des défauts sont issus de phénomènes exogènes à RTE qui tendent à s'accroître avec le réchauffement climatique. Enfin, RTE interroge également les engagements TCE (Temps de Coupure Equivalente) et FC (Fréquence de Coupure) qui eux dépendent notamment de la structure d'alimentation qui relève du choix du client et notamment de la présence ou non d'un secours.

ENGIE comprend que la concertation sur les leviers de gestion de la tension haute sur le RPT et le RPD prévoit la mise en place d'une tangente ϕ différente en été et en hiver. Egalement, ENGIE indique que RTE avait annoncé lors de la précédente Commission Accès au Réseau que cette orientation pouvait être révisée en cas de forte pénétration EnR sur le réseau. Ainsi, ENGIE demande quel est l'horizon de temps pour remettre ce sujet à l'ordre du jour. RTE explique que la consultation est commune avec ENEDIS et que les travaux sont menés en coordination entre ces deux gestionnaires de réseau. RTE explique qu'il y a une échéance court terme consistant à modifier la tangente ϕ, mais qu'à moyen / long terme, RTE analysera la situation à la lumière de la pénétration des EnR. Notamment, le prochain SDDR qui intègrera la structure du réseau devrait permettre d'approfondir le sujet. Enfin, les gestionnaires de réseau réfléchissent aux impacts contractuels des travaux sur la tension, en prenant en compte le cadre à l'interface RPT/RPD et l'incitation financière.

* *
*

Les supports des présentations sont disponibles sur conceRTE

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)