Comité des Clients Utilisateurs de RTE

Commission Accès au Réseau

Groupe de Travail

Distributeurs

Relevé de conclusions de la réunion du 14 octobre 2019

Participants :

Roman Picard	Services de la CRE
Thomas Acket	Enedis
Jean-Christophe Gault	Enedis
Guillaume Pelton	Enedis
Benoît Lahoche	FNSICAE
Maxime Outhier	GEREDIS
Danièle Loisel	SRD
Stéphane Andrieu	Uneleg
Christelle Trassart	URM
Mai-Anh Chavane	RTE – Département Accès au Réseau et Offres de Services
Delphine Pincemaille	RTE – Département Accès au Réseau et Offres de Services
Damien Pruvost	RTE – Département Accès au Réseau et Offres de Services
Laurent Savi	RTE – Département Accès au Réseau et Offres de Services
Raphaël Sierra	RTE – Département Accès au Réseau et Offres de Services
Olivier Arnaud	RTE – Département Exploitation
Florence Delepouve	RTE – Direction Commerciale

***

Sommaire

Approbation du CR du GT du 17 juillet 2019 3
1 Point d'actualité 3
2 Code SOGL 3
3 Code DCC 4
4 Planning et Evolutions S3R 4
5 Nouvelle trame des Etats Techniques et Financiers (ETF) 5
6 Bilan de facturation du réactif 5

APPROBATION DU CR DU GT DU 17 JUILLET 2019

Le CR du 17/07/19 est approuvé par le GT sans remarque.

Gérédis demande un point d'information sur NAZA puisque depuis le dernier GT l'automate a fonctionné quatre fois.

Action RTE : faire le REX des activations de l'automate NAZA Melle Longchamps

1 POINT D'ACTUALITE

La procédure de raccordement des GRD a été mise en DTR le 15/07/19.

2 CODE SOGL

RTE a présenté l'historique des démarches du code SOGL. La méthodologie précise que seuls certains articles sont soumis à l'approbation de la CRE. La CRE dispose de 6 mois pour approuver ces articles ; la méthodologie proposée par RTE passera à la CRE dans la commission du 14/11/19.

Les articles qui impactent les GRD sont les articles 43, 44 et 49, qui abordent les données (structurelles, temps réel et prévisionnelles) que doivent fournir les GRD au GRT.

RTE s'est doté d'un SCADA (IPES) pour les énergies renouvelables (éolienne et photovoltaïque) en 2008 pour avoir une observabilité de la production HTA et pouvoir prévoir son impact sur le réseau HTB. L'observabilité doit être la même pour le temps réel et les études à J+1 et J+2. A la cible, RTE souhaite en temps réel les données de production agrégées par filière (autre qu'éolienne et photovoltaïque déjà fournies pour IPES).

GEREDIS questionne sur le besoin pour RTE de disposer de ces données par transformateur et non pas par poste source, comme publié aujourd'hui dans le registre, car cela touche aux schémas d'exploitation des GRD.

FNSICAE questionne sur les modalités financières pour les GRD, sachant que dans le cadre d'installation de PVH, RTE a présenté un devis au GRD pour la fourniture de données de topologies HTB.

RTE souhaite que tous les GRD soient conformes au code SOGL sans imposer de date de mise en œuvre.

FNSICAE demande des précisions sur le type d'information contenu dans le terme « capacité de production ».

Dans l'article 48, l'échange de données structurelles n'est pas exactement celui du registre qui est à la maille du poste source et non à la maille des transformateurs.

FNSICAE demande qu'il y ait une bijection dans l'envoi des données ; elle souhaite récupérer la position des organes des sectionneurs et DJ barres et lignes pour le découplage éventuel des producteurs. RTE instruit cette question.

Actions RTE : renvoi du rapport de consultation à tous les participants du GT
précision du type d'information contenu dans le terme « capacité de production »
Instruction pour faisabilité d'envoi de certaines données aux GRD

3 CODE DCC

L'arrêté d'application n'étant pas encore publié, RTE a proposé à la CRE/DGEC que le code DCC s'applique à toutes les PTF signées après la publication de l'arrêté et non à toutes les PTF signées après le 17/08/2019 comme inscrit dans le projet d'arrêté. La CRE a rendu son avis le 19/09/19 sur le projet d'arrêté rendu par la DGEC. Ce dernier est publié sur le site de la CRE. Formellement, il n'y a plus d'étape intermédiaire avant la publication de l'arrêté.

L'arrivé du code DCC implique une remise à jour de la DTR.

- La priorité de RTE est la mise à jour du chapitre 5 de la DTR – Exigences techniques – qui a pour vocation d'être autoportant sur tout ce qui est demandé aux GRD, puis les chapitres 3 et 4
- Le code DCC ne concerne que les capacités constructives mais RTE profite de la révision de sa DTR pour concerter une trame standard de cahiers des charges protection et téléconduite : ils seront soumis à ce GT avant le lancement d'une concertation.
- FNSICAE signale qu'une mise à jour des fiches de collecte des données est également à prévoir car elles ne sont pas adaptées aujourd'hui à l'information d'un raccordement sans dépassement de Pracc.

RTE présente le projet de bilan de la consultation de l'été 2019 portant sur les chapitres 4.2.1, 4.2.2, 5.2 et 5.3 (partie consommateurs et distributeurs).
RTE rappelle que les modifications substantielles nécessitent de contractualiser de nouvelles conventions de raccordement, ce qui permet notamment de résorber progressivement le stock de poste source sans convention de raccordement. L'augmentation d'une Pracc est une modification substantielle, sauf dans le cadre de son évolution normale liée au TCMA.

L'article 5.1.2 sera prochainement mis en consultation

Actions RTE : mise en consultation de l'article 5.1.2
publication du bilan de consultation de l'été 2019 avec les articles v2
révision des chapitres 1 (comprenant les fiches de collecte D1et D2), 3, 4 et 8 de la DTR

4 PLANNING ET EVOLUTIONS S3R

RTE va être amené à revoir le planning de la concertation en attendant la publication de l'arrêté. La CRE précise sur ce projet de décret que la DGEC va revenir vers les gestionnaires de réseaux pour proposer une nouvelle version du projet très prochainement. RTE s'attend à lancer la consultation sur les articles 2.5 et 2.6 en fin d'année 2019.

Dans le lancement de la révision d'un schéma S3REnR, RTE élabore en coordination avec les GRD les capacités potentielles de moindre coût en tenant compte des gisements recensés par les producteurs et des ambitions territoriales. Sur cette base, RTE et les GRD présentent aux parties prenantes plusieurs scénarios de capacité d'accueil associée à une quote-part indicative. A l'issue de ces échanges, le préfet fixe la capacité d'accueil du schéma. Les gestionnaires de réseau soumettent alors un projet de S3REnR à la consultation des parties prenantes puis déposent au préfet le schéma révisé tenant compte des retours exprimés. Enfin, le préfet approuve la quote-part du schéma révisé.

5 NOUVELLE TRAME DES ETATS TECHNIQUES ET FINANCIERS (ETF)

Suite à de nombreux retours de producteurs sur les ETF, exprimant un manque de message clair sur l'avancement des schémas et leur mise en œuvre, RTE a réalisé des ajouts de schémas ainsi qu'une refonte de la trame pour améliorer le document et le rendre plus communiquant. Les données détaillées sont renvoyées dans les annexes. Les ETF affichent le diffus complet, y compris celui avant les S3R.

La refonte de la trame n'implique pas de donnée supplémentaire à fournir par les GRD.

Action RTE : envoi de la trame au GT pour réactions éventuelles des participants

6 BILAN DE FACTURATION DU REACTIF

En lien avec la mise en œuvre du gabarit tarifaire de TURPE 5 sur la facturation du réactif, RTE réalise chaque année un bilan de la facturation. Pour la période allant du 1er août 2018 au 31 juillet 2019, la facturation annuelle des tensions basses est en baisse, en revanche celle des tensions hautes est en hausse. Au global, la facturation de la tension augmente de 109k€ par rapport à l'année précédente. Les causes potentielles identifiées sont l'enfouissement des lignes, le raccordement croissant des EnR et des consommations localement faibles.

FNSICAE souhaite obtenir une corrélation entre les postes facturés en tension haute et les tensions hautes observées en HTB. La SICAE Oise constate en effet des facturations en tension haute à des moments où les tensions HTB ne semblent pas si hautes. Les leviers de la SICAE pour limiter cette facturation peuvent alors aller à l'encontre du sens de la gestion des tensions.

Enedis et RTE signalent que le GT sur le réactif à l'interface va reprendre, RTE précise que les expérimentations à l'interface RPT-RPD pourront être menées si nécessaire.

Enedis précise que pour maîtriser la facturation en tension haute, le seul levier au-delà de la gestion des condensateurs est l'imposition de tan phi à 0 pour certains producteurs.

Action RTE : retour aux GRD sur la corrélation entre facturation et constatation des tensions hautes dans les postes (analyse en cours côté Exploitation)

Prochaine réunion du GT :

Le 14 janvier 2020 de 10h à 12h30

Exceptionnellement en web-conférence