Commission Accès au Réseau du 22 Octobre 2020 - CURTE

Participants :

ACKET Thomas	ENEDIS
ANDRE Théo	FEE
BERTHOMIEU Nadine	ADEME
BLANC Regis	ENGIE GREEN
BOSCQ Aime	ENERPLAN
CHAN William	AIR LIQUIDE FRANCE INDUSTRIE
DEBOLD Xavier	EDF
FERANDELLE David	SNCF RESEAU
FRUCHART Michel	Engie
GERVAIS Stéphane	EDF
GIMENEZ Sébastien	ENGIE
GIMET Jean-Maurice	EDF
GONDOLO Mathieu	ENEDIS
LAHOCHE Benoit	SICAE-OISE
LEMOYNE Thierry	ARKEMA/UNIDEN
MOLINA SIMON	UFE
MUSHAMALIRWA Daudi	GE
OLIVIER Francois	EDF-CIST
PATHE Cécile	DALKIA
PETIT Fabien	SRD
PICARD Roman	CRE
RAMI Sara	CRE
SIMON Damien	WPD-OFFSHORE
SOURDILLE Etienne	SNCF RESEAU
UNELEG	
VAVASSEUR Sean	SER
VIOU Dominique	ENEDIS

ABDALLAOUI Khalid	RTE – Direction Commerciale
CHATELLIER Stephane	RTE – Département Accès au Réseau et Offres de Services
DENIZE Baptiste	RTE – Direction Economie du Système Electrique

ORIOL Louise	RTE – Direction Economie du Système Electrique
OTMANI Rachid	RTE - Département Accès au Réseau et Offres de Services
PIERRE Loïc	RTE - Département Accès au Réseau et Offres de Services
POLLINO Stéphane	RTE - Département Accès au Réseau et Offres de Services
SAVI Laurent	RTE - Département Accès au Réseau et Offres de Services
SIERRA Raphaël	RTE - Département Accès au Réseau et Offres de Services

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

I) Enjeux et Planning 2020-2021 de la CAR

Les réunions plénières de la Commission Accès au Réseau abordent les orientations stratégiques et les principes directeurs du Raccordement et de l'Accès au Réseau avec les acteurs du CURTE. 7 Groupes de Travail de la CAR permettent des concertations dédiées à la mise en œuvre opérationnelle de ces principes.

Les grands thèmes abordés en CAR en 2020 ont été les codes de réseau européens, l'offshore, les ENR et les automates. Les grands thèmes abordés en 2021 seront la déclinaison contractuelle du TURPE 6, l'insertion des ENR terrestres dans le système électrique, les puissances de raccordement en particulier des consommateurs et les sites mixtes.

II) Insertion des EnR dans le système électrique

1) REX été 2020

Un retour sur les limitations effectuées durant l'été 2020 a été réalisé. Le dimensionnement optimal est maintenant une réalité et une excellente coopération des acteurs en réponse aux demandes des gestionnaires de réseaux a été observée. Les travaux doivent se poursuivre afin d'industrialiser le traitement des limitations au plus vite.

SRD indique que l'utilisation de l'automate NAZA sur la zone de Melle Longchamps est très intéressante mais demeure encore en phase d'expérimentation, et que plusieurs améliorations doivent encore être réalisées afin de rendre la technologie mature. SRD s'est notamment étonné que l'automate agisse à des taux de démarrage éoliens inférieurs aux taux considérés dans les S3REnR, et indique que les travaux doivent être poursuivis afin de réaliser de la modulation des parcs EnR plutôt que des arrêts d'urgence. RTE confirme que l'automate de Melle est une tête de série et indique que les fonctionnements de l'automate ont été conforme à l'attendu d'un point de vue de la détection des contraintes. La zone de Melle Longchamps est une zone complexe

et propice à l'expérimentation avec notamment des transits HTB1 qui peuvent être influencés par les flux sur le réseau de grand transport. Cette situation a occasionné l'activation de l'automate le réseau HTB1 sous-tendant le réseau HTB3 lors de cette activation.

Engie demande si la cible est bien de limiter les producteurs au plus proche des besoins. RTE confirme que les premières activations ont mené à des effacements tout ou rien des producteurs mais que la cible est bien de travailler à la modulation de puissance afin de réaliser des écrêtements au plus juste, grâce à l'envoi de télévaleurs de consigne en temps réel aux producteurs.

2) Planification

Sur les aspects planification, il a été précisé que le volume d'énergie écrêté (0.3%) est un critère à la maille nationale permettant un foisonnement sur un large périmètre et qu'une vision locale du dimensionnement optimal diminuerait fortement l'impact des économies attendues. Par ailleurs, ce critère et le cadre d'indemnisation afférent concerne le dimensionnement optimal en lien avec les S3REnR. Les autres besoins de limitations (avarie, travaux GRx, optimisation individuelle du raccordement à la maille du producteur, …) disposent déjà d'un cadre contractuel.

3) Insertion opérationnelle

L'objectif proposé de 0,3% (cible 2035) suppose des écrêtements de production ENR «au plus juste» : cette ambition passe par une phase d'amélioration continue. Le cadre contractuel a été adapté afin de poser les bases de la prise en charge des limitations en lien avec le dimensionnement optimal. RTE souhaite ouvrir de nouveaux chantiers autour de l'indemnisation des limitations pérennes pour des contraintes sur le RPT tels que la méthode d'estimation de l'énergie non évacuée et la traçabilité des limitations en particulier lorsque ceux-ci sont multifactoriels.

Le SER indique que le 0,3% n'est pas un objectif en soi mais que le véritable objectif est de réaliser les économies annoncées (7 Mds d'euro d'ici 2035). Le SER indique aussi que les flux de données existent déjà mais que certains doivent être ré-orientiés afin d'être en mesure d'indemniser les limitations de manière industrielle. RTE souscrit à cette assertion et rappelle la volonté du ministre de la transition écologique et solidaire d'encadrement réglementaire du niveau d'écrêtement. La FEE indique que le contrôle du réalisé et l'indemnisation devront effectivement être travaillés afin d'automatiser certains process et les rendre robustes aux nombreuses limitations à venir. Sur le sujet du contrôle de réalisé, RTE indique suite à ses échanges avec des constructeurs que les données de puissance issues des anémomètres ne sont pas normalisées et peuvent conduire à de grande disparité selon l'emplacement, la technologie utilisée et le constructeur considéré. Cette piste sera donc a priori écartée pour mettre en œuvre le contrôle du réalisé.

Enerplan demande pourquoi la gestion des congestions n'est pas traitée suivant une approche market-based, conformément au Clean Energy package. RTE indique que certains mécanismes (comme le réglage de la fréquence où l'activation d'un producteur à Lille ou à Marseille ont le même effet sur la fréquence) permettent d'avoir un nombre suffisant d'acteurs capable de répondre à la demande et donc de mettre en place des mécanismes de marché ; mais que les congestions réseau relèvent de

problématiques plus locales impliquant un nombre d'acteurs restreint et in fine insuffisant pour justifier une approche marché. Aussi, le principe retenu pour les producteurs écrêtés pour cause du dimensionnement optimal RPT est celui d'une indemnisation basée sur le préjudice, garantissant la neutralité financière, afin d'une part d'être conforme aux hypothèses considérées par RTE lors de l'élaboration des schémas et de l'arbitrage entre les développements réseau et les écrêtements EnR, et d'autres part afin de se prémunir d'effets d'aubaine.. Enerplan demande confirmation que tous les leviers possibles seront considérés pour lever les contraintes RPT. RTE confirme effectivement que tous les leviers seront considérés : parades topologiques, DLR, automates, … RTE confirme cette philosophie qui a fait l'objet de nombreuses communications de sa part.

Concernant les exigences de commandabilité, de nouvelles exigences ont été introduites dans le code européen RfG. Le renouvellement progressif des installations ENR et l'application de ces exigences doit permettre d'ici 2035 d'avoir un parc ENR commandable. A terme, le lien téleconduite transitera aussi bien des demandes de limitations décidées par un automate de zone que par un opérateur de RTE. L'abonnement à un automate de zone ou non sera transparent pour le producteur. Les producteurs en cours de raccordement doivent intégrer dès à présent lors de la configuration de leur contrôle commande les exigences de commandabilité.

Engie souhaite comprendre d'une part l'articulation de ces exigences avec la concertation sur le contrat amont J-1, et d'autre part l'articulation des limitations S3R avec le projet REFLEX des GRDs. RTE indique que les exigences de commandabilité permettront de traiter les contraintes de manière curative, alors que le contrat amont du J-1 vise à traiter les contraintes de manière préventives. De plus le sujet des limitations pour différents besoins (S3R,REFLEX,..) simultanés sera traité en GT Producteurs et Distributeurs. RTE veillera à une cohérence entre les différentes méthodes de contrôle du réalisé utilisées dans chaque cas.

La FEE demande si la production hydraulique pourra être sollicitée pour lever les contraintes. RTE indique que des taux de démarrage inférieurs à 100% ont été considérés pour le PV et l'éolien uniquement lors de l'élaboration des schémas S3R, et que les raccordements hydrauliques ne font pas apparaitre de contrainte à date sur le RPT. En revanche l'effacement hydraulique pourra si besoin être considéré dans la liste des leviers dont dispose RTE pour lever les contraintes S3R, au même titre que les autres leviers évoqués précédemment.

L'élaboration de la cible et l'atteinte de celle-ci nécessite une mobilisation forte et transverse de tous.

Le lancement des travaux en GT Producteurs et Distributeurs a été annoncé: un premier sujet dédié au contrôle du réalisé et un second sur l'articulation, la traçabilité et le traitement contractuel des différents besoins d'écrêtement (avarie, travaux, dimensionnement optimal des réseaux,..).

III) Stockage

La concertation 2020 s'est principalement articulée autour des thématiques portées par l'appel à contributions RTE/Enedis et la définition d'une procédure transitoire de raccordement. Les principes directeurs de cette procédure ont été présentés en

séance (insertion en file d'attente, tension de référence définie comme pour les sites mixtes, notion de réseau d'évacuation…). Des travaux doivent encore être menés notamment sur l'articulation avec les S3R et les cas de stockage en décompte d'autres installations (ENR, consommateurs…). Un cadre contractuel finalisé est attendu pour fin 2021. L'utilisation du stockage en alternative du développement RPT a également été présenté et un recensement d'intérêt pour une expérimentation sur 3 à 5 zones sera lancé d'ici fin 2020 : cette démarche expérimentale donnera l'opportunité aux acteurs de marché de proposer des services de flexibilités en remplacement d'investissement réseau. Ces sujets seront rediscutés en GT Stockage avec les acteurs.

La FEE demande comment sera considéré le stockage des STEPs. RTE indique que les STEP avaient été historiquement raccordées et le réseau adapté considérant des taux de démarrage à 100% de la Puissance de raccordement à l'injection et au soutirage.

Le SER demande laquelle des deux valeurs entre la Pracc et la Pinstallée sera considérée par RTE dans ses études. RTE indique que cela fait encore l'objet de réflexions internes. Le SER et Enerplan sont intéressés pour échanger sur les études RTE qui seront réalisées.

Enerplan demande quel est le délai moyen de raccordement d'une unité de stockage au RPT. RTE indique que pour une installation de stockage en décompte d'une autre installation (consommation ou autre) déjà raccordée au RPT, et ne nécessitant pas de travaux sur le RPT, un délai de 6 mois est nécessaire pour la phase PTF (3 mois pour l'établissement de la PTF, 3 mois pour l'acceptation), auquel doit être ajoutée une durée de 10 mois environ (établissement des cahiers des charges, des études détaillées, …). Pour un raccordement d'une installation de stockage nécessitant des travaux RPT, les délais sont aléatoires et similaires à ceux des raccordements producteurs/consommateurs…

Concernant la publication des contraintes, Engie demande à ce que la publication des contraintes donne de la visibilité sur l'ensemble des contraintes et pas uniquement sur les contraintes résiduelles. RTE indique que la plateforme de publication des contraintes montrera à terme les contraintes résiduelles sur l'ensemble du territoire, et que les contraintes structurelles sont finalement partagées à travers l'exercice d'établissement des schémas S3R EnR.

IV) Raccordement des consommateurs : évolutions possibles

Depuis 4 ans, l'augmentation des demandes de raccordement consommateurs (notamment datacenter) au RPT est importante. L'ampleur des demandes en nombre et en termes de puissance ainsi que la concentration géographique de ces demandes amènent RTE à se réinterroger sur les modalités du raccordement des consommateurs et de la gestion des Pracc.

RTE a pour mission d'optimiser l'utilisation de ces ressources et de dimensionner le réseau en utilisant toutes les capacités disponibles pour optimiser les coûts pour la collectivité.

Les projets des clients consommateurs peuvent ainsi « bloquer » de la capacité disponible tant qu'ils ne sont pas raccordés (effet de surbooking potentiel). Une

fois connecté, les Pracc non utilisés sont réutilisées par RTE pour optimiser le dimensionnement du réseau pour tous les utilisateurs avec comme conséquence possible le besoin de renforcer le réseau à la charge de RTE donc du TURPE, lorsqu'un consommateur souhaite utiliser la Pracc qui lui est due. L'autre conséquence est le possible délai d'attente pour ce consommateur avant de pouvoir bénéficier de sa Pracc au niveau voulu.

Aujourd'hui, le gisement France de Pracc des consommateurs raccordés au RPT est le double des puissances souscrites par ces mêmes consommateurs et fait peser sur le tarif un potentiel de renforcement important alors même que ces puissances ne seront peut-être jamais utilisées.

Pour pallier à ces problèmes, RTE a identifié quatre pistes de réflexions pour répondre à ces nouveaux enjeux :

- Faire payer les couts d'études dès la phase PTF (principe de devis pre-payé) pour limiter les demandes visant uniquement à tester les capacités du réseau et freiner l'arrivée des projets non aboutis qui bloqueraient artificiellement la capacité d'accueil d'une zone
- Obtenir des justificatifs d'avancement des projets ayant signé une offre de raccordement à l'instar de ce qui est fait avec les producteurs. A défaut, le porteur de projet s'acquitterait d'une somme forfaitaire par MW demandé. Cela a pour objectif de « sortir » les projets qui bloqueraient artificiellement la capacité d'accueil d'une zone
- Réduire les délais permettant à RTE de récupérer de la capacité non utilisée par les consommateurs contre le versement d'une indemnité
- Créer une « valeur d'option » pour les clients souhaitant réserver une puissance immédiatement disponible en deçà de la Pracc, au même titre, par exemple, que le paiement des frais CACS pour les alimentations complémentaires et de secours.

Les trois premières pistes seront prochainement concertées en GT CURTE Consommateurs en vue de leur implémentation, la « valeur d'option » nécessite un travail plus poussée avec les acteurs.

V) Optimisation du réglage de la tension

Une baisse annuelle continue de la consommation en réactif (due à l'enfouissement des lignes, aux raccordements de production HTA, aux changements structurels de la consommation domestique…) entraine une hausse des contraintes en tensions hautes observées sur le RPT. Pour pallier à ces contraintes auxquelles contribuent les acteurs du système électrique, ceux-ci seront mis à contribution. Les consommateurs industriels notamment sont mis à contribution via une évolution du gabarit tarifaire pour Turpe 6 avec l'introduction d'une zone de

facturation en injection de réactif comme dans le gabarit distributeurs. Par ailleurs, RTE investit en moyens de compensation (Selfs, …) sur son réseau.

Engie demande pourquoi les gabarits sont punitifs avec une zone de facturation et non pas incitatif avec une zone de rémunération. RTE indique que le fonctionnement dans les plages normales font partie des exigences pour le raccordement au réseau, et que l'évolution des gabarits est conçue pour ne pas augmenter l'enveloppe de facturation, toutes choses égales par ailleurs.

Pour lever ces contraintes, RTE envisage également une contribution des producteurs en particulier HTA (les producteurs HTB contribuant déjà) via le cadre réglementaire et contractuel existant en modifiant le réglage en tan phi des installations, tel que prévu dans le CARD distributeur.

Le SER demande pourquoi RTE parle de services système tension pour les producteurs HTB et non pour les producteurs HTA. RTE indique les services système sont un réglage dynamique (de l'ordre de la seconde) de la tension avec des capacités constructives réglementaires, ce qui n'est pas le cas d'une modification semestrielle du réglage en tan phi par les producteurs HTA.

EDF indique que des réglages dynamiques sont possibles sur la production HTA et qu'une rémunération des producteurs HTA doit être envisagée comme une alternative aux financements des selfs sur le RPT. RTE indique que l'approche retenu est celle d'une analyse coût bénéfice pour la collectivité de chaque levier et que les futures possibilités seront instruites en GT De plus, RTE indique qu'à court terme des besoins de réglage plus dynamiques de la production HTA ne sont pas identifiés. Néanmoins, des analyses sur des horizons plus moyens terme (dans des hypothèses de décarbonations importantes du mix énergétique) d'un besoin de réglage dynamique plus important seront réalisées en cohérence avec l'exercice du Bilan Prévisionnel en cours de concertation par RTE.

Les échanges se poursuivront en GT tension, dont le prochain est programmé au 6/11/2020.

Les slides sont disponibles sur Concerte.