Le réseau de transport d'électricité

Documentation Technique de Référence

Article 2.5 : Elaboration des schémas, Gestion des capacités réservées et Mise en œuvre des schémas

Articles 2.6 : Méthode de calcul des Coûts Prévisionnels

Consultation Publique

18 mai 2020

Ce document permet aux différents acteurs de répondre à la consultation publique lancée par RTE sur l'article 2.6 de la Documentation technique de référence de RTE, relatif à la méthode de calcul des coûts prévisionnel, en vue d'une saisie de la commission de régulation de l'énergie.

Les différentes réponses seront concaténées puis utilisées pour ajuster le document final de la documentation technique de référence, article 2.6, avant saisine de la Commission de régulation de l'énergie.

Les avis des différents répondants seront transmis avec le dossier de saisine.

Les article 2.5.1, 2.5.2 et 2.5.3 ont fait l'objet de modifications techniques suite à la parution du décret n° 2020-382 du 31 mars 2020 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables. Un encart est prévu pour des remarques libres sur ces articles

****

Répondant : Sébastien GIMENEZ.....

Société : ENGIE Bu France Renouvelables.....

Date : Juillet 2020.....

Confidentialité : Non.....

- ☐ Public
- ☐ Confidentiel

Article 2.5.1 : Elaboration des schémas

Remarque libre:

Voir commentaires ENGIE en mode modification directement dans le fichier en pièce attachée.

Nous comprenons que vous avez réorganisé les articles, l'article 2.5.1 renvoi dorénavant à l'article 2.6 la définition des méthodes d'élaboration de l'état initial et du schéma.

Article 2.5.2 : Gestion des capacités réservées

Remarque libre:

Voir commentaires ENGIE en mode modification directement dans le fichier en pièce attachée.

La lecture du document n'est pas aisée, plusieurs renvois viennent en compliquer la bonne compréhension, ENGIE demande une amélioration concernant la rédaction de ce document.

Article 2.5.3 : Mise en œuvre des schémas

Remarque libre:

Voir commentaires ENGIE en mode modification directement dans le fichier en pièce attachée.

Article 2.6 : Méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser dans le cadre des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau

Etablissement des besoins de réseau dans un S3REnR

Q1. La constitution de l'état initial du RPT d'un S3REnR vous semble-t-elle suffisamment précise ? Quels éléments devraient être davantage approfondis ?

Réponse :

Remarque concernant le chapitre 1 Introduction : Le SRADDET ne se substitue-t-il pas au SRCAE, et autres SRI, SRIT, PRPGD... ? Dorénavant ce qui intéresse RTE, ce sont les discussions entre les parties pour proposer un schéma + une estimation d'un montant de QP au Préfet, afin qu'il puisse fixer un volume... Pourquoi dans ces conditions faire le lien entre SRCAE et S3REnR ? Certes l'historique de la construction des schémas peut être rappelé, mais pour éviter tout malentendu, RTE doit préciser le cadre actuel de la révision des schémas, fondations sur lesquelles RTE et les parties prenantes doivent s'appuyer pour travailler ensemble.

ENGIE souhaite que les lignes du RPT qui permettent le transit des flux entre les régions, entre les régions et les interconnexions soient clairement identifiées entre les Schémas. Le découpage des régions ne tient pas compte du RPT (lignes intra régions…), ce qui représente une difficulté quand il s'agit de prendre des décisions concernant ces ouvrages.

En effet, le dispositif des S3REnR ne prévoit pas de coordination entre les schémas, l'Etat initial devrait en toute logique identifier ces ouvrages et les plans d'investissements associés (sécurisation, consommation, renforcement, renouvellement, etc… prévus dans le SDDR et autres) afin de mettre en cohérence les différents besoins, et ainsi les optimiser.

De plus, si des ouvrages prévus dans l'état initial par RTE concourent à accueillir des EnR, RTE ne doit pas pouvoir les retirer de l'état initial, sans au préalable s'être assuré de ne pas impacter, la qualité de desserte pour les utilisateurs, les capacités des S3REnR, etc…

Enfin pour une meilleure compréhension et suivi des différents développements du réseau réalisés depuis la création des S3REnR, il sera souhaitable d'avoir une cartographie des différentes évolutions passées et à venir par régions (SDDR + S3REnR), et pour une parfaite compréhension de l'ensemble des enjeux et donner une meilleure visibilité aux acteurs, la politique de renouvellement du réseau devrait systématiquement être associée à ces travaux.

Q2. Partagez-vous le principe de dimensionnement optimal retenu par RTE pour le dimensionnement du réseau, qui permet d'utiliser différentes flexibilités (DLR, automates, limitation ponctuelle de la production) pour optimiser les besoins d'adaptation?

Réponse :

ENGIE accueille favorablement la proposition, d'optimiser le réseau existant, qui consiste à rechercher des solutions innovantes et économiquement les plus pertinentes. Pour cette mise en place, ENGIE considère que la méthode utilisée pour optimiser l'activation des flexibilités doit être pleinement transparente. Les hypothèses sous-jacentes, les prévisions, ainsi que leurs évolutions dans le temps doivent être publiés afin de permettre un suivi régulier par l'ensemble des acteurs. ENGIE rappelle la nécessité de publier les prévisions annuelles d'écrêtements par régions et type d'énergie afin d'établir un bilan du réalisé en fin d'année. Les tendances observées dans ce bilan permettront à tous les acteurs de s'assurer du parfait fonctionnement des dispositifs mis en place.

ENGIE rappelle que la mise en place des solutions retenues devra être compatible avec la dynamique de développement des EnR tel qu'envisagé par la PPE, et ainsi accompagner l'accélération enclenchée ces dernières années. L'ensemble des leviers décisionnels sont à la main du GRT, qui devra être soucieux de trouver le juste équilibre pour les dépenses à réaliser, donc in fine le GRT devra faire le choix entre mettre en place des infrastructures traditionnelles ou des flexibilités de production, stockage, etc… mais aussi de consommation (management de la demande).

S'agissant de la flexibilité de la production, ENGIE souligne l'enjeu pour tous les acteurs du système à relever le défi concernant le déploiement des outils (SNCC, automates) et les modélisations du système afin de moduler l'écrêtement au plus proche du temps réel (éviter le préventif et privilégier le curatif), cela nécessite une parfaite coordination entre le GRT, les GRD et les utilisateurs.

ENGIE demande comme cela est proposé par le GRT que les écrêtements soient intégrés dans les dispositifs existants de gestion des congestions du réseau (mécanisme d'ajustement), d'autres solutions sont également possibles (indemnisation directe par le GRD avec le CARD ou le GRT avec le CART), celles-ci devront permettre une juste concurrence entre les différents outils de flexibilité. ENGIE considère que cela représente une réelle opportunité pour les EnR d'intégrer le mécanisme d'ajustement puisqu'il est déjà existant et donc rapidement opérationnel.

ENGIE rappelle que la mise en concurrence des EnR permet d'abaisser les couts pour la collectivité, et réduit les marges au strict minimum. Quelques pourcents d'écrêtement de la production d'énergie peuvent s'ils ne sont pas pris en charge générer des déséquilibres financiers et ainsi mettre en difficulté les producteurs écrêtés.

Par ailleurs, RTE semble considérer que, pour affiner les données fournies par les producteurs, seuls les *projets ayant obtenu une autorisation d'urbanisme mais n'ayant pas encore formulé de demande de raccordement ainsi que de ceux pour lesquels l'autorisation d'urbanisme est en cours d'instruction* doivent être pris en compte. ENGIE souhaite rappeler que le volume d'EnR fixé dans les S3REnR doit également prendre en compte les projets en développement et par conséquent qui ne sont pas encore dans cette phase dite des demandes d'autorisations.

Q3. Partagez-vous les hypothèses retenues par RTE pour l'élaboration des taux de démarrage servant à identifier les besoins d'adaptation du RPT dans les S3REnR?

Réponse :

ENGIE considère que les écrêtements représentent un levier d'intégration des EnR prometteur, mais estime ne pas être en mesure de déterminer l'importance de telle ou telle hypothèse prise, le sujet est complexe. Comment pourrait-on raisonnablement émettre un avis sans avoir au préalable participé ou avoir accès aux études réalisées ?

Un benchmark des solutions mises en œuvre dans d'autres pays apporterait selon nous des éléments complémentaires d'appréciation et permettrait d'évaluer/comparer la méthode mise en œuvre en France.

En particulier, partagez-vous l'hypothèse de valorisation du C02, retenue pour l'ENE de 100€/t, qui correspond à une vision médiane des publications internationales sur le sujet?

Réponse :

ENGIE considère que la valeur tutélaire du carbone est conçue pour valider la pertinence des investissements bas carbone au vu du bénéfice global pour la collectivité et non pour interclasser les différentes solutions technologiques. Dans un contexte d'optimisation de l'activation des flexibilités, le prix de marché EU-ETS semble être le plus approprié.

A ce sujet, ENGIE se pose également la question de la cohérence entre TYNDP et SDDR sur ce point. Cela reviendrait, pour le CO2, à utiliser un prix "local" (prix tutélaire) plutôt qu'un prix de marché "global" EU-ETS. A contrario, pour le TYNDP, une approche « globale » est adoptée. Une inadéquation entre les décisions d'investissements en réseaux nationaux et internationaux (interconnexions) pourrait dès lors apparaître.

Q4. La méthode de dimensionnement des S3REnR basée sur l'application de taux de démarrage de la production EnR vous semble-t-elle assez explicite ?

Réponse :

Dans les grandes lignes ENGIE comprend le sens de la proposition, et comme cela a été écrit plus haut, ENGIE rappelle que la mise en place des solutions retenues devra être compatible avec la dynamique de développement des EnR tel que programmé par la PPE, et ainsi accompagner l'accélération enclenchée ces dernières années. L'ensemble des leviers décisionnels sont à la main du GRT, qui devra être soucieux de trouver le juste équilibre pour les dépenses à réaliser, donc in fine le GRT devra faire le choix entre mettre en place des infrastructures traditionnelles ou des flexibilités de production, mais aussi de consommation.

ENGIE considère que la méthode utilisée pour optimiser le développement du réseau doit être pleinement transparente, un suivi régulier par l'ensemble des acteurs devra être mis en place.

Q5. A quels autres dispositifs estimez-vous que le gestionnaire de réseau de transport devrait recourir pour maîtriser davantage les adaptations structurelles du réseau public de transport ?

Réponse :

ENGIE souligne l'intérêt d'utiliser le levier le plus adapté pour optimiser le développement du réseau.

ENGIE considère que c'est bien la multiplicité des solutions qui permettra de maitriser le développement du réseau et qui lui offrira les alternatives les plus appropriées afin d'optimiser les investissements.

ENGIE est donc d'accord quand RTE rappelle que d'un point de vue économique pour la collectivité, la flexibilité apportée par les écrêtements de production est pertinente tant que la valeur de l'énergie « perdue » (correspondant au coût de mobilisation d'un moyen de production pour compenser cette énergie non produite) est inférieure au coût d'adaptation du réseau. Cela est aussi vrai lorsque la pertinence économique n'est pas avérée durablement, car le gisement EnR est appelé à augmenter dans la zone de manière certaine à moyen terme, le recours à des limitations de production n'est pas la solution pérenne optimale et le réseau devra être adapté au bon moment, pour accueillir le gisement et ne pas freiner son développement.

ENGIE partage les principes de cette analyse et ajoute que le moyen à mobiliser n'est pas seulement un moyen de production, cela pourrait être aussi une action de baisse de la consommation, du stockage, etc…

Estimation du coût des ouvrages sur la base de la consistance sommaire

Q6. Quelles composantes supplémentaires doivent être prises en compte dans l'estimation globale des coûts d'un schéma lors d'une révision ou d'une adaptation ?

Réponse :

ENGIE regrette que les couts et la consistance des ouvrages étudiés par les GR ne soient pas définis un peu plus précisément, car en réalité rien ne s'oppose à ce que les GR prennent le temps nécessaire pour affiner leurs études et les couts associés des projets les plus structurant/couteux. Actuellement, une révision nécessite plus de 2 années d'échanges, de concertation, etc…, la validation d'une V0 puis d'une V1 devrait permettre de séquencer ces études. De plus, la période nécessaire pour la validation de la QP par le Préfet pourrait également être mise à profit pour finaliser ces études et les couts de sorte de publier un schéma, non pas avec des estimations sommaires, mais avec des études et des couts au plus proche de la réalité du terrain et des bonnes pratiques d'ingénierie.

ENGIE souhaite qu'une retour d'expérience soit systématiquement mis en place pour identifier et améliorer cette phase d'élaboration des schémas.

Q7. Les illustrations de coûts ci-dessus vous permettent-elles d'appréhender les ordres de grandeurs des travaux HTB en jeu lors de l'élaboration d'un S3REnR ?

Réponse :

ENGIE estime que ces fourchettes de couts illustrent bien le chemin à parcourir pour améliorer les estimations fournies par RTE dans le cadre des S3REnR. En effet la fourchette basse/haute est un multiple de 3 en moyenne, comment dans ces conditions comparer raisonnablement des solutions entres elles ? Ces grandeurs sont certainement utiles dans l'exercice complexe d'un SDDR à 15ans pour dégager des enveloppes budgétaires et permettre de définir des grandes orientations, mais cela ne semble pas approprié dans le cadre des S3REnR. En effet, la quasi-totalité des investissements prévus repose essentiellement sur la quote-part d'un schéma, prise en charge par les producteurs, en vue de réaliser les projets au plus vite (et non dans 15 ans). De plus, ces incertitudes de couts ne permettent pas de décider de la pertinence des solutions chiffrées à retenir.

C'est la raison pour laquelle, ENGIE considère que pour construire les investissements dans le S3REnR, le cout de la création d'un poste ou d'une antenne devrait être une estimation à environ +30% d'aléas, puis avoir une réduction de cette incertitude au fur et à mesure du déroulement du projet.

Calcul de la quote-part du S3REnR

Q8. La formulation des compléments apportés concernant les liaisons en parallèle de liaisons existantes vous semble-t-elle suffisamment précise ?

Réponse :

ENGIE accueille favorablement la proposition qui consiste à considérer que la création de nouvelles liaisons en parallèles de liaisons existantes et de même niveau de tension ne constitue pas des créations d'ouvrage au titre de la catégorie 3 de la DTR de RTE. Car augmenter la capacité du réseau revient bien d'une part à renforcer le réseau, et d'autre part à renforcer le maillage du réseau. Cela participe également à améliorer la qualité de desserte au profit de tous les utilisateurs, et permet entre autres d'apporter des souplesses d'exploitation utiles à tous.

La notion de parallèle pourrait être précisée, en effet les lignes pourraient se croiser ou cheminer différemment, nous comprenons que l'idée est de clarifier la catégorie des renforcements, en prenant en compter la création d'une nouvelle ligne (LS ou LA) une liaison existante entre 2 postes existants.

Q9. La liste fermée des travaux de création ci-dessus vous semble-t-elle suffisamment claire pour guider la qualification des travaux inscrits dans un S3REnR en application des dispositions de l'article D.321-13 du code de l'énergie ? Quels approfondissements vous semblent nécessaires sur la notion de création d'ouvrage ?

Réponse :

ENGIE souhaiterait s'assurer que les travaux de mise à niveau des paliers techniques ne sont pas pris en compte dans cette liste. Parfois source de confusion dans les travaux mis à la charge des producteurs.

Q10. Des précisions ont été apportées sur le mode de calcul des différents paramètres du solde du S3REnR en cours de révision afin de garantir la transparence d'établissement de la quote-part d'un schéma révisé. Tous les éléments de calculs sont ainsi publiés dans le bilan technique et financier du schéma. Quels éléments devraient être davantage approfondis ?

Réponse :

Pour assurer un suivi du S3REnR, ENGIE propose d'améliorer la trame des ETF publiée annuellement et présentée en région, en précisant l'historique de l'évolution de la QP (adaptée, réactualisée…), de l'état d'avancement et des volumes en adaptation, et du diffus raccordé (en MW) en y associant les montants de la quote-part dédiée. L'idée est de produire un tableau illustrant l'état (en chiffres) complet des différentes composantes rentrant dans le calcul (soldes, QP, QP révisée, etc…)

Q11. Quelles autres dispositions relatives à la révision d'un schéma saturé voudriez-vous aborder ?

Réponse :

ENGIE ne comprend pas la référence à : *« Suivant les dispositions de l'article D321-20-5 du code de l'énergie, « les objectifs définis dans le cadre de la révision prennent en compte le volume de puissance des installations entrées en file d'attente en vue de leur raccordement alors que la capacité d'accueil globale du schéma a été entièrement allouée […] »,* puisque ce texte a été modifié/supprimé par le décret n°2020-382 du 31 mars 2020 - art. 12.

Et donc ENGIE ne comprend pas non plus ce qui est décliné par :

« Par voie de conséquence :

Les projets en file d'attente dont le raccordement est traité suivant les dispositions de l'article D342-22-2 du code de l'énergie n'appartiennent pas à l'état initial du futur schéma. Elles appartiennent par anticipation au futur schéma tant pour les capacités réservées que pour les recettes de quote-part. Il en va de même des ouvrages propres des offres de raccordement associées à ces raccordements ; »

ENGIE souhaiterait mieux comprendre les intentions de RTE concernant cette proposition même si celle-ci ne s'appuie pas sur le texte ad-hoc. RTE aurait-il l'intention de basculer les QP des projets rentrés en FA en période de saturation dans le schéma révisé et donc soumis à la nouvelle QP ? A clarifier.