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 : Théo André, chargé de mission

Société : France Energie Eolienne

Date : 10 juillet 2020

Confidentialité : x Public

Article 2.5.1 : Elaboration des schémas

Remarque libre :

La méthode d'établissement des « capacités potentielles de moindre coût » mentionnée à l'article 3.1 gagnerait à être précisée dans la DTR. Comment ces capacités sont-elles définies ?

Dans la procédure mentionnée au 3.1, nous observons que, lorsque RTE constate que sont réunies une ou plusieurs conditions de révision prévues par le code de l'énergie, au minimum six à huit mois s'écoulent avant que le préfet ne valide la capacité globale de raccordement pour l'élaboration du schéma. Dans le même temps, l'analyse du dynamisme de raccordement permet d'anticiper que la révision d'un schéma sera inévitable dans un futur proche. Ces six mois d'études doivent donc être anticipés, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui, et ce qui implique que les schémas seront pour la plupart publiés plusieurs mois, voire années, après la saturation du schéma.

Il faudrait donc que cette phase préliminaire puisse être menée par RTE bien avant que soient réunies les conditions de révisions, en anticipation. Autrement, ce seraient les critères de déclenchement de révision qu'il faudrait adapter afin de tendre vers une meilleure continuité des S3REnR en cours et révisés, ou encore la procédure de révision qu'il faudrait raccourcir.

Article 2.5.2 : Gestion des capacités réservées

Remarque libre :

A l'article 3.3.1,

« *Le lancement de l'adaptation a pour effet, pour le projet qui en bénéficie :*

- *de suspendre le délai de remise de l'offre jusqu'à la notification de l'adaptation, conformément aux dispositions du dernier alinéa de l'article D 321-20-4 du code de l'énergie ;*
- *de voir appliquer à l'offre la quote-part unitaire ressortant de l'adaptation.* »

=> Nous soulignons que, dans l'attente de la notification de l'adaptation, ces dispositions ne peuvent être appliquées qu'aux projets qui bénéficient des évolutions induites par l'adaptation. Ainsi un projet qui n'est pas dans le périmètre de l'adaptation ne peut pas être soumis à ces dispositions.

Article 2.1.2.4, France Energie Eolienne est favorable à la possibilité d'ajouter des travaux de renforcement mineurs (coût inférieur à 200k€/MW) pour des automates, DLR, […], dans le cadre d'un transfert de capacité réservé, sans adaptation. Ces études de renforcement sont-elles systématiquement considérées avant ou lors d'une adaptation ?

Article 6, nous comprenons la raison pour laquelle RTE propose de mener une adaptation dans le cas d'un raccordement en coupure. Néanmoins, une adaptation systématique du S3REnR dans ces cas serait contre-productive, ces adaptations viendraient s'ajouter aux conditions d'adaptation de l'article D321-20-2, là où cela n'est pas nécessaire, notamment lorsque la capacité technique existe et est disponible. Cela contribue par ailleurs à la multiplication des adaptations (et des conséquences associées).

Lors de la concertation du schéma, un certain nombre d'entrées en coupure par zone pourraient être ajoutées dans le schéma à son approbation, afin d'éviter de recourir à une adaptation.

Dans les conditions de l'article 6, RTE pourrait-il confirmer dans quels cas le traitement d'une demande raccordement via des capacités techniques disponibles reste possible sans recours à une adaptation du S3REnR ou à l'attente potentielle de sa révision ?

Il est important notamment qu'il soit précisé que les offres restent possibles sous adaptation si les capacités techniques sont disponibles, ou bien encore que les offres restent possibles pour le raccordement d'installations ne nécessitant que la prise en charge des ouvrages propres par le producteur.

Schémas de synthèse aux paragraphes 5.1 et 5.2 :

Dans la configuration [Non]-[Non]-[Echec], la flèche remonte à la première case. A quoi cette flèche correspond-elle exactement dans une procédure de raccordement, et sous quelles conditions ? La liste des différents cas d'échec devrait être clarifiée ici.

Ces schémas gagneraient également à être clarifiés en précisant les quotes-parts dues en application de l'article D342-22-2 (voir également la question 11 de cette présente consultation).

Article 2.5.3 : Mise en œuvre des schémas

Remarque libre :

Nous n'avons pas de remarque particulière à formuler.

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 :

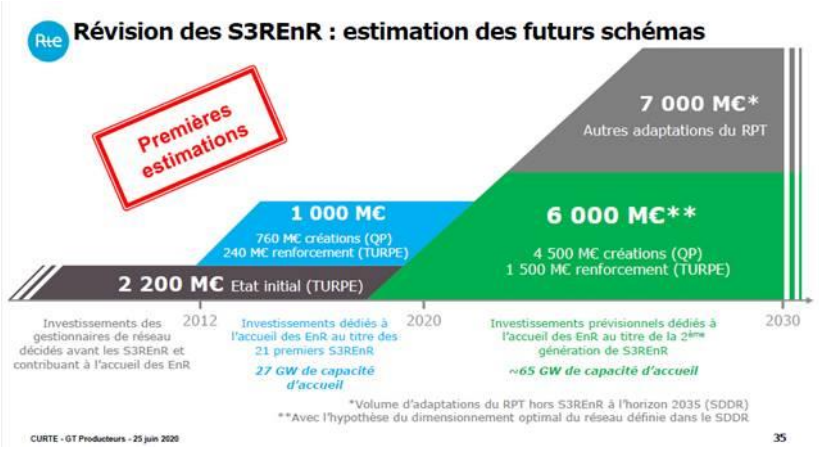
Quels sont les ouvrages de grand transport prévus dans le SDDR pour l'intégration des EnR et qui constitueront l'état initial des futurs S3REnR ?

Les ouvrages de grand transport de la question ci-dessus prévus dans le SDDR sont-ils suffisants pour permettre d'atteindre les objectifs de la PPE en vue des projections 2050, tout en répondant aux attentes de répartition des EnR sur le territoire ?

Comment l'étude des ouvrages (de la première question ci-dessus) est-elle menée d'un point de vue global et au niveau du RPT national, c'est à dire en dehors de chacune des études délimitées régionalement au sein des S3REnR ?

En ce sens, et illustré par le graphe ci-dessous, quels sont les projets qui contribuent à l'accueil du gisement EnR dans les 7 mds d'euros, présentés comme l'état initial de la 2nd génération des S3REnR ?

Le tableau des projets pages 427-443 du SDDR ne nous donne pas suffisamment de détails en ce sens.



Par exemple, les ouvrages inter-régionaux de grand transport devraient figurer dans cet état initial, afin de venir s'affranchir des limites des S3REnR et des frontières régionales associées.

Au sujet de l'établissement des gisements de projets EnR localisés et détaillés, France Energie Eolienne attend avec impatience le développement et la disponibilité de la plateforme de recensement RTE discutée et convenue dans le cadre du GT Anticipation.

Selon France Energie Eolienne, la mise en place de cet outil :

- Incitera les producteurs à renseigner leurs projets, à les mettre à jour dans la durée, et ceci avec davantage de précisions et de confiance de la part du producteur sur la protection des données,
- Permettra d'actualiser les données beaucoup plus régulièrement que ce que peuvent faire les syndicats aujourd'hui,
- N'apportera pas davantage de freins par rapport à ce qui se fait déjà aujourd'hui.

Bien entendu, France Energie Eolienne restera pleinement en support à RTE pour communiquer sur ces recensements auprès des producteurs (sur leur importance, sur les échéances à respecter lors d'une révision / adaptation par exemple) lorsqu'une actualisation sera nécessaire, et pour relancer individuellement ses entreprises adhérentes qui ne mettraient pas suffisamment à jour leur projet.

D'autre part, nous nous interrogeons sur la définition, dans le futur, de l'état initial pour les ouvrages de raccordement d'un parc EnR en fin de vie (Démontage ou Repowering par exemple). De quelle manière ces ouvrages seront-ils intégrés dans les prochains schémas ? Dans l'hypothèse où ces ouvrages intègreraient l'état initial d'un prochain schéma, nous nous interrogeons sur la conséquence qui serait que les producteurs contribueraient ainsi aujourd'hui financièrement via la quote-part pour le raccordement des producteurs dans 20 ans ?

Enfin, concernant les postes sources, il serait pertinent de préciser dans l'Etat initial la liste des postes sources qui doivent évoluer vers leur palier numérique durant l'exercice du schéma car cette évolution ne doit pas entrer dans le périmètre de mutualisation des S3REnR.

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 :

FEE accueille favorablement le principe de dimensionnement optimal du réseau, avec recours ponctuel aux limitations de production. Le développement des technologies de pilotage de la production est indispensable afin d'exploiter le réseau de manière efficace et performante et ainsi réduire le coût pour la collectivité. La stratégie de déployer des moyens de résolution des congestions, de réduire les coûts pour la collectivité et de prioriser l'accès au réseau des moyens de production les moins polluants, est la bonne.

FEE souhaite rappeler que ce sujet fait l'objet d'un consensus au sein de l'Union Française de l'électricité: UFE, RTE, Enedis, SER et FEE ont cosigné en novembre 2019 une note en ce sens : Valoriser les flexibilités de production pour intégrer les EnR aux réseaux électriques.

Les EnR sont des moyens de production très flexibles sans risque technique pour la sécurité du procédé de fonctionnement (à l'activation de la consigne, comme à la reprise), et sont les moyens de production des plus réactifs et modulables à la baisse sur le réseau aujourd'hui. Les EnR sont donc en ce sens un vrai avantage pour le contrôle et la stabilité du réseau. C'est pourquoi, il est impératif de rémunérer ce service pour l'exploiter à sa juste valeur (inexploitée aujourd'hui) et d'établir des règles de marchés adaptées à un potentiel qui diffère des énergies conventionnelles sur la base desquelles les règles de marché actuelles ont été dimensionnées.

Dans ce cadre, nous souhaitons souligner l'importance des sujets suivants :

- Il faut garantir que la construction des ouvrages structurants ne soit pas retardée par ce dimensionnement optimal :

=> Des gardes fous réglementaires doivent être précisés sur les volumes maximums d'énergie écrêtée.

=> Les méthodologies de calculs et les hypothèses utilisées devraient être contrôlées, tout comme l'adaptation de ces méthodologies et hypothèses dans le temps, durant toute la « durée de vie » de l'ouvrage évité.

=> Davantage de transparence sur les méthodes de calculs et sur les hypothèses utilisées doit être accordée aux producteurs par les gestionnaires de réseau.

- Un suivi fin des limitations doit être établi à l'aide des données remontées par les gestionnaires de réseau. Le suivi dans le temps des activations permettra de tirer des conclusions sur les décisions d'investissements évitées, et de réagir rapidement en conséquence, en cas de divergence entre les prévisions et le réalisé. Il est donc important que cette méthodologie soit définie et partagée.

- Les producteurs EnR doivent être indemnisés à la hauteur de leur préjudice dès la première limitation, les calculs réalisés par RTE confirme que les économies d'infrastructures intègrent cette indemnisation. Le versement de ces indemnisations au producteur doit être automatique et régulier, et non pas réclamé par le producteur aux gestionnaires de réseaux. Aussi, les producteurs devraient être indemnisés pour la puissance disponible à la baisse.

- Les limitations de production doivent être modulées au plus proche du besoin (en curatif) et non totales (en préventif). Autrement-dit, la puissance doit, au maximum, être réduite sans arrêt total de la production. Aujourd'hui, la plupart des producteurs sont capables d'effectuer cette modulation de puissance à la baisse. Les gestionnaires de réseau ne sont cependant pas prêts techniquement à envoyer cette consigne de modulation aux producteurs.

Ce point est particulièrement important pour maximiser l'injection de production EnR sur le réseau, et pour minimiser le coût pour la collectivité (moins d'énergie non injectée = moins d'indemnisations), tout en répondant au plus proche à la contrainte réseau.

- FEE s'interroge sur le fait que stockage ne soit pas plus étudié face aux limitations de production envisagées : le stockage de la production électrique plutôt que son écrêtement pourrait présenter à long terme de nombreux avantages au-delà du simple fait d'éviter la perte de MWh renouvelables. Le report d'injection de ces MWh permettrait non seulement d'augmenter le taux de charge sur les réseaux de distribution, mais aussi de lisser l'injection de la production renouvelable (voir même la profiler par rapport à la consommation).

Ces coûts évités de renforcement de réseau grâce au stockage pourraient être reflétés par une tarification réseau plus favorable (la double tarification réseau au soutirage puis à l'injection étant économiquement discriminante).

- Ce dimensionnement optimal ne pourrait être une réussite que si le déploiement du numérique sur le réseau l'est également, comme présenté dans le volet « Numérique » du SDDR. Le réseau et sa conduite doivent être pilotables, mesurables, et performants, pour permettre une modulation fine de la production EnR et garantir la stabilité du réseau, ainsi que pour maximiser l'intégration des EnR dans le mix énergétique.

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 :

France Energie Eolienne partage dans un premier temps les hypothèses retenues par RTE pour l'élaboration des taux de démarrage. Voir question 2 : néanmoins, un suivi fin des limitations doit être établi à l'aide des données remontées par les gestionnaires de réseau. Le suivi dans le temps des activations permettra de tirer des conclusions sur les décisions d'investissements évitées, et de réagir rapidement en conséquence, en cas de divergence entre les prévisions et le réalisé, en ajustant ces taux de démarrage dans un deuxième temps si nécessaire.

Nous pourrions également envisager de définir des taux de démarrage pour les parcs hybrides éolien / PV.

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 :

France Energie Eolienne considère que la valeur tutélaire du carbone (retenue par RTE lors de l'élaboration du SDDR) est plus judicieuse que l'utilisation de la valeur « de marché » EU-ETS préconisée par la CRE. En effet, la valeur tutélaire du carbone a pour vocation de donner des signaux longs termes aux investissements qui bénéficieront à la collectivité, contrairement à la valeur du marché, qui est constamment tirée vers le bas en raison des particularités et des imperfections de ce marché européen.

Comme proposé par RTE lors de l'élaboration du SDDR, l'utilisation d'une valeur tutélaire fixe du carbone est donc plus à même de valoriser les réductions d'émissions de gaz à effet de serre associées aux adaptations du réseau.

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 :

Comme mentionné à la question 2, au-delà de la méthode globale définie dans la DTR et pour chacun des S3REnR et des ouvrages via les ETF par exemple, davantage de transparence sur les méthodes de calculs et sur les hypothèses utilisées doit être accordée aux producteurs par les gestionnaires de réseau sur chacune des décisions, afin que l'estimation de la pertinence du choix économique entre énergie non-injectée et coût évité soit rendu public.

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 :

Les S3REnR donnent une vision régionale mais qui ne permettent pas selon nous, agrégés, d'atteindre les objectifs de la PPE, et de maîtriser en conséquence l'ensemble des adaptations structurelles du RPT.

Le SDDR doit permettre d'anticiper et d'accompagner les transformations induites par la transition énergétique et la mise en œuvre des politiques publiques, d'un point de vue du RPT national (lignes 225kV, 400kV), ceci au-delà des S3REnR et en prenant en compte les problématiques de renouvellement du réseau et des ouvrages structurants (nationaux ou inter-régionaux) nécessaires à l'accueil des gisements EnR dans l'état initial des S3REnR.

Les études et travaux d'anticipation pourraient être mentionnés comme éléments de prise en compte à l'élaboration des S3REnR ainsi que pour les adaptations structurelles du RPT, tout comme la plateforme de recensement des gisements mentionnée à la question 1.

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 :

Les coûts d'études ou de procédures administratives des ouvrages anticipés mentionnés à l'alinéa 4° bis de l'article D321-15 pourraient être également pris en compte dans l'estimation globale des coûts d'un schéma.

Également, le solde du schéma précédent (projeté à la date théorique de publication du schéma suivant) devrait être estimé et présenté dès le début du processus de révision, étant donné que ce solde peut avoir un impact significatif sur le montant de la quote-part du schéma.

Pour illustration, dans le processus d'élaboration de certains S3REnR, la quote-part cible et les ouvrages de la V0 sont définis, alors que nous n'avons pas encore l'estimation de ce solde qui aura un impact significatif sur le niveau de quote-part final, ce qui n'est pas rigoureux.

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 :

Oui, ces illustrations permettent d'appréhender l'ordre de grandeurs des coûts travaux. Il faudrait néanmoins que le coût réel des ouvrages soit détaillé dans les ETF par catégorie (études, foncier, fournitures, travaux, mesures environnementales …).

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 :

La formulation des compléments apportés concernant les liaisons en parallèle de liaisons existantes semble suffisamment précise. France Energie Eolienne est favorable à la proposition de RTE, considérant effectivement que le déploiement d'une ligne en parallèle d'une autre n'est pas à proprement dit une création d'un ouvrage électrique, mais le renforcement en capacité d'un ouvrage existant.

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 :

France Energie Eolienne regrette que l'opposition des termes Création / Renforcement soit établi si catégoriquement.

En effet, comme le montre la question 8, une création peut être considérée comme un renforcement de réseau, et nous ne trouvons pas de définition de « Renforcement » dans la réglementation, ni dans la DTR de RTE.

Là où la liste des créations d'ouvrages est définie, nous suggérons que la liste des renforcements soit définie également, pour ainsi venir préciser techniquement les cas ambigus entre création et renforcement.

Par exemple, RTE pourrait venir préciser les conditions techniques pour lesquelles la création de nouvelles liaisons HTB entre deux postes existants n'est pas un renforcement réseau, et est donc considérée comme une création.

Également, bien que cela ne soit pas du ressort de cette consultation et de la DTR de RTE, l'opposition catégorique Renforcement/Création peut complexifier la prise de décision d'investissement dans le cas d'ouvrage de grand transport structurant.

Pourquoi ne pas réinterroger collectivement le fait qu'un ouvrage, notamment les ouvrages structurants, pourrait être à la fois une création et un renforcement, nécessaire pour l'accueil d'un gisement EnR, mais aussi pour limiter des congestions existantes sur le RPT, là où le réseau électrique historique ne permet pas d'atteindre en l'état les objectifs EnR fixés dans la loi ?

Ainsi, nous pourrions envisager collectivement dans certains cas un partage des coûts sur ces ouvrages structurants, ce qui facilitera et objectivera la recherche de la solution optimale pour la collectivité.

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 :

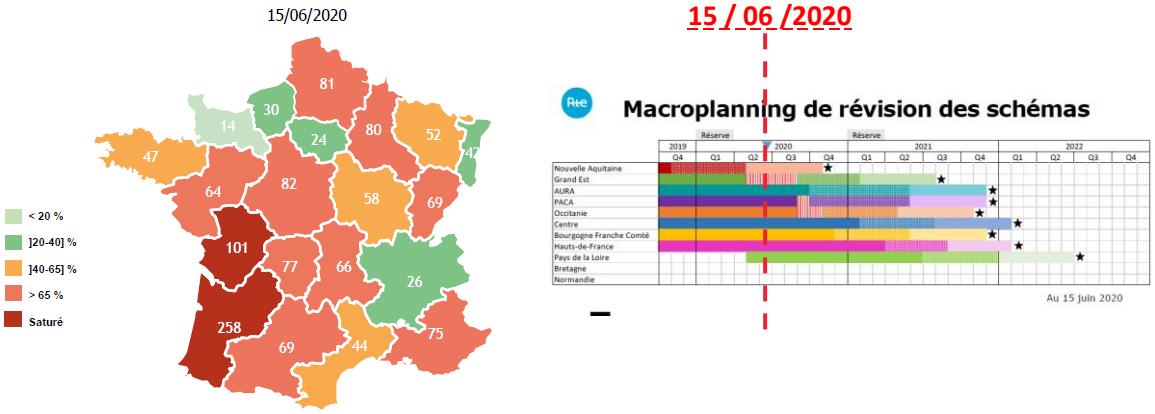
Les ETF doivent inclure un suivi précis de l'historique de la quote-part (les adaptations allant se démultiplier), des critères d'adaptations dans le temps, et du respect du planning associé.

Il nous semble également que l'actualisation des coûts prévisionnels indiquée dans le S3RenR devraient être réalisée uniquement pour les ouvrages non finalisés à date. En effet l'actualisation des coûts prévisionnels pour des ouvrages déjà mis en service n'a pas de sens et a tendance à surévaluer les coûts prévisionnels actualisés à l'échelle du schéma.

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

Réponse :

Compte tenu de la dynamique des demandes de raccordement attendue dans une région, RTE doit mettre en place les moyens et les ressources suffisantes pour réviser un schéma avant sa saturation, ce qui ne sera pas respecté dans les prochaines révisions :



Les conséquences de la saturation d'un schéma ne doivent donc pas être portées par les producteurs.

Nous nous interrogeons donc sur le fondement du dernier paragraphe de l'article 6.3, d'autant plus que l'article D342-22-2 du Code de l'énergie mentionne que :

« *Les producteurs dont les installations entrent dans la file d'attente en vue de leur raccordement alors que la totalité de la capacité d'accueil globale du schéma régional de raccordement a été réservée sont redevables de la quote-part définie par ce schéma.*

La nouvelle quote-part unitaire s'applique […] en cas d'adaptation du schéma, dès la notification de celui-ci au préfet de région. »

Un projet entrant en file d'attente avant la notification de l'adaptation par le préfet ne devrait donc pas être soumis à cette nouvelle quote-part, contrairement à ce qui est précisé ci-dessous dans le projet de DTR :

« *Ces dispositions spécifiques ne s'appliquent pas lorsque le schéma saturé fait l'objet d'une adaptation permettant de créer les capacités d'accueil nécessaires au raccordement des projets entrés en file d'attente selon les dispositions de l'article D342-22-2 du code de l'énergie. Le S3REnR ainsi adapté n'est alors plus saturé et réintègre dans son périmètre tous les projets entrés en file d'attente pendant la phase de saturation du schéma et pour lesquels la capacité d'accueil créée par adaptation est suffisante. Ces projets intègrent alors l'état initial du futur schéma.* »

Les conséquences du maintien d'une telle mesure serait forte pour les producteurs concernés, qui viendraient assumer les conséquences de la saturation de l'ensemble des S3REnR, une situation dont les producteurs ne sont pas responsables.

En effet, dans le cas où une adaptation basculerait dans le schéma révisé (en cas de retard dans la mise en œuvre de l'adaptation), par exemple en Nouvelle-Aquitaine :

- Si l'adaptation ne prend pas de retard et est notifiée avant l'approbation du nouveau S3RENR (cas prévu, correspondant au T0 du producteur) les quotes-parts applicables sont les suivantes :

Poitou-Charentes : autour de 40 k€/MW

Limousin : autour de 30 k€/MW

- Dans l'hypothèse où l'adaptation passerait après l'approbation du S3RENR (retard non maitrisé) : la quote-part serait d'environ 80 k€/MW.

=> Pour un projet moyen de 15 MW, cela représente une différence imprévisible (car le planning des adaptations ne dépend pas du producteur) de 600 k€ à 750 k€.

Le maintien d'une telle mesure ne semble donc pas aller dans un sens logique, équitable et juste, sachant que les adaptations vont se multiplier (choix stratégiques lors de l'élaboration de certains S3REnR).

Globalement, cette situation aujourd'hui montre un défaut du processus d'adaptation qui est trop long (la vallée de la Durance et « lancée » officiellement depuis le 07/12/2018), et qui manque de transparence pour les producteurs.

En effet, des procédures aussi longues créent un effet tunnel pour l'ensemble des projets qui viennent s'accumuler dans la zone durant le « gel » de la file d'attente, avec une réception du dossier complet et du T0 mais sans que le producteur ne reçoive de PTF car l'adaptation est en cours, sans pour autant qu'il ne sache si l'adaptation est suffisamment avancée ou non pour pouvoir inclure la puissance de son projet dans l'adaptation, sans qu'il n'ait de planning précis de remise de la PTF, sans possibilité d'avoir une version « PRAC » (ou « Draft ») de la solution avec la distance et le cout de la PTF dans l'attente de la publication …