



Contribution France Energie Eolienne

CONSULTATION PUBLIQUE N°2020-005 DU 5 MARS 2020 RELATIVE AU
SCHEMA DECENNAL DE DEVELOPPEMENT DU RESEAU DE TRANSPORT
DE RTE ELABORE EN 2019

Juin 2020

Dans le cadre de la consultation lancée par la Commission de Régulation de l'Energie relative au schéma décennal de développement du réseau de transport (SDDR) de RTE, France Energie Eolienne (FEE) répond ci-dessous aux questions qui ont été formulées dans la note technique suivante :

<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/schema-decennal-de-developpement-du-reseau-de-transport-de-rte-elabore-en-2019>

France Energie Eolienne accueille très favorablement ce nouvel exercice prospectif ayant pour objectif de planifier le développement du réseau électrique en cohérence avec les ambitions gouvernementales pour la transition énergétique, inscrite dans la Loi énergie – climat de 2019, transposée dans le décret relatif à la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) du 21 avril 2020.

Le SDDR doit permettre d'accompagner les transformations induites par la transition énergétique et la mise en œuvre des politiques publiques et, notamment, de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

La transition énergétique est intimement liée aux capacités d'accueil du réseau électrique dont le dimensionnement répond à la répartition spatiale des futures capacités de production. Il est ainsi tout à fait naturel que le SDDR s'attache à estimer le plus précisément possible quel sera le futur mix électrique sur les horizons de temps au moins aussi lointains que les ambitions gouvernementales associées, à l'horizon de la PPE (2028). La mise en adéquation du réseau électrique avec l'évolution des capacités de production d'électricité dans le cadre de la transition énergétique représente bien évidemment un enjeu qu'il convient d'analyser et d'estimer le plus en amont possible.

Il est ainsi urgent aujourd'hui de planifier et de s'engager dans une transition énergétique concrète, et de donner une vision claire, et sur le long terme, aux diverses industries, afin qu'elles se mettent en ordre de marche pour la réussite de celle-ci. Pour cela, il était nécessaire qu'un plan de transformation du réseau soit travaillé, discuté avec les parties prenantes et présenté – ce qui a été fait avec le SDDR.

Le SDDR est l'outil pensé pour adapter le réseau (au-delà des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR) qui donnent une vision régionale mais qui ne permettent pas, agrégés, d'atteindre les objectifs de la PPE).

Une déclinaison spatiale précise des capacités à l'échelle des territoires et à des horizons de temps supérieurs à la durée de développement des projets éoliens s'avère un exercice prospectif faisant appel à la connaissance fine du territoire des développeurs de projets. La faisabilité des projets dépend en effet d'une multitude de facteurs, environnementaux, sociétaux, économiques et techniques, dont la composante sur les coûts de raccordement constitue une donnée d'entrée parmi d'autres.

Sur ce point, FEE s'interroge sur les leviers dont bénéficient aujourd'hui les producteurs d'énergies renouvelables (EnR) pour diminuer les coûts Réseaux auxquels ils font face, et s'interroge donc sur l'efficacité d'un système de signaux de localisation qui vise à refléter les coûts liés à la localisation des unités de production et à orienter les développeurs de projets. Aujourd'hui, les producteurs EnR ne peuvent que s'adapter au réseau d'électricité existant et historique, pensé et construit pour le développement des énergies conventionnelles. Il nous paraît ainsi normal que demain, avec un SDDR robuste, ce même réseau s'adapte et se modernise pour être un moteur et un vecteur de la transition énergétique :

- Le SDDR est l'outil pensé pour adapter le réseau, au-delà des S3REnR, qui donnent une vision régionale mais qui ne permettent pas, agrégés, d'atteindre les objectifs de la PPE.
- Il faut maintenant le mettre en œuvre sans tarder en s'engageant sur les trajectoires pluriannuelles qu'il indique. Nous devons engager dès maintenant la restructuration du réseau de transport, afin d'obtenir pour 2025-2030 un réseau pensé pour un mix diversifié.

C'est pourquoi France Energie Eolienne souscrit pleinement au SDDR et souligne l'importance de la politique d'adaptation structurelle du réseau que RTE propose dans ce document, afin de répondre aux objectifs inscrits dans la Loi.

Le SDDR doit permettre d'accompagner les acteurs de la transition énergétique en donnant une feuille de route claire de la restructuration du réseau électrique sur le long terme.

Si le développement des EnR implique des investissements pour l'évolution du réseau électrique, FEE regrette que les financements de ces coûts ne soient pas distingués clairement dans la consultation sur le SDDR. En effet, dans les 13 milliards d'euros d'investissement du volet « Adaptation » du SDDR, les études des S3REnR de RTE concluent que 5,3 milliards d'euros seront financés directement par les producteurs EnR via le paiement de la quote-part (en k€/MW, redevable lors du raccordement du parc au réseau électrique). Cette estimation est par ailleurs suivie annuellement au travers des Etats Techniques et Financiers (ETF) des S3REnR, et on peut d'ores et déjà être certain de devoir réhausser certains investissements car les S3REnR n'auront pas une durée de vie égale à celle du SDDR avant d'être saturés.

Cette forte contribution des producteurs EnR au développement du réseau électrique via le paiement de la quote-part ne nous semble pas suffisamment mise en lumière aujourd'hui, d'autant plus que seules les EnR terrestres sont redevables d'un tel système. En effet, afin d'optimiser le coût pour la société, certaines unités de production plus puissantes et structurantes sur le réseau se voient attribuer des mécanismes de financements d'Etat pour le raccordement de leur production. France Energie Eolienne continue d'insister sur la nécessité d'étudier l'efficacité des moyens de financement des S3REnR, avec l'objectif d'optimiser les coûts totaux pour la collectivité aux horizons du SDDR et de la PPE.

En effet, les EnR terrestres contribuent fortement aujourd'hui au renouvellement et au développement du réseau avec un amortissement sur 20 ans, là où les ouvrages électriques ont des durées de vie relativement longues (entre 15 et 110 ans comme précisé dans la consultation). Les coûts des EnR sont ensuite comparés aux énergies conventionnelles qui ont profité du développement historique du réseau, et qui l'ont dicté. La consultation de la CRE ne met pas en lumière cette différence de traitement, en omettant de préciser que les producteurs EnR financent entièrement l'ensemble des créations des ouvrages présentées et qui sont nécessaires au raccordement des EnR. FEE regrette aussi que la présentation de la consultation sur le SDDR laisse entendre que les coûts de développement du réseau soient dépendants uniquement du déploiement des EnR et non également des décisions prises sur la prolongation du nucléaire existant.

Par ailleurs, notre association a, à de nombreuses reprises, fait part de son inquiétude sur la non-adéquation des capacités d'accueil du réseau électrique et de leur développement, avec les objectifs de développement des énergies renouvelables inscrits dans la PPE, à savoir 24,1 GW d'éolien terrestre à 2023 et 34,7 GW d'éolien terrestre à 2028, près de 6 GW d'éolien en mer en service à horizon 2028. Ces inquiétudes se concrétisent aujourd'hui, pour l'éolien terrestre, avec la saturation des S3REnR et leur révision qui se fait attendre.

Il est donc maintenant urgent selon France Energie Eolienne, de valider et de concrétiser la feuille de route inscrite dans le SDDR de RTE.

Table des matières

Contribution France Energie Eolienne	1
Question 1 : Processus de concertation mis en œuvre par RTE.....	5
Question 2 : Scénarios retenus et hypothèses associées	6
Question 3 : Cohérence globale du TYNDP et du SDDR.....	7
Question 4 : Hypothèses prises dans les scénarios des plans européen et français	7
Question 5 : Dimensionnement optimal du réseau	8
Question 6 : Flexibilités et stockage	10
Question 7 : Cadre contractuel du stockage et publication des contraintes.....	11
Question 8 : Valeur tutélaire du carbone.....	12
Question 9 : Technologie souterraine sur le réseau HTB1	13
Question 10 : Prise en compte de l'état patrimonial du réseau.....	13
Question 11 : Plans de renouvellement « corrosion », « PSEM » et « zéro-phyto »	13
Question 12 : Numérisation du réseau	14
Question 13 : Approche séquentielle des projets d'interconnexion	15
Question 14 : Anticipation des études S3REnR	16
Question 15 : Localisation des éoliennes en mer.....	19
Question 16 : Localisation des EnR	20
Question 17 : Autres remarques	22

France Energie Eolienne (FEE), association loi 1901 créée en 1996, est le porte-parole des professionnels éoliens. Les membres de FEE ont construit plus de 90% des turbines installées sur le territoire français et en exploitent plus de 85%.

Question 1 : Processus de concertation mis en œuvre par RTE

Question 1 : Pensez-vous que des améliorations devraient encore être apportées au processus de concertation mis en œuvre par RTE ?

FEE salue la qualité et l'ampleur du travail fourni et présenté par RTE, ainsi que la méthodologie de concertation menée à tous les niveaux dans le cadre de la Commission Perspectives Systèmes et Réseau.

RTE consulte FEE, ainsi que tous les autres acteurs du secteur de l'énergie, depuis 2018 et à toutes les étapes importantes de l'étude et de l'élaboration du SDDR 2019. Afin de contribuer efficacement aux travaux de RTE, FEE a ainsi dès 2018 travaillé avec l'aide de ses sociétés membres, qui développent et exploitent des parcs éoliens, afin d'obtenir une vision la plus fine possible de la répartition des gisements futurs des projets éoliens sur le territoire et en réponse aux scénarios envisagés par RTE. Cette contribution a été utilisée pour bâtir la partie « *Localisation des énergies renouvelables* » du SDDR.

Au-delà de ce constat, nous jugeons que les sujets suivants pourraient être davantage détaillés :

- La méthodologie utilisée pour le calcul du pourcentage de production EnR limité (« 0,3 % à l'horizon 2035 »), et la régionalisation des valeurs,
- La méthodologie utilisée pour le calcul des coûts évités relatifs aux limitations de production EnR (« 7 milliards d'euros pour la collectivité sur quinze ans »), et la régionalisation des valeurs,
- La méthodologie de modélisation des congestions aux nœuds de réseaux,
- Les méthodologies des calculs,
- L'obtention d'une présentation, d'un suivi et d'une mise à jour de ces méthodologies de calculs au cours du temps.

Bien que RTE ait été questionné à plusieurs reprises dans les instances concernées, à ce jour très peu de précisions ont été apportées aux producteurs EnR sur ces derniers points.

Le déploiement du SDDR devra ensuite faire l'objet de points d'étapes avec les parties prenantes pour assurer le suivi des hypothèses, vérifier les coûts réels et concerter les adaptations éventuelles.

Question 2 : Scénarios retenus et hypothèses associées

Question 2 : Avez-vous des remarques s'agissant des scénarios retenus et des hypothèses associées ?

FEE accueille favorablement la démarche adoptée par RTE, les scénarios retenus et les hypothèses associées. En effet, les scénarios PPE, Volt, Ampère et leurs variantes sont des scénarios cohérents et pertinents vis-à-vis des objectifs de développement des énergies renouvelables.

FEE souligne que les objectifs EnR les plus ambitieux mentionnés dans le SDDR sont atteignables pour et par la filière éolienne, tout en rappelant l'importance d'un tel outil de planification :

La validation du SDDR, qui permettra de traduire les objectifs politiques en termes de mix énergétique dans le réseau de demain, est essentiel pour le développement industriel des filières de production renouvelables.

Question 3 : Cohérence globale du TYNDP et du SDDR

Question 3 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la cohérence globale du TYNDP et du SDDR ?

France Energie Eolienne n'a pas de commentaire particulier à exposer.

Question 4 : Hypothèses prises dans les scénarios des plans européen et français

Question 4 : La comparaison par RTE des hypothèses prises dans les scénarios des plans européen et français est-elle suffisamment claire ?

France Energie Eolienne n'a pas de commentaire particulier à exposer.

Question 5 : Dimensionnement optimal du réseau

Question 5 : Etes-vous favorable, comme la CRE, à la stratégie proposée par RTE de dimensionnement optimal du réseau avec un recours occasionnel aux limitations de production renouvelable ?

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.
- 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 par RTE et la CRE dans ce cadre : 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.

Question 6 : Flexibilités et stockage

Question 6 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de rendre systématique l'étude de l'ensemble des flexibilités y compris le stockage pour tous les projets de RTE ?

Voir la question 5 sur le dimensionnement optimal.

De notre compréhension du sujet et des travaux de RTE, et notamment dans les S3REnR, il nous semble que RTE intègre déjà les flexibilités (automates, projet NAZA) dans les études, afin de rechercher les solutions les plus efficaces techniquement et économiquement, et ainsi retenir la meilleure solution pour la collectivité entre flexibilité ou infrastructure classique. A ce sujet la méthodologie employée pour réaliser ces choix n'est pas suffisamment transparente, France Energie Eolienne souhaite que ces processus et autres méthodologies soient rendus publics.

France Energie Eolienne est favorable à ce que les flexibilités soient systématiquement étudiées. Cependant, il semble important de rappeler que si ces flexibilités sont généralisées (qu'elles soient sur le réseau de transport ou de distribution d'électricité, côté consommateurs ou stockeurs), les réseaux, et notamment leur volet numérique, doivent être prêts à piloter l'ensemble de ces moyens de flexibilité et à prendre en compte les interactions de ces moyens de flexibilités entre eux.

Question 7 : Cadre contractuel du stockage et publication des contraintes

Question 7 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur (i) la nécessité de construire le cadre contractuel visant à permettre aux actifs de stockage de répondre aux besoins de réseau et (ii) la nécessité de publier les contraintes de réseau actuelles et estimées à moyen terme afin de transmettre des signaux économiques pertinents pour le développement de flexibilités là où elles sont les plus utiles ?

De notre compréhension du sujet et des travaux de RTE et d'Enedis, il nous semble que le travail de clarification du cadre contractuel est en cours d'étude au sein de leur GT Stockage respectif.

Comme mentionné à la CRE lors du GT Stockage CRE-DGEC et en réponse à de précédentes consultations publiques de la CRE, France Energie Eolienne souhaite rappeler que les principaux verrous sont aujourd'hui réglementaires, ceux-ci freinent le recours à des unités de stockage au sein de parc de production éolien :

- France Energie Eolienne souhaite que les producteurs éoliens puissent installer librement des dispositifs de stockage d'électricité sur leurs installations éoliennes terrestres, sans que cela remette en cause le droit au complément de rémunération dont elles bénéficient. Des garde-fous devront bien entendu être mis en place afin que l'énergie soutirée du réseau ne bénéficie pas du complément de rémunération lorsqu'elle est réinjectée.
Aussi, nous rappelons l'importance de mettre en place un TURPE plus favorable au stockage au regard des coûts évités pour la collectivité en termes de déploiement de réseau.
- France Energie Eolienne souligne l'importance de clarifier la définition de la limite des 17 MW installées en HTA.

Aujourd'hui la réglementation :

- × Empêche de raccorder plus de 17 MW (répartis sur une ou plusieurs installations éoliens et/ou solaire PV et/ou de stockage par batterie) sur un même poste en HTA,
- × Oblige à créer plusieurs départs et plusieurs points de livraisons au lieu de dimensionner de manière optimale les raccordements.

Or, force est de constater que 17 MW installés n'entraînent pas 17 MW injectés. Une modification en ce sens (préciser « Puissance de Raccordement » et non « Puissance Installée »), avec les moyens de contrôle associés, serait un vrai levier de simplification et permettrait :

- ✓ d'optimiser des raccordements les infrastructures existantes en lissant la production,
- ✓ de limiter les besoins d'infrastructures sur le réseau de transport, notamment des transformateurs et lignes HTB.
- ✓ de limiter ainsi l'augmentation des coûts réseaux et des coûts supportés par les producteurs.

Question 8 : Valeur tutélaire du carbone

Question 8 : En l'absence de mesures correctives, partagez-vous la position préliminaire de la CRE selon laquelle la valeur tutélaire du carbone ne doit être utilisée par RTE que pour les émissions hors EU-ETS ?

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 dans cette consultation publique. 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 tiré 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.

Question 9 : Technologie souterraine sur le réseau HTB1

Question 9 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle le recours à la technologie souterraine sur le réseau HTB1 doit être systématique dans certaines zones prioritaires identifiées dans le contrat de service public de RTE et analysé au cas par cas dans les autres cas ?

Selon France Energie Eolienne, la dimension « délais de raccordement » doit également être pris en compte dans ce raisonnement. Nous sommes favorables au recours par défaut à la technologie souterraine sur le réseau HTB1. Toutefois, si les délais de réalisation des ouvrages aériens venaient à être réduits (par des simplifications administratives ou autres leviers) alors les ouvrages aériens pourraient être favorisés dans certains cas.

Question 10 : Prise en compte de l'état patrimonial du réseau

Question 10 : Etes-vous, comme la CRE, favorable à la prise en compte de l'état patrimonial du réseau et de son utilisation dans la stratégie de renouvellement ?

Comme la CRE, France Energie Eolienne est favorable à la prise en compte de l'état patrimonial du réseau afin d'adapter en conséquence la stratégie de renouvellement du réseau.

France Energie Eolienne souhaite insister sur la nécessité de mutualiser les investissements de renouvellement et d'adaptation du réseau, ce qui représentera potentiellement une économie forte pour la collectivité.

Pour cela, nous demandons que la méthode et les hypothèses, employées pour réaliser les choix entre les ouvrages mis à la charge des S3REnR et les ouvrages devant être renouvelés, soient rendues publiques, et qu'une transparence totale soit établie sur ce sujet, notamment lorsque la stratégie mise en œuvre peut impacter les usagers du système électrique sans qu'ils aient eux-mêmes accès à l'ensemble des éléments de décision.

Question 11 : Plans de renouvellement « corrosion », « PSEM » et « zéro-phyto »

Question 11 : Par ailleurs, êtes-vous d'accord avec l'analyse préliminaire de la CRE sur les trois plans de renouvellement « corrosion », « PSEM » et « zéro-phyto » ?

Au-delà d'une planification indispensable du réseau afin de répondre aux objectifs de la PPE, France Energie Eolienne considère, comme RTE et comme la CRE, qu'il est nécessaire de prendre en considération les impacts environnementaux des ouvrages dans la politique d'investissements et d'exploitation du réseau.

France Energie Eolienne soutient particulièrement les initiatives qui permettront de limiter les rejets de gaz SF6, par une meilleure prévention des fuites, et également en privilégiant dans la mesure du possible le recours à des matériels démunis de gaz SF6.

Question 12 : Numérisation du réseau

Question 12 : Partagez-vous l'approche de la CRE quant à la stratégie de numérisation du réseau envisagée par RTE ?

Comme mentionné dans les questions précédentes, la numérisation du réseau est une condition nécessaire pour la mise en œuvre des flexibilités de production EnR présentée par RTE dans ce SDDR, pour le respect et pour le contrôle du « 0,3% d'énergies renouvelables écrêté à l'horizon 2035 ». Cette numérisation devra se mettre en place sur le réseau de distribution également, où sont raccordés la majorité des parcs de production EnR aujourd'hui. Cette numérisation doit être anticipée, car elle est essentielle, entre autres, à la modulation de la puissance EnR au plus proche du besoin du réseau tout en produisant un maximum d'énergie renouvelable. Autrement dit, afin d'éviter toutes limitations préventives et n'effectuer que des limitations curatives « pilotées » au plus près des contraintes détectées.

Aussi, une visibilité précise et sur le long terme de la trajectoire et de la stratégie de numérisation du réseau dans le SDDR pourra permettre de consolider le développement d'entreprises françaises et le développement de ce secteur d'activité en France.

Pour finir, les filières EnR, et particulièrement la filière éolienne, qui utilisent d'ores et déjà des réseaux communiquant au sein des parcs de production, les plus souvent ruraux, contribueront par ailleurs significativement à la numérisation des territoires de par les réseaux HTA à créer. La numérisation des territoires pourrait être également permise via la numérisation des réseaux publics d'électricité.

France Energie Eolienne est donc favorable à la stratégie de développement du numérique de RTE, tout en précisant que les investissements prévus dans le paquet 3 « complémentaire » devront être anticipés et enclenchés au plus tôt, en réponse à la dynamique constatée des scénarios de transition énergétique.

Pour autant, un cadre réglementaire propice doit encore être développé afin d'optimiser ce développement numérique, en permettant par exemple au gestionnaire de réseau de distribution de poser des fibres optiques en anticipation et en même temps que les travaux électriques.

Question 13 : Approche séquencée des projets d'interconnexion

Question 13 : Etes-vous, à l'instar de la CRE, favorable à cette approche séquencée des projets d'interconnexion et aux priorités données aux différents projets ?

France Energie Eolienne est plutôt favorable à l'approche séquencée des projets d'interconnexion, car un besoin de priorisation des infrastructures métropolitaines semble inévitable lorsque les ressources sont limitées (ressources humaines, ressources financières ...). Cependant, le séquençage devra être étudié au regard des trajectoires long terme de développement des EnR inscrites dans la PPE, et afin de ne pas retarder des infrastructures qui permettront la décongestion de certaines zones géographiques par ce biais, et notamment dans des poches du réseau où le développement des EnR va augmenter et qui sont d'ores et déjà îlotées (Bretagne, Sud-est, Sud-ouest, etc.).

La priorisation des projets d'interconnexion doit donc être faite en faveur de la sécurité d'approvisionnement au niveau européen, au regard du développement des mix de production ENR de chaque pays ainsi qu'à la nécessité de rendre possible la fermeture des centrales de production les plus polluantes.

Question 14 : Anticipation des études S3REnR

Question 14 : Etes-vous favorable, comme la CRE, aux principes d'anticipation des études et démarches administratives et de surdimensionnement des ouvrages à créer, afin d'anticiper les besoins de raccordement au-delà des S3RENr en cours, financés par les producteurs, dans le cadre des travaux liés aux S3RENr ?

L'anticipation des études mentionnées est une première étape notable. Nous craignons cependant qu'il faille dès maintenant aller plus loin dans la démarche en anticipant le réseau, et ceci bien au-delà du périmètre des S3RENr.

Notre association a, à de nombreuses reprises, fait part de son inquiétude sur la non-adéquation des capacités d'accueil du réseau électrique et de leur développement avec les objectifs de développement des énergies renouvelables que nous défendons et qui sont cohérents avec la PPE, à savoir 24,1 GW d'éolien terrestre à 2023 et 34,7 GW d'éolien terrestre à 2028.

Aujourd'hui cette inquiétude devient réalité, avec la quasi-totalité des schémas régionaux saturés ou proches de l'être, en parallèle des plannings de révision de ces schémas qui se rallongent et qui ne laissent envisager qu'une unique révision publiée en 2020.

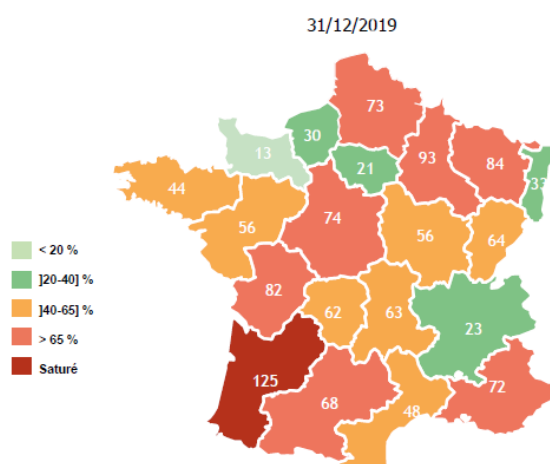


Figure 1: Taux d'affectation des capacités réservées (%), source RTE au 30/01/2020

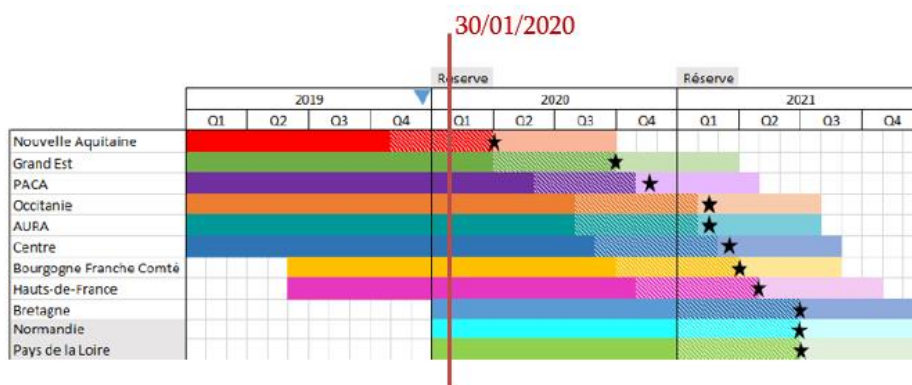


Figure 2 : Macro planning de révision des schémas, source RTE au 30/01/2020

FEE souhaite que les travaux menés sur le SDDR puissent permettre de faire émerger une ambition forte de ne plus faire porter quasi-exclusivement aux S3REnR la responsabilité de créer les capacités d'accueil permettant aux territoires d'accompagner pleinement la transition énergétique. Historiquement, certains territoires sont dotés d'infrastructures de réseau d'autres le sont moins. Ces inégalités ne doivent pas être un frein pour ces territoires ambitieux et possédant des atouts importants pour le développement des EnR.

Il est en effet admis par l'ensemble des parties prenantes que **la planification des capacités d'accueil exclusivement via les S3REnR ne permettra pas d'anticiper les besoins de développement du réseau pour l'accueil des objectifs de la PPE** car :

- Les S3REnR sont des documents régionaux ne pouvant permettre une planification optimisée à l'échelle nationale,
- Les S3REnR viennent créer des capacités d'accueil pour des projets déjà existants,
- Le développement des réseaux nécessite autant voire plus de temps que pour les projets renouvelables.

FEE défend depuis plusieurs années la nécessité de mieux anticiper les capacités d'accueil du réseau électrique dédiées aux énergies renouvelables, compte tenu des longs délais de développement du réseau.

Le retour d'expérience issu des 6 à 8 ans de durée de vie des S3REnR montre que la planification des capacités d'accueil sur la base de recensements de projets EnR déjà en cours, que ce soit au stade de développement auprès des collectivités ou bien au stade du dépôt de dossier pour autorisation, demeure insuffisant pour planifier la transition énergétique sur un horizon de temps plus lointain que la durée de développement des projets EnR.

Par ailleurs, il convient de rappeler que la temporalité du développement des ouvrages électriques HTB étant supérieure à la durée de développement des projets EnR, s'ensuit inévitablement un retard qui s'accumule tout au long des S3REnR si les ouvrages électriques du réseau ne sont pas anticipés plus avant que les projets effectivement en développement.

Également, une ambition politique forte et des objectifs élevés en capacité lors des révisions des S3REnR sont aussi des moyens pour planifier et pour calibrer le réseau afin d'accueillir les gisements à venir. La durée de vie estimée d'un S3REnR à sa publication, et donc les capacités réservées associées au regard de la dynamique des raccordements constatée, devrait être d'une décennie ce qui n'est pas le cas pour un grand nombre de S3REnR en cours de révision. Ne pas retenir certains gisements de production EnR déclaré dans les S3REnR en cours de révision à cause d'une ambition faible du S3REnR est le principe opposé au principe d'anticipation, et c'est pourtant une situation que l'on retrouve régulièrement aujourd'hui.

FEE, qui était cosignataire de la note commune RTE-ADEeF-Enedis-FEE-SER-UFE adressée en début d'année 2018 au Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire, est d'ailleurs activement engagée dans le groupe de travail national « anticipation des travaux » piloté par RTE et nous pensons que le travail conjoint des fédérations de producteurs et des gestionnaires de réseau est essentiel à la réussite d'une meilleure anticipation des ouvrages électriques.

Lors de ce groupe de travail a d'ores et déjà été évoquée la solution que les gestionnaires de réseau puissent lancer les études de réseau et les autorisations administratives pour des ouvrages électriques nécessaires à des projets EnR existants recensés par les fédérations mais n'ayant pas de solutions de raccordement dans un S3REnR en vigueur. FEE est favorable à cette proposition pour améliorer le cadre actuel de planification des S3REnR mais souhaite que le groupe de travail aille au-delà et puisse également travailler sur des propositions d'anticipation plus amont du développement du réseau via le SDDR.

FEE précise que ces anticipations n'ont aucun impact sur le coût pour la collectivité car le décret S3REnR du 31 mars 2020 stipule que les éventuels coûts échoués de ces anticipations administratives sont pris en charge par la quote-part, et donc par les producteurs EnR. Ainsi les producteurs attendent plus de transparence dans la méthodologie de calcul de ces coûts échoués.

Enfin, FEE souhaite aussi rappeler, qu'outre cette contribution, son engagement plein et entier dans la mise en œuvre de la feuille de route établie par l'Instance nationale de suivi et d'amélioration des S3REnR (INSAS), dans laquelle on retrouve les anticipations des ouvrages structurants dont l'importance a été reconnue par tous les acteurs y participants. D'autres sujets sont également traités comme la nécessité de moderniser la collecte des gisements par la mise en place d'une plateforme, et d'autre comme la réflexion sur de nouveau palier technique (33kV), etc.

Question 15 : Localisation des éoliennes en mer

Question 15 : Etes-vous favorable, comme la CRE, à une planification par l'État du développement et de la localisation des éoliennes en mer, et aux mesures d'optimisation des coûts identifiées par RTE ?

La profession souscrit pleinement à la mise en œuvre d'une planification par l'État du développement et de la localisation des éoliennes en mer, et aux mesures d'optimisation des coûts identifiées par RTE, sur un horizon de temps « long terme ». FEE est pour cela favorable à une analyse des impacts sur le réseau de différentes méthodes de localisation des parcs éoliens en mer, avec consultation systématique de la profession en amont. L'optimisation conjointe du productible offshore et du réseau a par ailleurs déjà été engagée aujourd'hui par RTE et FEE, par exemple dans le cadre des exercices de cartographie intervenant en amont et dans le cadre des exercices de participation du public (débats publics). Des travaux internes à la profession ont par ailleurs débuté pour identifier des objectifs de déploiement éolien en mer jusqu'à 2050.

FEE attire ainsi l'attention de la CRE sur la nécessité de mener à bien cet exercice et ces mesures d'optimisation sur une durée excédant probablement deux périodes de PPE (i.e. au-delà d'une décennie), permettant ainsi d'atteindre les objectifs de réduction de coûts pour la collectivité et de dimensionnement optimal des ouvrages de raccordement. Ceci implique préalablement pour l'Etat de proposer une vision long terme, stratégique, pour la filière éolienne en mer, à l'instar des politiques menées à bien au Royaume-Uni et en Allemagne (objectifs 2030 ambitieux, clairs et bien définis). Le projet de PPE proposé le 20 janvier dernier ne propose par exemple pas de vision calendaire ET spatiale précise au-delà de 2023. Or, une pré-identification minimale des zones offshore pressenties est nécessaire pour que RTE soit en mesure de fournir une vision de planification des ouvrages de long terme. Ces clarifications de volumes et d'espace permettront par exemple d'effectuer des choix plus éclairés en termes de technologie, de dimensionnement et de calendrier de travaux. FEE se tient à disposition des parties prenantes pour mener à bien cet exercice de planification de long terme.

Question 16 : Localisation des EnR

Question 16 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle la mise en place de signaux de localisation plus fins serait pertinente pour inciter les producteurs à mieux prendre en compte les coûts du réseau dans leurs décisions et, ainsi, pour minimiser les coûts globaux du système électrique ? Quelle typologie de signaux serait à même d'orienter plus efficacement l'équilibre global coûts de production / coûts de réseaux (maille, investissement/fonctionnement, etc.) ?

France Energie Eolienne partage l'intérêt d'optimiser les coûts globaux du système via un système de signal prix plus fin, les producteurs EnR finançant entièrement l'ensemble des créations d'ouvrage nécessaires à l'injection d'énergie renouvelable sur le réseau par le biais la quote-part. De plus, par l'élaboration des S3REnR et les processus de concertation associés, un niveau de quote-part « soutenable » est défini, afin de cibler le coût réseau supportable pour les producteurs face à leurs coûts de production. Ainsi certains gisements de production qui nécessitent des travaux trop importants et peu efficaces en €/MW raccordés sont abandonnés.

Selon France Energie Eolienne, l'étude de l'équilibre « Coûts de production » et « Coûts de réseaux » est donc déjà en partie incluse dans le processus S3REnR dans chacune des régions et en concertation avec l'ensemble des parties prenantes régionales.

Il convient ensuite de rappeler que les coûts de production sont directement liés aux contraintes spatiales auxquelles l'éolien fait face. En effet, l'implantation des parcs éoliens dépend de nombreux facteurs :

- Le potentiel éolien des sites concernés c'est-à-dire le gisement de vent qui porte vers une implantation dans les grandes plaines,
- Les impacts du projet sur les paysages, la biodiversité, les monuments historiques et les sites remarquables et protégés,
- Les distances d'éloignement imposées par les zones d'habitation,
- Les distances et hauteurs imposées par la navigation aérienne militaire et civile et les radars civils, météorologiques et de Défense.

Ces facteurs, dont nombre relèvent de contraintes imposées par l'Etat, ne dépendent pas de la bonne volonté des producteurs.

Aujourd'hui, de quels leviers bénéficient les producteurs EnR pour diminuer les coûts Réseau auxquels ils font face ? Ils s'adaptent au réseau d'électricité historique, construit initialement pour le développement d'énergies conventionnelles. Autrement dit, les coûts de raccordement relèveront bien plus de la disponibilité de sites physiques liés aux contraintes énoncées plus-haut, plutôt que d'un éventuel signal prix à la localisation d'un projet. La rareté des sites disponibles (et donc des projets) ne permettra pas la mise en place d'un niveau de concurrence à même de rendre efficace le signal proposé par la CRE.

Les possibilités de raccordement aux réseaux électriques sont ainsi une donnée d'entrée à prendre en compte mais ne sont pas déterminants pour le développement d'un projet EnR, et c'est ainsi que nous constatons qu'un certain nombre de producteurs qui, pour ne pas abandonner un gisement

EnR, sont contraints de développer à leur propres moyens un raccordement jusqu'au réseau public de transport, en dépit de solutions de raccordement sur le réseau de distribution.

Aussi, lors de discussion avec RTE en 2019, France Energie Eolienne avait interrogé l'opérateur de réseau quant à l'opportunité d'intégrer un signal de prix réseau au sein des appels d'offres éolien terrestre, afin d'inciter à un développement moins « concentré » des capacités de production. Comme mentionné dans le SDDR, RTE avait répondu que les gains de coûts réseau ne pouvaient clairement pas couvrir les pertes de productibles.

France Energie Eolienne s'interroge donc sur l'intérêt et sur l'efficacité d'ajouter une typologie de signaux supplémentaire (notamment dans le cadre d'appels d'offres essentiellement guidés par la compétitivité du prix). Pour réaliser les objectifs de l'éolien terrestre inscrits dans la PPE, il faut tenir le rythme d'une puissance annuelle installée et raccordée proche de 2 GW jusqu'en 2028. Les producteurs éoliens sont à pied d'œuvre pour atteindre ces objectifs et font face à des contraintes importantes (environnementales, sociétales, économiques, militaires ...). Le développement du réseau doit donc être un moteur et un vecteur pour l'atteinte de ces objectifs et ne devrait pas devenir un frein supplémentaire à l'essor des énergies renouvelables en France. La démarche d'adaptation proposée par RTE dans le SDDR, qui repose sur une vision pluriannuelle et l'accélération de l'effort sur le réseau, doit donc être soutenue.

C'est donc ainsi que France Energie Eolienne soutient et souligne l'importance de la politique d'adaptation structurelle du réseau que RTE propose dans le SDDR, afin de répondre aux objectifs inscrits dans la Loi.

Question 17 : Autres remarques

Question 17 : Avez-vous toute autre remarque à faire concernant le SDDR 2019 présenté par RTE ?

France Energie Eolienne regrette que la consultation de la CRE ne mette pas en lumière l'importance de planifier le réseau de demain qui permettra d'atteindre les objectifs fixés dans la loi.

FEE regrette également que la consultation de la CRE laisse entendre que les coûts de développement du réseau soient dépendants uniquement du déploiement des EnR et non également des décisions prises sur la prolongation du nucléaire.

Les EnR terrestres contribuent fortement aujourd'hui à la rénovation et au développement du réseau avec un amortissement de 20 ans là où les ouvrages électriques ont des durées de vie relativement longues (entre 15 et 110 ans comme le précise la CRE). Les coûts des EnR sont ensuite comparés aux énergies conventionnelles qui ont profité du développement historique du réseau, et qui ont présidé à son organisation. La consultation de la CRE ne met pas suffisamment en lumière cette différence de traitement, en omettant de préciser que les producteurs EnR financent entièrement l'ensemble des créations des ouvrages présentés dans le SDDR et nécessaires au raccordement des EnR, et en assument le risque.