

Consultation publique relative au schéma décennal de développement du réseau de transport de RTE

Réponse d'EDF

8 juin 2020

Le schéma décennal de développement du réseau de transport de RTE présente de manière détaillée les enjeux auxquels est confronté le réseau de transport d'électricité français pour réussir la transition vers une économie bas carbone. Il a fait l'objet d'une large concertation pour cadrer les hypothèses et les objectifs, il présente pour la première fois une évaluation économique des trajectoires et contient des variantes permettant d'apprécier l'importance relative des paramètres. Il constitue de fait un instrument de planification long terme du réseau de transport qui vient compléter la PPE et la SNBC et paraît nécessaire à sa réussite.

Cette consultation publique revêt donc à cet égard une importance majeure et EDF tient à remercier la CRE de sa tenue. EDF relève que la consultation publique est très focalisée sur les questions de flexibilité qui peuvent effectivement dans certains cas constituer des solutions alternatives au développement de réseau mais tient à souligner que les enjeux premiers de ce SDDR résident bien dans la vision long terme, la planification et la concrétisation du développement du réseau de transport nécessaire à la réussite de la transition énergétique.

L'électricité aura un rôle majeur à jouer dans l'atteinte de la neutralité carbone ce qui conduira nécessairement à adapter et à investir dans son réseau de transport. Cependant, même si les estimations mettent en évidence des investissements significatifs dans le réseau de transport (33 mds€ entre 2020 et 2035), EDF souhaite souligner que ces coûts de réseaux restent relativement modérés comparativement aux pays voisins. A titre de comparaison, en Allemagne, les coûts de développement du réseau de transport sont estimés à 61 Mds€ pour la période 2020-2030.

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

EDF est globalement satisfait par le processus de concertation mis en œuvre par RTE. Néanmoins, dans un souci de transparence, EDF apprécierait que les données utilisées par RTE, dans le cadre d'études dont les résultats ont vocation à être rendus publics (aussi bien les études réseau comme pour le SDDR ou les études Equilibre Offre-Demande comme pour le Bilan Prévisionnel ou les travaux menés dans le cadre de la concertation CPSR), soient accessibles en open-data.

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

EDF souscrit aux différents scénarii utilisés dans le SDDR :

- Le scénario PPE reflète les objectifs de politiques énergétiques fixés par les pouvoirs publics à travers la PPE et EDF estime que l'analyse de ce scénario est essentielle et centrale. Il permet de prendre la mesure des enjeux auxquels RTE est confronté dans le scénario d'évolution du mix souhaité et suivi par les pouvoirs publics.
- EDF juge que les scénarii Ampère et Volt sont crédibles et cohérents et approuve leur utilisation. De plus, ces deux scénarii sont également ceux retenus par les pouvoirs publics.

Concernant les hypothèses de prix des combustibles, EDF considère, comme la CRE, que les prévisions les plus récentes devraient être utilisées. Cependant, EDF s'interroge sur celles utilisées dans le SDDR. En effet, d'après le rapport SDDR, les hypothèses de prix des combustibles provenant du WEO 2018 sont utilisées pour les scénarii AMPERE et VOLT et du WEO 2016 pour le scénario PPE. Or, la CRE indique, dans son rapport de consultation, l'utilisation des hypothèses du WEO 2016 pour tous les scénarii. En tout état de cause, il paraît souhaitable que RTE présente plus clairement les hypothèses utilisées dans les différents scénarii.

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

Et

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

EDF partage l'analyse de la CRE selon laquelle les hypothèses retenues dans le SDDR sont globalement cohérentes avec celles utilisées dans le TYNDP 2018.

De manière générale, les hypothèses du SDDR de RTE ont été établies à l'issue d'une consultation publique et EDF tient à souligner que tel n'est pas le cas pour les plans décennaux relatifs au gaz. Or, étant donné que la Commission européenne a demandé à ENTSOE et ENTSG d'utiliser des hypothèses communes pour réaliser leurs TYNDP 2020, il serait souhaitable que cela soit également le cas pour les PPD gaz.

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 ?

EDF est favorable à la stratégie de dimensionnement optimal proposée par RTE dans la mesure où celle-ci revient à rechercher l'optimum économique de moyen/long terme pour la collectivité permettant d'assurer l'équilibre offre-demande sous contrainte de sécurité du réseau. Cette stratégie vise aussi à utiliser l'ensemble des leviers à disposition, infrastructures de réseau ou moyens de production/consommation. Un recours ponctuel et temporaire à l'écrêtement – qui n'est qu'une forme particulière de *redispatching* – peut constituer une option alternative économique au renforcement de réseau. Toutefois, il est impératif de

mettre en œuvre un mécanisme visant à compenser les producteurs concernés à hauteur de leurs pertes d'opportunité. Celui-ci est essentiel car, même si 0,3% seulement de la production EnR était écrêtée, certains parcs pourraient localement être écrêtés en moyenne 200h par an à terme. En outre, il est souhaitable que ce mécanisme concerne à la fois les ouvrages existants et les nouveaux ouvrages afin d'inciter RTE à choisir la meilleure solution entre écrêtement et renforcement de réseau.

Concernant les coûts de congestions engendrés par ce dimensionnement optimal, RTE anticipe un montant de l'ordre de 600 M€ entre 2021 et 2035, soit 40 M€/an en moyenne. Pour la période TURPE 5, la moyenne des coûts de congestions nationales retenus pour les 4 années 2017-2020 était de 15 M€. Il paraît donc important de s'assurer que les coûts de congestion supplémentaires qui découlent de ce dimensionnement optimal seront couverts par le tarif dans leur intégralité, c'est-à-dire à bon niveau en prévisionnel et avec un ajustement selon le réalisé ex post.

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 ?

Les outils de flexibilité peuvent parfois être préférables au renforcement de réseau et il est essentiel que RTE analyse les alternatives disponibles dans « *les situations de réseau les plus prometteuses pour les flexibilités* » identifiées par RTE ou pour les projets au-delà d'un seuil à déterminer. Les études sous-jacentes devraient être transparentes et auditable afin d'en estimer la pertinence ; en particulier, les GRT devraient veiller, dans leurs études, à ne pas évaluer la viabilité des solutions de flexibilité à l'aune des seuls revenus tirés de la résolution des congestions (il est peu probable que les outils de flexibilité trouvent dans ce cas leur rentabilité). Il est, par conséquent, souhaitable de considérer les différents mécanismes permettant de valoriser la flexibilité afin d'estimer la rentabilité des outils de flexibilité et RTE devrait être plus transparent sur le montant provenant de chacun.

Pour la gestion des congestions comme pour le réglage de tension, EDF souhaite que RTE interroge effectivement les moyens marché via des appels d'offres locaux, pour traiter les problématiques de réseau concernées au moindre coût pour le consommateur. Ces appels d'offres, dont le design serait à préciser, devraient garantir une rémunération sur une durée suffisante et pourraient intégrer un plafond de prix au-delà duquel le renforcement du réseau est plus intéressant.

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 ?

EDF est favorable à la construction d'un cadre contractuel permettant aux solutions de flexibilité de répondre aux besoins de RTE. Ce cadre contractuel devrait être applicable à toutes les solutions techniques (ne pas être réservé au seul stockage). EDF note que la consultation de la CRE est simultanée à celle de la

Commission Européenne sur les priorités à donner en termes de nouveaux codes de réseau, en réponse à laquelle EDF indique son opposition à définir les mécanismes de contractualisation des flexibilités à un niveau européen, et encourage au contraire à accélérer ces travaux dans chaque Etat Membre.

Au-delà d'un cadre contractuel, EDF encourage RTE à développer le mécanisme d'ajustement pour qu'il devienne une plateforme de marché intégrant toutes les offres de flexibilité activables à proximité du temps réel. A terme la plateforme ainsi développée pourrait être commune à RTE et ENEDIS.

Par ailleurs, EDF accueille favorablement la publication des congestions réseau telles qu'envisagée aujourd'hui par RTE (congestions prévisionnelles à moyen terme (2-5 ans) liées aux hypothèses de développement des ENR des S3RENR), mais souligne que ces prévisions non engageantes seront, selon toute vraisemblance, insuffisantes pour déclencher des investissements dans de nouvelles flexibilités, et ne sauraient se substituer à des appels d'offres donnant la visibilité requise aux investisseurs via une rémunération garantie sur une certaine période (cf. réponse à la question 6).

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 ?

EDF ne partage pas la proposition de la CRE selon laquelle la valeur tutélaire du CO2 ne doit pas être utilisée par RTE pour faire une analyse économique de ses projets d'investissement.

- 1- Il est en effet tout à fait normal et souhaitable qu'un acteur en charge d'agir au service des politiques publiques de long terme, tel RTE, fonde sa planification du réseau, en particulier ses décisions de renforcement, sur les objectifs et les trajectoires, d'aujourd'hui au long terme, de la politique énergie-climat (notamment exprimés dans PPE et SNBC) : carbone, usages de l'électricité, évolution du mix de production. Pour tenir compte des objectifs de décarbonation, se fonder sur les objectifs (en quantité) ou la valeur tutélaire du CO2 est équivalent. L'utilisation de cette valeur tutélaire par RTE est donc à la fois un outil de mise en œuvre à moindre coût des objectifs de politique publique et un outil de décentralisation des choix au moyen d'un prix.
- 2- Si cette valeur tutélaire est différente du prix de marché EU-ETS, c'est parce que ce dernier ne peut, de par sa construction (périmètre partiel), sa gouvernance (allocations, révisions régulières des règles) et sa volatilité intrinsèque, réellement refléter le prix de la contrainte-carbone que se fixe l'UE. Les décisions d'investissement dans des actifs de longue durée de vie ne se prennent guère en anticipant sur plusieurs décennies le prix ETS.
- 3- Au total, il est préférable pour les acteurs du marché électrique de pouvoir s'appuyer sur des plans et des méthodes de planification des réseaux prévisibles et cohérentes avec les objectifs énergie-climat, afin de guider leurs propres décisions patrimoniales. Il est vrai qu'ils sont exposés au marché EU-ETS pour leurs émissions de CO2, comme ils sont exposés au marché de gros de l'énergie pour la vente de leurs productions ou pour leurs achats d'électricité, mais cet instrument n'intervient que

comme outil d'optimisation de l'exploitation, une fois les investissements faits (ou refusés) sur la base d'un éclairage visible du long terme et des choix d'infrastructure de réseau qui vont avec.

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 ?

EDF considère que l'efficacité technico-économique doit être un critère déterminant des choix d'investissement dans les actifs régulés. Cependant, l'acceptabilité peut rendre difficile la construction de lignes aériennes. Dans ce cas, EDF conçoit tout à fait que la construction de lignes souterraines puisse être privilégiée dans certaines zones, même si ce n'est pas la solution la plus économique, sous réserve que l'analyse coût-bénéfice de ces investissements (par rapport à une situation sans renforcement) reste positive malgré le surcoût engendré par l'enfouissement. EDF constate également, pour les réseaux 63 et 90 kV, que le choix du souterrain répond à une attente sociétale et politique et sera dans de nombreux cas difficilement contournable.

En outre, EDF souhaite qu'une attention particulière soit portée sur la qualification des travaux. En effet, un renforcement de réseau et une création d'ouvrages n'ont pas la même affectation financière : TURPE ou quote-part du S3REN. Il convient donc d'établir que cette distinction est conservée quelle que soit la technologie utilisée, afin d'inciter les acteurs à privilégier les solutions technico-économiques les plus pertinentes tout en conservant une acceptabilité concertée avec les acteurs locaux.

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 ?

Et

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 » ?

EDF accueille favorablement toutes les mesures visant à améliorer l'efficacité de la gestion du patrimoine de RTE. En particulier, le recours à une maintenance tenant compte de l'état patrimonial et non plus uniquement d'une approche normative semble aller dans ce sens.

Concernant le plan corrosion, EDF ne peut qu'encourager RTE à aller plus loin dans ce sens. En effet, EDF a subi plusieurs pertes de production sur ses centrales en bord de mer ces deux dernières années, liées à des casses de matériel, en particulier des ruptures de chaînes d'isolateurs, sur les réseaux d'évacuation des centrales.

EDF encourage RTE à reconnaître l'importance des zones côtières, en ce qu'elles accueillent des sites de production essentiels à l'équilibre offre-demande du pays et que cela va s'accroître demain avec l'essor de

l'éolien offshore. En ce sens, il apparaît primordial que le plan corrosion de RTE i) traite prioritairement des ouvrages d'évacuation des sites de production supérieur 100 MW situés en bord de mer et ii) ne s'attelle pas uniquement à la problématique de la corrosion des supports mais également de celle de la corrosion des isolateurs (en particulier le remplacement des chaînes d'isolateurs) et des câbles. Il est donc essentiel que le plan corrosion comporte non seulement des dépenses de peinture mais aussi des dépenses de remplacement de matériel. Une amélioration de la maintenance est en ce sens attendue par les producteurs.

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

EDF partage l'approche de la CRE consistant à examiner les projets de numérisation du réseau sur la base d'analyses technico-économiques.

EDF note que RTE envisage un projet de développement d'une infrastructure de télécommunications dont il serait en partie propriétaire. Les modalités de réalisation de ce projet mériteraient d'être plus transparentes.

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 ?

EDF est favorable à l'approche par « paquet » proposée par RTE mais souhaite que soient précisés les critères de partage entre projets du paquet 2 et projets « hors paquets ». En ce qui concerne les paquets 0 et 1, sous réserve que le projet Celtic soit reclassé dans le paquet 1 comme le demande la CRE, EDF note que la classification proposée n'est que le reflet de critères objectifs : engagement des travaux (paquet 0) / approbation de l'investissement par la CRE, matérialisée par l'octroi d'une régulation incitative (paquet 1). Cette approche donne une vision plus réaliste du futur panorama des interconnexions françaises que le TYNDP. En effet, ce dernier concatène l'ensemble des projets ce qui se traduit, pour la France, par une augmentation très rapide des capacités d'interconnexion au cours des prochaines années. EDF considère, comme RTE, qu'un tel scénario n'est pas réaliste sur le plan sociétal, industriel ou économique et note que la divergence mise en évidence entre SDDR et TYNDP devrait aussi amener à réinterroger les critères d'inclusion des projets d'interconnexion dans le TYNDP.

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 ?

Lors du groupe de travail relatif à l'anticipation des S3RENr sur le réseau, RTE a mis en évidence que la durée des études réseau ainsi que le temps d'obtention des autorisations administratives pour construire certains ouvrages structurants allongeaient les délais de raccordement. Par conséquent, EDF est favorable au fait d'anticiper, en amont de la publication des S3RENr, la localisation des investissements à prévoir afin de

lancer plus tôt ses études réseau et l'ensemble des démarches et achats de matériel pour la réalisation d'ouvrages structurants et ainsi réduire les délais de raccordement.

Par ailleurs, concernant les éoliennes en mer, EDF accueille favorablement les évolutions législatives récentes lesquelles s'appliquent pour le projet de Dunkerque. En effet, la loi hydrocarbures n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 prévoit d'ores et déjà la possibilité pour RTE d'anticiper les études et démarches administratives liées au raccordement des énergies marines renouvelables. Cette loi encadre la couverture des coûts échoués : *« Par exception, pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables implantées en mer faisant l'objet d'une procédure de mise en concurrence prévue à l'article L. 311-10, lorsque le producteur ne choisit pas l'emplacement de la zone d'implantation du parc, le gestionnaire du réseau public de transport supporte le coût du raccordement correspondant aux conditions techniques prévues par le cahier des charges ou définies par le ministre chargé de l'énergie, y compris les coûts échoués en cas d'abandon de la procédure de mise en concurrence. Les éventuelles modifications de ces conditions à l'initiative du candidat retenu sont à la charge de ce dernier. En cas de défaillance du candidat retenu, ce dernier assume les coûts échoués dans les conditions prévues par le cahier des charges. »*

En complément, afin de permettre aux producteurs et à RTE de considérer des technologies les plus récentes et donc de proposer le meilleur coût au MWh sur le modèle des pays précurseurs de l'éolien en mer (Danemark, Allemagne, Belgique ou Pays-Bas), la loi n° 2018-727 du 10 août 2018 pour un Etat au service d'une société de confiance (ESSOC) introduit la notion de « permis enveloppe » que ce soit pour les installations de production d'énergie renouvelable en mer que pour leurs ouvrages de raccordement aux réseaux publics d'électricité. Ainsi, EDF souhaite une synchronisation des deux calendriers et que RTE n'exige pas des informations de la part du porteur de projet trop en amont de celui-ci afin que ce dernier ne perde pas le bénéfice de la notion de « permis enveloppe » et par conséquent la possibilité d'optimisation du coût du MWh.

Enfin, le lauréat d'un appel d'offres ne choisissant pas la localisation de la zone d'implantation dans le cas des installations d'énergie renouvelable en mer, l'ensemble des coûts échoués en cas de refus des autorisations administratives ne peut incomber exclusivement au producteur.

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 ?

EDF est extrêmement favorable à la logique de planification décrite par RTE dans le SDDR et la CRE dans la consultation publique visant la planification par l'Etat du développement et de la localisation des éoliennes en mer qui permettra de donner de la visibilité à l'ensemble des acteurs et de pérenniser la filière industrielle. Cette planification est essentielle pour pérenniser les usines installées sur le territoire national (par exemple : Siemens au Havre, General Electric à Saint-Nazaire et Cherbourg) en évitant les creux de charge qui ont une répercussion sur l'emploi sur l'ensemble de la chaîne de valeur de la filière. Cette régularité pourra

également générer un effet de série, synonyme de baisse des coûts, et conforter la compétitivité de la filière et les perspectives d'exportation. Pour atteindre cet objectif, il est nécessaire que la consultation du public sur le choix de la localisation des éoliennes en mer ne soit pas réalisée projet par projet mais intégrée, à minima, l'identification de l'ensemble des zones nécessaires à l'atteinte de l'objectif fixé sur la façade soumise à consultation pour l'ensemble de la première période de la PPE jusqu'à 2025, voir la deuxième période de la PPE à horizon 2030.

Si l'optimisation des coûts de raccordement est une nécessité, les mesures d'optimisation proposées par RTE soulèvent plusieurs points d'attention.

- Entre 2026 et 2035, la PPE prévoit de raccorder 1000 MW par an et RTE estime que dans ce cas, les coûts de raccordement pourraient s'élever à 800 M€ par an. Pour le projet de Dunkerque, RTE estime aujourd'hui à 360 M€ le raccordement de 600 MW. Le retour d'expérience des projets du premier appel d'offres éolien en mer de 2011, en additionnant raccordement et sous-station (à la charge du producteur contrairement au projet de Dunkerque), indique des coûts du même ordre de grandeur. Les projets futurs sont susceptibles de s'éloigner des côtes et de connaître des conditions moins favorables ce qui explique probablement le niveau plus élevé retenu par RTE. Il paraît cependant souhaitable que RTE indique de manière plus précise les hypothèses sous-jacentes à ses estimations que EDF estime a priori plutôt hautes et considère comme des niveaux à ne pas dépasser.
- La mutualisation et modularité (hub), représente un véritable intérêt pour la collectivité sous réserve que RTE n'exige pas d'informations techniques précises trop en amont au premier producteur raccordé et n'impose pas des conditions trop restrictives pour les producteurs suivants. En effet, un tel hub devra nécessairement faire l'objet d'un dimensionnement « enveloppe » afin de permettre aux producteurs d'utiliser les dernières technologies disponibles au moment de leur choix industriel, c'est-à-dire au moment de leur décision d'investissement qui intervient plusieurs années après les résultats de l'appel d'offres et faire baisser les prix du MWh proposés par les lauréats des appels d'offre. Cette économie au MWh sur 20 ans doit être comparée à celle de RTE : les économies annoncées par RTE (80 M€) sont-elles nettes des surcoûts du MWh pour la collectivité?
- Par ailleurs, le dimensionnement « enveloppe » du hub ne devra pas être à la charge des producteurs pour éviter une provision impactant également le prix du MWh. A défaut de dimensionnement « enveloppe », le risque serait de contraindre ces derniers à figer en amont un type d'éoliennes qui serait dépassé, quelques années après, par d'autres technologies plus performantes, voire abandonné par les fabricants (c'est précisément le cas des projets des deux premiers appels d'offres éoliens en mer).
- La stratégie d'overplanting proposée par RTE consiste à proposer un raccordement de capacité plus faible que le volume de MW autorisé dans l'appel d'offres. Même si le volume écarté est de 0,3% en moyenne au niveau national, il pourrait représenter de l'ordre de 5% sur l'année pour certains parcs si le raccordement était limité à 90% de la capacité installée. Il est donc indispensable que les modalités de limitation et, le cas échéant, d'indemnisation, soient bien définies et individualisées,

et ce pour la durée de vie du parc et ne renchérisse pas le coût du MWh. En outre, en cas de raccordement mutualisé, la gestion de l'écrêtement entre producteurs doit être clairement définie.

- Comme pour la mutualisation, les producteurs alertent sur le fait que la standardisation des plateformes, qui s'étalera nécessairement sur plusieurs années, ne doit pas brider la possibilité d'utiliser les dernières technologies d'éoliennes les plus performantes. En revanche, il serait, sans doute, opportun pour RTE de négocier plusieurs contrats-cadres avec de nombreuses options, ce qui permettrait à la fois de standardiser, d'être réactif (une fois ces marchés-cadre en place, réduction du long processus achat de RTE et donc du délai de raccordement) et adaptable.
- Enfin, un travail de réduction des délais d'exécution du raccordement permettrait à RTE des économies lui permettant d'être plus synchrone, et donc mieux interfacé, avec les producteurs, quitte à dissocier les travaux moins interfacés pouvant être anticipés (poste et lignes à terre, fondation du poste en mer, voire lignes en mer) de ceux devant être interfacés (topside du poste en mer, avec ses composants électriques plus spécifiques). Nous pourrions alors bénéficier pleinement de la planification et de l'optimisation du dimensionnement, tout en réduisant les délais de raccordement pour être en phase avec les évolutions de la filière.

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.) ?

EDF partage l'importance, dans un souci d'efficacité économique, de s'interroger sur les incitations à la bonne localisation afin de limiter le couple « production-réseau ». EDF tient en premier lieu à souligner que le coût des ouvrages propres ainsi que la quote-part S3REnR incitent les producteurs à minimiser les coûts réseaux. Cette incitation pourrait être renforcée et EDF est convaincue que celle-ci doit intervenir au moment du raccordement et non au fil de l'injection. En répercutant tous les coûts de réseau occasionnés au moment du raccordement (y compris les coûts de renforcement), l'incitation adressée est plus efficace et plus à même de minimiser les coûts des investissements réseaux rendus nécessaires par la transition énergétique. Cette option présente de plus le mérite d'être bien ciblée sur l'objectif en concernant les nouvelles installations et de ne pas modifier unilatéralement les équilibres économiques de moyens existants (en les dégradant ou en les améliorant) pour lesquels la localisation n'est plus un choix ouvert.

Cependant, EDF souligne que, le choix de la meilleure localisation pour les EnR dépend en premier lieu de la qualité du gisement (vent, taux d'ensoleillement...) mais aussi d'autres critères tels que la disponibilité du foncier, l'acceptabilité locale, les contraintes environnementales. Par conséquent, la mise en place de signaux de localisation ne serait pleinement efficace que si les producteurs disposent des leviers nécessaires pour minimiser les coûts globaux.

Enfin, comme RTE et la CRE, EDF pense qu'il est souhaitable que la concertation locale soit renforcée. Il pourrait être imaginé un processus comme suit : après avoir fixé, à l'échelle régionale, les orientations politiques dans les SRADET et les Schéma Régionaux éoliens, il conviendrait dans un second temps de mieux associer les départements via l'adéquation de leur PCAET (l'intérêt de ces plans est qu'ils contiennent un volet développement des ENR et un volet développement des réseaux de distribution d'électricité), et en s'assurant de la cohérence des orientations des Conférences Départementales des Réseaux Electriques (instituées par la loi NOME) avec les orientations régionales, avant que ces dernières ne soient reprises pour les études des S3RENR.

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

EDF souhaite faire les remarques supplémentaires :

- Même si le SDDR 2019 de RTE a procédé à un premier allongement de la durée d'étude, en intégrant la période 2020-2035 en cohérence avec le Bilan prévisionnel 2017, les objectifs sur le nucléaire de la loi énergie-climat et le cadrage général de la PPE, EDF considère indispensable que les décisions d'investissement prises dans le cadre de ce SDDR couvrant jusqu'à l'horizon 2035 soient résilientes aux incertitudes pesant sur le système électrique sur un horizon plus lointain (entre 2035 et 2050 par exemple). Il est nécessaire d'assurer une bonne articulation entre ce SDDR et les travaux engagés par RTE à la demande du gouvernement pour établir une vision prospective à l'horizon 2050 de l'évolution du mix et du système électrique. Ces travaux sont menés au sein des GT « Prospectifs 2050 » dans le cadre du processus de concertation CPSR associant les acteurs du secteur, afin de permettre le bon niveau d'éclairage des décisions des pouvoirs publics.
- EDF comprend du SDDR que RTE ne voit pas de valeur à l'ajout d'une interconnexion supplémentaire à la frontière Franco-espagnole après la mise en service de « Golfe Gascogne ». A contrario, EDF considère que la frontière ibérique est celle où la rentabilité d'un tel projet est la moins incertaine.