



Autorité environnementale

<http://www.cgedd.developpement-durable.gouv.fr/l-autorite-environnementale-r145.html>

**Avis délibéré de l’Autorité environnementale
sur le schéma décennal de développement du
réseau de transport d’électricité**

n°Ae : 2019-97

Avis délibéré n° 2019-97 adopté lors de la séance du 18 décembre 2019

Préambule relatif à l'élaboration de l'avis

L'Ae¹ s'est réunie le 18 décembre 2019, à La Défense. L'ordre du jour comportait, notamment, l'avis sur le schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité.

Étaient présents et ont délibéré collégalement : Nathalie Bertrand, Barbara Bour-Desprez, Marc Clément, Pascal Douard, Christian Dubost, Sophie Fonquernie, Bertrand Galtier, Louis Hubert, Christine Jean, Philippe Ledenvic, Thérèse Perrin, Eric Vindimian, Annie Viu, Véronique Wormser.

En application de l'article 9 du règlement intérieur du CGEDD, chacun des membres délibérants cités ci-dessus atteste qu'aucun intérêt particulier ou élément dans ses activités passées ou présentes n'est de nature à mettre en cause son impartialité dans le présent avis.

Étaient absents : Serge Muller

N'a pas participé à la délibération, en application de l'article 9 du règlement intérieur de l'Ae : François Letourneux,

* *

L'Ae a été saisie pour avis par Réseau de transport d'électricité (RTE), l'ensemble des pièces constitutives du dossier ayant été reçues le 27 septembre 2019.

Cette saisine étant conforme aux dispositions de l'article R. 122-17 du code de l'environnement relatif à l'autorité environnementale prévue à l'article L. 122-7 du même code, il en a été accusé réception. Conformément à l'article R. 122-21 du même code, l'avis doit être fourni dans un délai de trois mois.

Conformément aux dispositions de ce même article, l'Ae a consulté par courriers en date du 18 octobre 2019 :

- la ministre chargée de la santé,
- le préfet de la région Auvergne-Rhône-Alpes qui a transmis une contribution en date du 28 novembre 2019,
- les préfets des régions Bourgogne-Franche-Comté, Bretagne, Centre-Val de Loire, Grand Est, Hauts-de-France, Normandie, Nouvelle-Aquitaine, Occitanie, Pays de la Loire, Provence-Alpes-Côte d'Azur,
- le directeur régional et interdépartemental de l'environnement et de l'énergie Île-de-France,

Sur le rapport de Gilles Croquette et Christian Dubost, après en avoir délibéré, l'Ae rend l'avis qui suit.

Pour chaque plan et programme soumis à évaluation environnementale, une autorité environnementale désignée par la réglementation doit donner son avis et le mettre à disposition de la personne publique responsable et du public.

Cet avis porte sur la qualité de l'évaluation environnementale présentée par la personne responsable, et sur la prise en compte de l'environnement par le plan ou le programme. Il vise à permettre d'améliorer sa conception, ainsi que l'information du public et sa participation à l'élaboration des décisions qui s'y rapportent. L'avis ne lui est ni favorable, ni défavorable et ne porte pas sur son opportunité.

Aux termes de l'article L. 122-9 du code de l'environnement, l'autorité qui a arrêté le plan ou le programme met à disposition une déclaration résumant la manière dont il a été tenu compte du rapport environnemental et des consultations auxquelles il a été procédé.

Le présent avis est publié sur le site de l'Ae. Il est intégré dans le dossier soumis à la consultation du public.

¹ Formation d'autorité environnementale du Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD).

Synthèse de l'avis

L'Ae émet pour la première fois un avis sur le schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité, préparé par RTE. Ce schéma, qui s'appuie sur la programmation pluriannuelle de l'énergie (mais aussi sur des scénarios alternatifs développés par RTE) accompagne les profondes évolutions du réseau liées à la baisse programmée de la part du nucléaire dans la production d'électricité et à la montée en puissance des énergies renouvelables, plus dispersées sur le territoire, et dont l'intermittence nécessite un pilotage plus fin.

RTE a étendu son analyse sur une période de 15 ans (2020–2035), qui sera également caractérisée par une croissance très forte des investissements de renouvellement du réseau, dont de nombreux composants arrivent aujourd'hui en fin de vie, mais aussi des interconnexions avec les pays voisins et la création de lignes sous-marines requises par les projets éoliens en mer.

Pour l'Ae les principaux enjeux environnementaux du schéma sont :

- les émissions de gaz à effet de serre du réseau de transport, et plus généralement du système électrique ;
- la préservation des milieux naturels, notamment les plus sensibles (sites Natura 2000) ;
- le paysage ;
- la prévention des pollutions, liées à l'activité de RTE ;
- la maîtrise de la consommation foncière ;
- la capacité du réseau à résister aux événements climatiques.

Le dossier, tant au niveau du schéma proprement dit que de son évaluation environnementale, est clair et didactique. Il fait état des actions, déjà nombreuses, entreprises par RTE pour réduire son empreinte environnementale. L'évaluation environnementale souffre d'un défaut méthodologique important du fait d'une analyse des écarts par rapport à un scénario dit "*minimal*" peu crédible, ne permettant pas d'apprécier les impacts globaux du réseau ni les inflexions données au travers du schéma. L'Ae recommande de définir une nouvelle méthodologie permettant de remédier à ces difficultés et de bien appréhender les impacts de certains choix (lignes aériennes versus lignes souterraines, technologies de poste, de pose de câbles sous-marins, etc).

Les autres recommandations de l'Ae portent sur la meilleure prise en compte du milieu naturel (avifaune notamment) et des sites Natura 2000 (au travers une analyse plus poussée des incidences) assortie d'engagements, sur la recherche de solutions pour éviter et réduire les incidences notables à l'échelle de l'ensemble du schéma et au besoin compenser les effets résiduels, sur la mise en place d'une politique plus affirmée de réduction des émissions de gaz à effet de serre du réseau, notamment en phase travaux, sur la nécessité de finaliser la stratégie en cours de réflexion sur l'adaptation au changement climatique, d'assortir certaines politiques sectorielles de prévention des pollutions de cibles précises et de préciser les actions envisagées pour contribuer à l'atteinte de l'objectif de zéro artificialisation nette.

L'ensemble des observations et recommandations de l'Ae est présenté dans l'avis détaillé.

Sommaire

1	Contexte, présentation du schéma et enjeux environnementaux	5
1.1	Présentation du Schéma	5
1.2	Procédures relatives au schéma	15
1.3	Principaux enjeux environnementaux relevés par l'Ae	16
2	Analyse de l'évaluation environnementale	16
2.1	Articulation avec les autres plans, documents et programmes	17
2.2	Analyse de l'état initial	18
2.3	Exposé des motifs pour lesquels le projet du schéma a été retenu, notamment au regard des objectifs de protection de l'environnement, et les raisons qui justifient le choix opéré au regard des autres solutions envisagées	21
2.4	Analyse des incidences probables du schéma	24
2.5	Évaluation des incidences Natura 2000	28
2.6	Mesures d'évitement, de réduction et de compensation de ces incidences	29
2.7	Suivi	30
2.8	Résumé non technique	31
3	Prise en compte de l'environnement par le schéma	31
3.1	La prise en compte des externalités environnementales	32
3.2	Les plans ou stratégies sectorielles de RTE visant un objectif environnemental spécifique	33
3.3	Thématiques environnementales spécifiques	34

Avis détaillé

1 Contexte, présentation du schéma et enjeux environnementaux

1.1 Présentation du Schéma

L'article L. 321-6 du code de l'énergie prévoit l'obligation pour RTE, gestionnaire du réseau de transport d'électricité, d'établir chaque année un schéma décennal de développement du réseau (SDDR)².

Ce document, dont l'élaboration est longue et complexe, n'est pas établi chaque année, la dernière édition datant de décembre 2016.

L'édition 2019 est particulière à double titre :

- elle trace des perspectives à un horizon de quinze ans, le choix d'un horizon au-delà de la décennie constituant un point positif compte tenu des perspectives d'évolutions majeures du système de production de l'électricité ;
- elle fait l'objet d'une évaluation environnementale, avec pour la première fois un avis de l'Ae.

Il a été indiqué aux rapporteurs que le schéma a fait l'objet de consultations approfondies auprès du public et des parties prenantes. Cette démarche, qui est en partie présentée dans le chapitre relatif à l'environnement, concerne également les hypothèses prises en compte et pourrait être mise en avant de façon plus poussée.

Le document allie densité des informations et confort de lecture, permettant au lecteur, du fait d'un réel effort de mise en page et d'une iconographie de grande qualité (nombreux schémas, tableaux et graphiques), de bien appréhender la complexité du sujet.

Le dossier affirme sa cohérence avec la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) et la Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 (PPE), qui débouchent sur une profonde évolution du système électrique : recul du nucléaire avec la fermeture d'une douzaine de réacteurs, et développement important des énergies renouvelables (EnR) : éolien terrestre, photovoltaïque, éolien en mer notamment. Le système électrique du début des années 2000, encore largement en vigueur aujourd'hui, est fondé sur l'acheminement vers les nombreuses zones de consommation de l'électricité produite sur un petit nombre de sites (centrales nucléaires) produisant de l'électricité de manière régulière ; le réseau futur de 2030/2035, décrit dans le schéma, correspond à un système plus éclaté avec de très nombreux sites de production (centrales solaires, éoliennes, solaire diffus etc.) dont la localisation diffère de celle des sources actuelles, avec une production variable dans le temps et aussi dans l'espace.

L'électricité n'étant que très peu stockable, l'une des missions les plus importantes de RTE consiste à assurer l'équilibre instantané entre offre et demande d'électricité ; avec l'évolution du

² « A cet effet, [RTE] élabore chaque année un schéma décennal de développement du réseau établi sur l'offre et la demande existantes ainsi que sur les hypothèses raisonnables à moyen terme de l'évolution de la production, de la consommation et des échanges d'électricité sur les réseaux transfrontaliers. Le schéma prend notamment en compte le bilan prévisionnel pluriannuel et la programmation pluriannuelle de l'énergie, ainsi que les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables mentionnés à l'article L. 321-7 ».

« mix énergétique », cette fonction de pilotage du réseau va s'avérer plus complexe, les lignes haute et très haute tensions étant par ailleurs davantage sollicitées, comme le montre la figure 1 ci-dessous, qui met notamment en lumière, sur la base de simulations pour l'horizon 2035, les flux importants sud-nord en période d'ensoleillement.

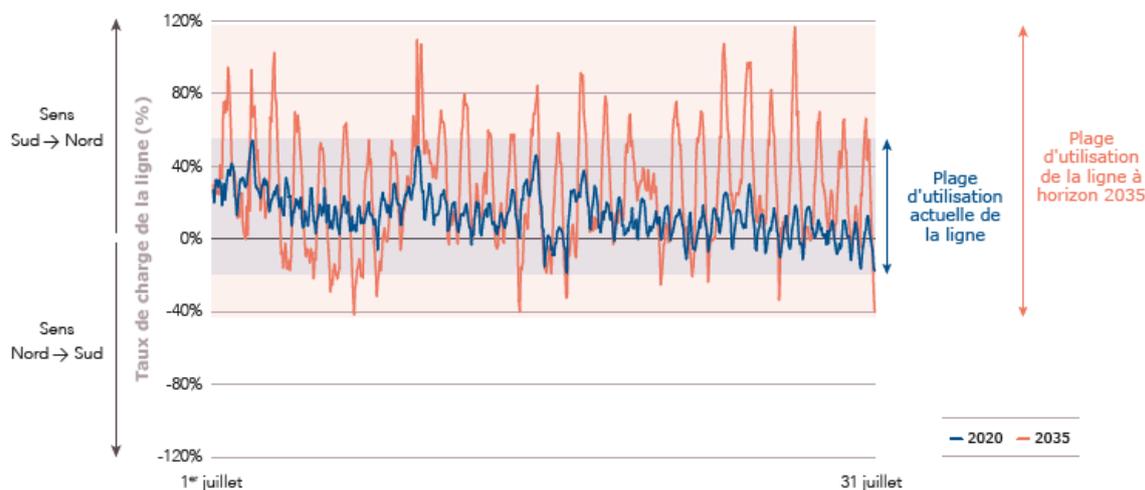


Figure 1 : Évolution envisagée des flux sur un axe nord-sud du réseau de grand transport en France (simulation 2020 et 2035 pour le mois de juillet) (Source : dossier)

RTE distingue deux composantes dans le réseau de transport d'électricité :

- le réseau de grand transport comprenant la totalité des lignes 400 kilovolts (kV) et une partie des lignes 225 kV qui maille le territoire national et assure l'interconnexion avec les pays voisins ;
- les réseaux de répartition constitués d'une partie des lignes 225 kV et des infrastructures de tension inférieure (essentiellement 63 et 90 kV) permettant d'alimenter le territoire à une maille suprarégionale ou régionale.

RTE avait élaboré en 2017 plusieurs scénarios contrastés (Ampère, Hertz, Volt et Watt) d'offre et de demande d'électricité afin de contribuer à l'élaboration de la PPE. Le SDDR évoque trois scénarios : celui retenu par la PPE (très faible production thermique, fort développement des EnR) ainsi que les scénarios Volt (développement des EnR et baisse modérée du nucléaire, fortes exportations) et Ampère (fort développement des EnR) avec dans tous les cas une production électrique supérieure à 600 TWh en 2035, en hausse de 15 à 20 % par rapport à 2016. Cette production est largement supérieure à la consommation³ (les exportations nettes sont supérieures à 100 TWh dans les différents scénarios).

Le SDDR se décompose en 12 chapitres :

- 5 volets industriels : renouvellement, adaptations, ossature numérique, réseau en mer, interconnexions ;
- 2 volets bilan : visions régionales, trajectoires complètes ;
- 5 volets transverses : solutions alternatives, localisation des EnR, autoconsommation, incertitudes, environnement⁴.

³ La consommation varie entre 442 TWh (Volt) et 491 TWh (scénario PPE) ; à noter que cette variation de la consommation n'est pas réellement prise en considération dans le schéma.

⁴ Chapitre environnement du SDDR, distinct de l'évaluation environnementale.

L'article L. 321-6 du code de l'énergie définit le périmètre du SDDR : « *Le schéma décennal mentionne les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans, répertorie les investissements déjà décidés ainsi que les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans les trois ans, en fournissant un calendrier de tous les projets d'investissements* ».

La liste des projets prévue par cet article figure en annexe au SDDR, les projets identifiés au-delà de 2023 étant peu nombreux. Cette liste, qui s'arrête de fait en 2027, comprend également les projets mis en service en 2018 (46 projets) et prévus en 2019 (54 projets), ainsi que des projets « en attente » ou « arrêtés ». L'Ae considère que la cohabitation dans cette liste de projets achevés, effectifs et putatifs constitue un élément de complexité auquel il conviendrait de remédier. Assez aride, la liste mériterait par ailleurs d'être traitée sous forme de cartes régionales afin de bien comprendre la nature et la localisation des projets, et comment ils s'inscrivent au sein du réseau.

L'Ae recommande de revoir la liste des projets inclus dans le SDDR et d'en exclure les projets déjà mis en service. Elle recommande également, pour la prochaine édition du SDDR, de traduire la liste des projets sous forme de cartes didactiques, permettant une meilleure appréhension des projets par les parties prenantes.

L'Ae présente ci-après un résumé de chacun de ces chapitres, afin de permettre au lecteur de bien appréhender les multiples dimensions du schéma et d'en cerner les enjeux environnementaux, développés ensuite dans les chapitres 2 et 3.

Le renouvellement du réseau

Le réseau électrique compte environ 106 000 kilomètres de circuits (81 000 kilomètres de lignes⁵) et 3 900 postes. Ce réseau, issu des investissements massifs des Trente Glorieuses puis du développement du programme nucléaire, est vieillissant : son âge moyen augmente actuellement de onze mois chaque année et de nombreux composants arrivent en fin de vie.

RTE se trouve ainsi confronté à ce qu'il dénomme un « mur de renouvellement », qu'il cherche à lisser, notamment en augmentant les dépenses d'entretien courant et de gros entretien (plan anti-corrosion : 110 millions d'euros/an sur le budget investissement). Il convient à cet égard de signaler la politique de rénovation des postes sous enveloppe métallique (PSEM) dont l'isolation est réalisée par l'utilisation d'hexafluorure de soufre (SF₆), dont le potentiel de réchauffement global⁶ (PRG) est très élevé avec une valeur de 23 500. Ces rénovations devraient déboucher sur une diminution substantielle des fuites de SF₆.

RTE met en place une nouvelle démarche de gestion des actifs à partir d'une vision fondée sur le risque, traduite dans une politique de maintenance prédictive, via notamment l'équipement massif du réseau en capteurs.

Le volume annuel d'entretien devrait croître d'un tiers, de 170 millions d'euros (période 2016/2020) à près de 230 millions d'euros en moyenne sur la période 2021/2035, et celui

⁵ Un circuit est composé de trois câbles conducteurs ; certaines lignes peuvent comporter deux circuits.

⁶ Le potentiel de réchauffement global est un facteur de conversion qui permet de comparer l'influence de différents gaz à effet de serre sur le système climatique, en le rapportant à celui du CO₂, égal à 1.

consacré aux investissements de renouvellement augmenter de près de moitié en passant annuellement de 360 à 520 millions d'euros.

Les adaptations

Pour RTE, si le réseau actuel « *est suffisamment dimensionné pour faire face aux évolutions prévisibles de la consommation d'électricité à l'horizon 10-15 ans* », il doit être adapté pour faire face aux évolutions du mix énergétique, la répartition spatiale de la production d'EnR étant significativement différente de celle du nucléaire. Jusqu'à un niveau estimé à 50 GW de capacités installées pour l'éolien et le solaire (ce qui correspond à un doublement par rapport à l'existant), les évolutions du réseau devraient être limitées grâce à l'optimisation du pilotage du réseau permis par les nouvelles technologies numériques et à un écrêtement⁷ de la production d'EnR . Au-delà de ce seuil de 50 GW, niveau qui sera atteint entre 2025 et 2030, des adaptations structurelles sont nécessaires : nouvelles lignes ou remplacement par des câbles plus performants.

Le document évoque par ailleurs les nouveaux usages : les « *data centers* »⁸ (qui devraient représenter, avec 7 TWh en 2035, plus de 1 % de la consommation nationale), l'électromobilité avec selon les scénarios entre 7 et 15 millions de véhicules électriques en 2035, la production d'hydrogène par électrolyse avec d'importantes incertitudes (certains projets nécessitent une puissance unitaire de 500 MW), ou encore l'augmentation du chauffage électrique (pompes à chaleur). Cette présentation est très hétérogène.

L'effort d'adaptation du réseau représente de l'ordre de 8 milliards d'euros sur la période 2020/2035⁹.

Ossature numérique

Des technologies diverses coexistent au sein du patrimoine de RTE en matière de contrôle-commande, dont certaines sont délicates à maintenir. L'objectif affiché est de renouveler, y compris de manière anticipée, les composants obsolètes dans les postes électriques, afin d'optimiser le réseau et de faciliter l'insertion des énergies renouvelables.

En ce qui concerne le réseau de télécommunications, le SDDR fait état de la cohabitation entre réseaux « privés » (possédés et exploités directement par RTE) et réseaux « opérés » (possédés et exploités par un opérateur de télécommunications, qui rend une prestation de service à RTE). L'objectif pour RTE est de donner la priorité à son réseau privé, y compris pour des questions de sûreté.

Cette stratégie numérique nécessite une augmentation significative des investissements, RTE privilégiant un lissage de ceux-ci sur les quinze prochaines années : 250 millions d'euros/an sur la prochaine décennie puis 150 millions d'euros/an entre 2031 et 2035.

⁷ Suppression des pointes, des éléments quantitativement extrêmes.

⁸ Un data center ou centre de données est un site physique regroupant des installations informatiques (serveurs, routeurs, commutateurs, disques durs...) chargées de stocker et de distribuer des données (data en anglais) à travers un réseau interne ou via un accès Internet.

⁹ Montant auquel il convient d'ajouter les raccordements des projets EnR, à hauteur de 5 milliards d'euros.

Interconnexions

Comme le souligne le dossier « *l'interdépendance croissante des pays européens sur le plan électrique est une traduction logique de l'objectif du projet communautaire* ». De fait, la France est, sur un plan financier, un des grands bénéficiaires du marché intérieur de l'électricité avec depuis de nombreuses années des exportations nettes élevées, notamment vis-à-vis de l'Allemagne, du Royaume Uni et de l'Italie.

Le développement en Europe des EnR renforce, du fait de l'intermittence de celles-ci, le besoin de solidarité électrique entre États. L'interdépendance devrait ainsi se renforcer avec les nouveaux projets d'interconnexion projetés. Le SDDR est basé sur la perspective d'un doublement de la capacité d'interconnexion de la France en 15 ans, passant d'une quinzaine de gigawatts aujourd'hui à une trentaine de gigawatts à l'horizon 2035.

Dans le SDDR, les projets d'interconnexions sont classés en trois « paquets » :

- achèvement des projets engagés (deux liaisons avec le Royaume Uni, une avec l'Italie [paquet 0] ;
- mise en œuvre des interconnexions « sans regret »¹⁰ : interconnexion avec l'Espagne (golfe de Gascogne), renforcements des liaisons avec l'Allemagne et la Belgique [paquet 1] ;
- réflexions sur d'autres interconnexions : Allemagne, Benelux, Royaume-Uni, Irlande, avec une rentabilité différée dans le temps (vers 2030 voire au-delà), liée pour certains projets au montant de subvention de l'Union européenne [paquet 2]¹¹.

RTE considère que d'autres projets envisagés ne sont pas aujourd'hui à engager. Au-delà d'une approche ponctuelle des projets, le gestionnaire de réseau considère nécessaire de dépasser le raisonnement par projet et d'effectuer une évaluation économique par grand territoire.

Globalement, l'investissement consenti serait de l'ordre de 200 millions d'euros/an en première période (2021-2025) puis d'environ 100 millions d'euros/an.

Réseau en mer

Le document met en avant le rôle stratégique de l'éolien en mer à moyen et long termes, la France disposant « *d'une façade maritime exposée à des régimes de vent très favorables et donc d'un fort potentiel pour la production d'énergie par des éoliennes en mer, qu'elles soient posées ou flottantes*. ». Les objectifs de la PPE sont d'atteindre 5 GW installés en 2028 et 10 GW en 2035.

Désormais, c'est RTE (et non l'État) qui prend en charge l'ensemble des dépenses de raccordement via le TURPE¹².

Cette responsabilisation de RTE lui permet de prendre des initiatives, avec notamment l'idée, défendue dans le schéma, de mutualiser certains projets. RTE propose ainsi de « *mettre en place, en amont des prochaines révisions de la PPE, des plans de développement du réseau en mer pour*

¹⁰ C'est-à-dire dont la justification est acquise pour l'ensemble des scénarios de référence européens et nationaux étudiés par RTE.

¹¹ Le projet « Celtic Interconnector » d'une capacité de 700 MW et d'une longueur de 575 kilomètres reliant les réseaux français et irlandais pour un coût total de 930 millions d'euros, vient de se voir octroyé par l'Union Européenne une subvention de 530 millions d'euros ; il devrait donc être réalisé en même temps que le paquet 1.

¹² Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, approuvés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

chacune des façades ». RTE formule d'ores et déjà plusieurs propositions afin d'optimiser les coûts et aussi l'empreinte environnementale de l'éolien en mer :

- une proximité de différents parcs afin de permettre le raccordement à un même poste en mer (« hub de raccordement ») (cf. figure 2) ;
- un dimensionnement des installations effectué en fonction de la capacité d'évacuation des câbles¹³.

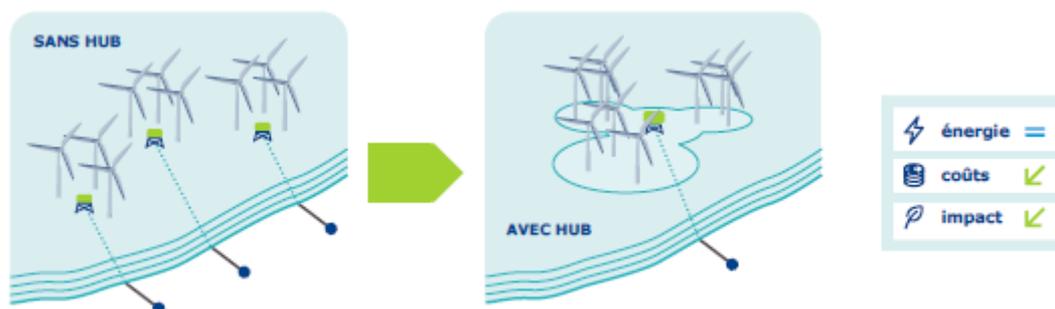


Figure 2 : principe de raccordement mutualisé « avec hub » (Source : dossier)

L'Ae considère ces propositions avec intérêt du fait notamment de la possibilité ouverte de diminuer les incidences sur l'environnement du fait de la mutualisation de projets et de l'optimisation du point d'atterrissage des lignes sous-marines¹⁴ ; elle considère par ailleurs que les plans de développement du réseau en mer devraient faire l'objet d'une évaluation environnementale, spécifique ou intégrée à celle du Document Stratégique de Façade (DSF).

Le montant total des investissements sur le réseau correspondant à l'installation de 10 GW est évalué par RTE entre 7 et 8 milliards d'euros, la fourchette basse correspondant à une mutualisation maximale. RTE souligne toutefois les fortes incertitudes sur ces coûts qui dépendront des sites retenus.

Vision régionale

L'analyse faite par RTE montre une profonde évolution dans la nature des investissements, avec un accroissement très significatif des montants liés aux EnR et une décre de ceux consacrés à la sécurisation du réseau (cf. figure 3).

¹³ Le document présente l'exemple d'une plateforme de 900 MW avec trois câbles sous-marins en alternative à un projet de 1000 MW qui nécessite quatre câbles.

¹⁴ À titre d'exemple, en Manche et mer du Nord, le projet de Fécamp nécessite une liaison (maritime et terrestre) de près de cinquante kilomètres contre la moitié pour les centrales de Dunkerque et Dieppe-le Tréport, la différence étant essentiellement liée à la longueur de la liaison terrestre.

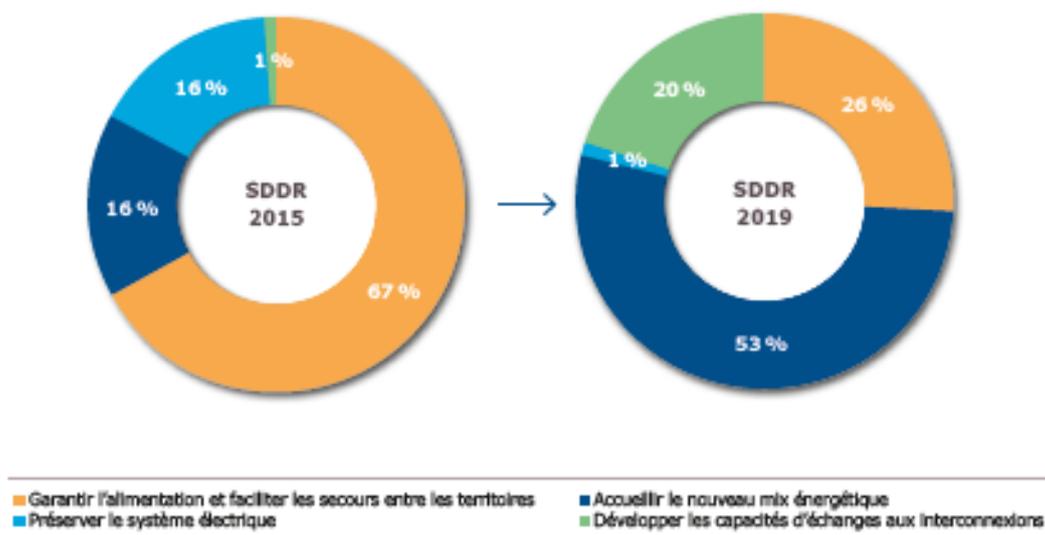


Figure 3 : Répartition des investissements mis en service dans les 5 ans (comparaison réalisée en prenant le périmètre adaptations et interconnexions) (Source : dossier modifié par les rapporteurs)

Le SDDR présente un chapitre par région avec une carte d'identité du réseau et les grands enjeux électriques du territoire, ainsi qu'une synthèse du schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)¹⁵. Il convient à cet égard de souligner une très grande disparité entre les régions en termes de taux d'avancement des S3REnR (13 % en Basse Normandie, 19 % en Rhône-Alpes, 100 % en Aquitaine et 88 % en Champagne-Ardenne) ou de quotes-parts¹⁶ (0 k€/MW en Alsace, 1 550 €/MW en Île-de-France, 82 250 €/MW en Hauts-de-France, 72 200 €/MW en Midi-Pyrénées).

L'Ae constate que le SDDR ne procède pas à une évaluation des S3REnR, qui pourrait permettre au gestionnaire du réseau de faire des propositions en vue de renforcer la dynamique de déploiement des EnR. L'analyse faite par les rapporteurs montre qu'il n'y a pas de corrélation¹⁷ entre un tarif attractif (quote-part faible) pour les porteurs de projet et un avancement important du schéma régional : deux des trois régions les plus fortement touchées par la décrue du nucléaire qui s'amorce (Alsace, Rhône-Alpes) ont ainsi des taux d'avancement particulièrement faibles en dépit de quotes-parts faibles. Le schéma souligne certaines évolutions fortes attendues du fait de potentialités élevées de certains territoires régionaux (régions du sud de la France pour le photovoltaïque) ou d'ambitions très affirmées de conseils régionaux au travers de leurs schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET)¹⁸ ou schéma directeur (Bourgogne-Franche Comté, Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA) et Ile-de-France notamment), dont la concrétisation opérationnelle n'est pas dans certains cas acquise¹⁹. Il met également en exergue des écarts parfois significatifs entre potentialités réelles et volonté

¹⁵ En application de l'article L. 321-7 du code de l'énergie, les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables sont élaborés par RTE. Ils définissent les ouvrages à créer ou renforcer pour permettre le raccordement des productions à partir de sources d'énergies renouvelables. Le plus souvent les S3REnR recouvrent le périmètre des anciennes régions ; ils seront actualisés en tenant compte de la nouvelle carte régionale.

¹⁶ Les coûts de création des nouveaux ouvrages sont mutualisés entre tous les producteurs d'une même région ayant besoin de puissances supplémentaires de raccordement au réseau RTE. Ils leur sont facturés via une « quote-part » (plus le réseau de la zone est saturé, plus les investissements sont importants et la quote-part est élevée).

¹⁷ Il existe même paradoxalement plutôt une corrélation inverse...

¹⁸ Ou pour l'Île-de-France le schéma directeur.

¹⁹ Dans le cas de la région PACA, le dossier mentionne un travail de concertation engagé au premier semestre 2019 avec les pouvoirs publics et les producteurs pour évaluer plus précisément le gisement de production renouvelable à l'horizon 2030. Ce travail a débouché sur l'estimation d'un gisement correspondant à environ 70 % de l'ambition du SRADDET.

politique ; c'est notamment le cas en Hauts-de-France en matière d'éolien avec un quasi statu quo préconisé par la Région qui contraste avec les potentialités encore fortes identifiées dans les « hypothèses de référence 2030 » de RTE (de l'ordre de 3 GW de puissance raccordée)²⁰, et dans une moindre mesure en Grand Est.

Trajectoires complètes

Le schéma prévoit une utilisation plus poussée du réseau existant, se traduisant notamment par une augmentation, assumée, des coûts de congestion²¹ (une dizaine de millions d'euros aujourd'hui, une centaine de millions à l'horizon 2030) sans toutefois atteindre, selon le dossier, les montants constatés en Allemagne aujourd'hui mais aussi en Espagne ou Grande Bretagne.

Avec les leviers d'optimisation identifiés par RTE et regroupés dans le scénario de référence (cf. figure ci-après), les dépenses totales sur la période 2021/2035 devraient être légèrement inférieures à 40 milliards d'euros, dont environ 30 milliards d'investissements. Ceci représente une très forte augmentation par rapport à la période 2016–2020 caractérisée par un niveau de dépenses annuel moyen d'environ 1,3 milliards d'euros.

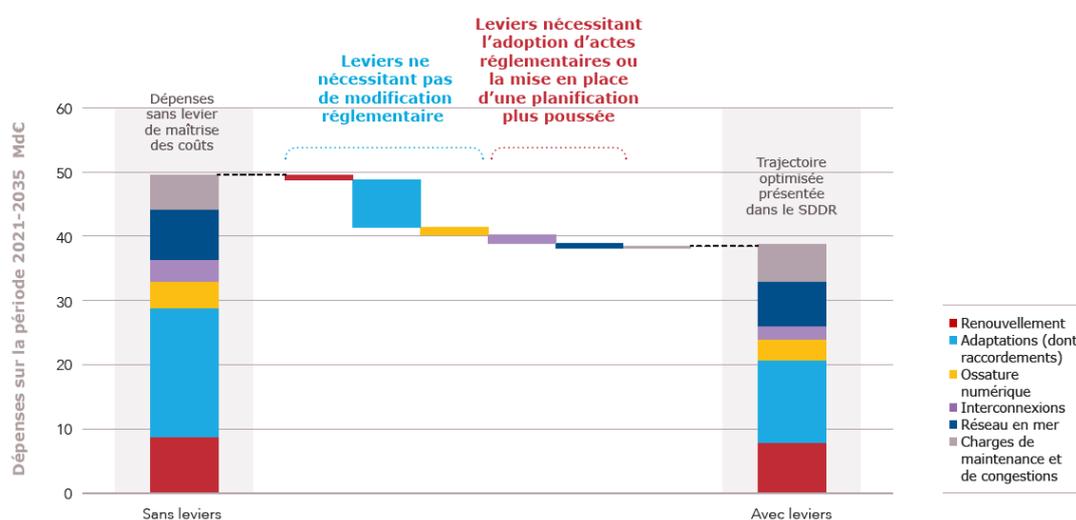


Figure 4 : Investissements réseau – visions sans et avec leviers de maîtrise des coûts – scénario PPE (Source : Dossier)

RTE insiste toutefois sur le fait que malgré la hausse significative de ses investissements, les dépenses du réseau de transport d'électricité resteront faibles par rapport aux coûts totaux du système électrique (de l'ordre de 10 %), coupant court au « mythe tenace : celui des « coûts cachés des EnR », qui seraient associés à l'intégration de ces sources d'énergie dans le réseau électrique », les coûts d'adaptation du réseau représentant selon le document « au maximum de l'ordre de 3 à 4 €/MWh ».

Solutions flexibles

RTE consacre un chapitre spécifique au développement attendu de la flexibilité qui va progressivement constituer une véritable alternative à la réalisation d'investissements de capacité :

²⁰ Le document évoque « un désalignement entre les perspectives de développement de cette filière basées sur une poursuite des dynamiques actuelles et celles basées sur les objectifs politiques de la région. Ce désalignement rend plus difficile la planification des évolutions à apporter au réseau dans la région ».

²¹ Les coûts de congestion sont liés à des contraintes sur le réseau qui conduisent à une situation non optimale en termes d'utilisation des moyens de production.

limitations de production renouvelable par automates « afin d'écrêter des volumes de production, de manière ciblée et restreinte, lorsque la puissance à évacuer excède la puissance maximale d'un ouvrage de réseau » et effacement de consommation, pour piloter la charge lorsque le réseau est saturé (pointes hivernales), cet écrêtement pouvant aller jusqu'à 0,3 % à l'horizon 2035.²²

L'objectif pour RTE est toutefois de conserver le haut niveau actuel de disponibilité du réseau avec un « temps de coupure équivalent » inférieur à trois minutes par an en moyenne.

L'analyse faite par RTE montre, pour la prochaine décennie, l'absence de pertinence économique, dans la majorité des cas, de systèmes de stockage (batteries, ou encore « power to gas »²³) en alternative au renforcement du réseau, tout en soulignant que le développement du stockage pourrait constituer une opportunité pour réduire les coûts du réseau après 2030, en faisant face à des problèmes locaux de congestion.

Localisation des énergies renouvelables²⁴

Le schéma met en relief la localisation différenciée sur le plan géographique des EnR, comme en témoigne la figure 5 ci-dessous, avec 65 % de la puissance photovoltaïque concentrée sur les trois régions du sud et 30 % de l'éolien dans la seule région Hauts-de-France. Les récents appels d'offre ont eu tendance à renforcer les concentrations existantes. La capacité au 31 mars 2019 était d'environ 24 GW pour les EnR, dont 8,7 GW pour le solaire et 15,4 GW pour l'éolien.

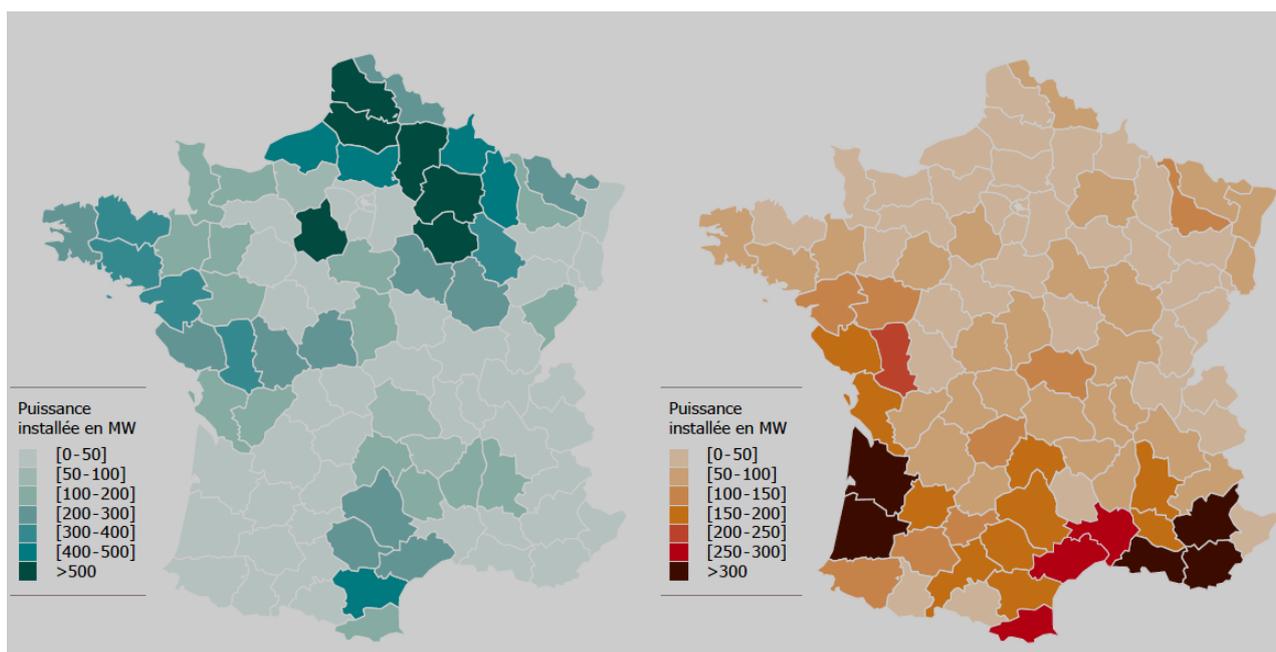


Figure 5 : Puissance éolienne (à gauche) et solaire (à droite) installée au 1er mars 2019 (Source : Dossier)

RTE a établi plusieurs scénarios de développement des EnR dont :

- un scénario dit « de référence » (central) consistant en une projection spatialisée des objectifs de la PPE (39 GWc²⁵ d'éolien et 48 GWc de solaire en 2030) ;

²² À cet égard il convient de noter que l'Etat (lettre de la Ministre de la transition écologique et solidaire à RTE) considère que ce chiffre, qu'il juge élevé, doit être fixé non par RTE mais par la puissance publique.

²³ Conversion d'électricité en gaz permettant la valorisation de l'électricité excédentaire sous une forme de gaz (généralement l'hydrogène), stockable

²⁴ Ne sont évoqués ici que le solaire et l'éolien, énergies à fortes intermittences et non pas l'hydraulique, dont les perspectives de développement sont faibles, ni la méthanisation peu traitée dans le dossier

²⁵ Giga watts crête, correspondant à la puissance maximale pouvant être atteinte.

- une variante 1 s'appuyant sur les SRADDET, avec des écarts très significatifs à l'horizon 2030 par rapport au scénario de référence : +3,8 GWc, +3,8 GWc, +2.2 GWc et 2,8 GWc de solaire en Île-de-France, PACA, Nouvelle Aquitaine et Occitanie ; -3 GWc d'éolien en Hauts-de-France. À noter qu'au niveau global les écarts de ces deux scénarios sont assez faibles (-2 GWc pour l'éolien, + 6 GWc pour le solaire) pour un surcoût annuel moyen de l'ordre de 160 millions d'euros ;
- un scénario B visant une concertation régionale pour optimiser l'implantation des projets (sans remise en cause de la répartition interrégionale du scénario de référence), conduisant à une baisse des coûts du réseau plus élevée que l'augmentation des coûts de production. RTE juge donc intéressant ce scénario, qui conduirait à une baisse de 15 % des liaisons nouvelles ;
- un scénario C de « *repowering* »²⁶ systématique des parcs éoliens (hypothèse de 10 % prise dans le schéma).

L'autoconsommation

L'autoconsommation est un phénomène en émergence en France (45 000 sites au 31 mars 2019 contre seulement 10 000 en 2017). Le SDDR contient une étude approfondie sur les conséquences pour le réseau de transport d'électricité du développement de l'autoconsommation, via le recours massif au solaire sur toiture, selon plusieurs scénarios de développement de l'autoproduction photovoltaïque à l'horizon 2035 :

- scénario de référence : 48 GWc²⁷ avec un peu plus de la moitié au sol et le reste en toiture ;
- développement marginal de l'autoconsommation : 48 GWc centré sur les grandes centrales au sol ;
- développement massif de l'autoconsommation : 48 GWc avec une prépondérance des installations en toiture ;
- développement massif de l'autoconsommation en addition au photovoltaïque (PV) au sol avec une puissance de 83 GWc dont 40 GWc en toiture (estimation faite du volume techniquement accessible et qui pourrait être à terme économiquement pertinent pour les consommateurs).

Les incidences sur le réseau de ces différents scénarios d'autoconsommation sont significatives, notamment sur le plan spatial : concentration du PV en milieu urbain dans le cas du PV en toiture, en zone rurale pour le PV au sol. Sur le seul périmètre du réseau de transport²⁸, l'analyse faite par les rapporteurs montre que la mise en œuvre partielle du dernier scénario (de l'ordre de 65GWc) serait équivalente en termes de dépenses du gestionnaire au scénario de référence (48 GWc).

RTE souligne toutefois que « *Les impacts économiques de l'autoconsommation pour le réseau de transport d'électricité sont de second ordre par rapport aux autres enjeux économiques, environnementaux et sociétaux pour la collectivité* », l'installation du photovoltaïque sur petite toiture étant environ deux fois plus coûteuse que le photovoltaïque au sol, avec un écart de coût de l'ordre de 1,5 milliard d'euros en 2035. L'Ae observe cependant que ce coût n'intègre pas les externalités environnementales qui devraient être bien plus importantes pour le photovoltaïque au sol.

²⁶ Le « *repowering* » consiste à remplacer d'anciens systèmes énergétiques par de nouveaux systèmes, plus puissants et/ou plus efficaces, se traduisant par une augmentation de la puissance produite.

²⁷ Giga watts crête, correspondant à la puissance maximale pouvant être atteinte.

²⁸ Il s'agit d'une faiblesse de l'étude qui n'évoque pas les conséquences de ces scénarios sur le réseau de distribution.

Les incertitudes

Le dossier indique qu'au-delà de l'horizon 2025, des incertitudes significatives commencent à apparaître sur l'évolution effective des différents paramètres du système électrique.

Afin de réduire ces incertitudes et de sortir de manière optimale du dilemme entre l'approche réactive (pouvant conduire à des congestions importantes) et l'approche proactive (avec un risque d'investissements échoués), RTE préconise de renforcer les anticipations, avec une planification nationale plus poussée dans le cadre d'une véritable coordination production-transport, et avec une réelle coordination régionale en matière de développement des EnR²⁹, passant en particulier par une anticipation des études et procédures³⁰.

Pour RTE, l'évolution de la consommation électrique dépendra de l'effet conjugué de deux tendances opposées : d'une part l'électrification de certains usages (véhicule électrique, pompe à chaleur), et d'autre part l'efficacité énergétique. RTE table sur une décroissance jusqu'en 2025 puis une hausse pour atteindre en 2035 un niveau équivalent à celui constaté aujourd'hui. De nombreux facteurs d'incertitude existent toutefois à cet horizon comme le développement éventuel de la production d'hydrogène par électrolyse, ou encore la possible accélération de l'électromobilité, nécessitant un pilotage délicat du programme d'investissements, et notamment des interconnexions très sensibles à l'intensité des consommations dans les pays à relier.

Le SDDR identifie un « *socle commun à tous les scénarios comportant 800 kilomètres de lignes sur la période 2021-2035 concentrées sur trois zones de fragilité : massif central et centre de la France, façade atlantique, zone Rhône-Bourgogne* », sans évoquer la question soulevée dans une autre partie du document de la liaison entre la Normandie et l'Île-de-France³¹. On notera par ailleurs une certaine ambiguïté quant à la nature de ces 800 kilomètres, le lecteur ayant du mal à savoir si l'on parle de renforcement de lignes existantes, d'une nouvelle ligne à proximité de l'actuelle, ou d'une ligne sur un nouveau corridor.

L'Ae recommande d'apporter des clarifications quant à la nature des grands projets envisagés dans les trois zones de fragilité identifiées (Massif central et centre de la France, façade atlantique, zone Rhône-Bourgogne) et d'explicitier la stratégie de RTE sur l'axe Normandie/Île-de-France.

1.2 Procédures relatives au schéma

Le schéma décennal est soumis à l'examen de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) qui vérifie s'il couvre tous les besoins en matière d'investissements et s'il est cohérent avec le plan européen non contraignant élaboré par le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport.

Le schéma est également transmis à l'autorité administrative (i.e. le ministre chargé de l'énergie) qui peut formuler des observations si elle estime que ce schéma ne prend pas en compte les objectifs de la politique énergétique.

²⁹ RTE utilise même le mot « synchronisation ».

³⁰ Le document fait état d'un groupe de travail ad hoc sur ce sujet.

³¹ Cette liaison est mentionnée comme sensible du fait du grand nombre de projets en Normandie : nouvel EPR, éolien en mer, interconnexions avec la Grande Bretagne.

En application de l'article R. 122-17 du code de l'environnement, ce schéma doit faire l'objet d'une évaluation environnementale (et donc d'un avis de l'Ae). Il est soumis pour la première fois en 2019 à avis de l'Ae qui avait souligné à plusieurs reprises dans ses précédents avis portant sur des projets de RTE la nécessité de réaliser une telle évaluation, obligatoire depuis 2013³². Le schéma décennal est de fait un plan programme important susceptible d'avoir des incidences significatives sur l'environnement, au sens de la directive 2001/42/CE du 27 juin 2001 relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement.

Il a été indiqué oralement aux rapporteurs que RTE envisageait de publier un mémoire en réponse à la suite de l'avis. L'Ae encourage cette pratique, aujourd'hui non obligatoire pour les plans et programmes au contraire des projets.

1.3 Principaux enjeux environnementaux relevés par l'Ae

Les principaux enjeux environnementaux du schéma, qui coïncident avec ceux de l'activité « industrielle » du gestionnaire du réseau électrique de transport, sont pour l'Ae les suivants :

- la limitation des émissions de gaz à effet de serre du réseau de transport, et plus généralement du système électrique ;
- la préservation des milieux naturels, notamment les plus sensibles (sites Natura 2000³³, etc.) ;
- le paysage ;
- la prévention des pollutions, liées à l'activité de RTE ;
- la maîtrise de la consommation foncière,
- la capacité du réseau à résister aux évènements climatiques.

2 Analyse de l'évaluation environnementale

L'évaluation environnementale stratégique (EES) du SDDR, d'une rédaction claire et d'une mise en page soignée, se révèle agréable à lire. L'état initial est basé sur l'analyse de quatre thématiques environnementales (énergie et climat, milieux physiques, milieu naturel et milieu humain) à partir desquels huit enjeux environnementaux sont identifiés.

La présentation des thématiques environnementales reste très générale ce qui s'explique en partie par la portée nationale du SDDR. L'ajout dans l'état initial de « *zooms sur les enjeux spécifiques pour le SDDR 2019 concernant le rôle du réseau de transport d'électricité* » et de « *focus sur les actions déjà mises en œuvre par RTE* » sont de fait utiles pour contextualiser le sujet.

L'analyse des incidences du SDDR sur l'environnement (dont le réseau Natura 2000) s'avère limitée compte tenu de la méthodologie retenue, fondée exclusivement sur une analyse différentielle par rapport à un scénario dit « *minimal* ». L'Ae revient dans la suite du présent avis sur cette question, qui constitue une réelle faiblesse de la démarche d'évaluation environnementale conduite.

³² Cf. à titre d'exemple l'avis délibéré de l'Ae n°2016-54 portant sur l'interconnexion électrique sous-marine et souterraine entre la France et la Grande-Bretagne via Aurigny (FAB). La dernière version du SDDR datant de 2016 était accompagnée pour la première fois d'une évaluation environnementale, elle avait fait l'objet d'une consultation du public sur le site de RTE, sans avis de l'Ae.

³³ Les sites Natura 2000 constituent un réseau européen en application de la directive 79/409/CEE « Oiseaux » (codifiée en 2009) et de la directive 92/43/CEE « Habitats faune flore », garantissant l'état de conservation favorable des habitats et espèces d'intérêt communautaire. Les sites inventoriés au titre de la directive « habitats » sont des sites d'intérêt communautaire (SIC) ou des zones spéciales de conservation (ZSC), ceux qui le sont au titre de la directive « oiseaux » sont des zones de protection spéciale (ZPS).

2.1 *Articulation avec les autres plans, documents et programmes*

Le dossier détaille les liens existants entre le SDDR et les autres plans et programmes. Dans le domaine de l'énergie, un lien est identifié avec le bilan prévisionnel 2018 de RTE, la PPE de la métropole continentale, la stratégie nationale bas-carbone, les schémas régionaux climat-air-énergie (SRCAE), SRADDET, les S3REnR, le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté (Ten year network development plan – TYNDP)³⁴, le programme annuel d'investissements de RTE et les plans climat-air-énergie territoriaux (PCAET).

Il conviendrait d'ajouter à cet examen le plan national intégré énergie-climat prévu par le règlement sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat³⁵. Une version projet de ce plan a été envoyée par la France à la Commission européenne en février 2019, qui a fait l'objet de commentaires de la part de la Commission en juin, et la version définitive doit être transmise avant fin 2019.

Il convient également de souligner qu'aucun plan ou programme n'est à ce jour identifié comme devant être cohérent ou compatible avec le SDDR, ce qui semble quelque peu paradoxal en ce qui concerne les S3REnR.

Le dossier analyse les liens avec de nombreux plans dans d'autres domaines que celui de l'énergie, dont le plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques (PREPA), les plans d'action pour le milieu marin prévus par la directive-cadre stratégie pour le milieu marin (DCSMM), les documents stratégiques de façade (DSF), et le troisième plan national santé-environnement (PNSE3).

Un schéma simplifié est présenté pour expliciter les liens de prise en compte, de compatibilité et de cohérence entre le SDDR et l'ensemble de ces plans et programmes. La signification des flèches du schéma, qui sont censées indiquer la nature et le sens des relations, n'est pas explicitée et l'Ae note des incohérences entre les différents liens représentés.

L'Ae recommande de reprendre le diagramme présentant l'articulation du SDDR avec les autres plans et programmes de façon à clarifier leurs liens de prise en compte, de compatibilité et de cohérence.

Concernant la SNBC et la PPE, le SDDR a été élaboré en prenant en compte les projets publiés respectivement en janvier 2019 et décembre 2018 même si ces textes n'ont pas été formellement adoptés. Le dossier prend la précaution d'indiquer que le SDDR « *pourra évoluer en fonction des documents finaux (loi énergie, SNBC et PPE)* ».

S'agissant de la PPE, l'évaluation environnementale est parfois ambiguë sur le lien entre le SDDR et le scénario de la PPE. Il est par exemple indiqué que « *l'analyse des impacts sur le réseau de transport d'électricité est menée sur les scénarios Ampère et Volt du Bilan prévisionnel 2017, eux-mêmes versés au débat public sur l'élaboration de la PPE ; et sur le scénario de référence du projet de PPE* ». Le texte du SDDR est plus clair sur ce point, affirmant que « *Les éléments annoncés dans*

³⁴ Ce plan, prévu par le règlement (CE) No714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, est élaboré par l'association ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) qui représente l'ensemble des gestionnaires de réseau de transport d'électricité en Europe.

³⁵ Règlement 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat.

le projet de PPE constituent le scénario de référence pour les analyses du SDDR. Au-delà de ce scénario central, les scénarios Volt, Ampère, et dans certains cas Watt, ont servi pour la comparaison des résultats et l'analyse des déterminants. ».

L'Ae recommande de clarifier dans l'évaluation environnementale la place accordée au scénario de la PPE par rapport aux scénarios issus des travaux antérieurs de RTE.

Concernant le TYNDP élaboré par le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport, le dossier relève que « *Le Schéma est conçu en s'appuyant sur les scénarios du Bilan Prévisionnel 2017, eux-mêmes un peu différents de ceux du TYNDP 2018* » et que « *le report des objectifs de la loi de transition énergétique n'a pas pu être pris en compte dans le TYNDP* » mais il ne se prononce pas sur le respect du lien de cohérence prévu par l'article 321-6 du code de l'énergie³⁶, ni sur les difficultés que peuvent poser ces écarts et les perspectives pour les résoudre.

Le PNSE3 (2015-2019) prévoyait de faire réaliser et rendre accessibles au public les mesures représentatives des champs électromagnétiques (extrêmement basses fréquences) au droit des ouvrages de transport d'électricité et de produire un indicateur de l'exposition aux champs électromagnétiques d'extrêmement basses fréquences liés à la proximité des lignes haute tension. Ce point n'est pas évoqué dans le SDDR.

Concernant les risques liés aux champs électromagnétiques, les expertises de l'Organisation Mondiale de la Santé et de l'Agence nationale de sécurité sanitaire de l'alimentation, de l'environnement et du travail (ANSES) concluent, selon le dossier, « *à l'absence de preuve d'un effet avéré sur la santé* ». L'évaluation environnementale rappelle les obligations réglementaires relatives aux limites d'exposition et à l'information du public sur les expositions haute et basse fréquences auxquelles RTE est soumis.

L'Ae recommande de faire état des résultats des actions inscrites au troisième plan national santé-environnement visant à améliorer les connaissances sur les impacts sanitaires des ondes électromagnétiques issues des lignes haute et très haute tensions.

2.2 Analyse de l'état initial

L'état initial présente pour chaque grande thématique de l'environnement la situation à l'échelle de la métropole continentale, les pressions et menaces et les actions et mesures envisageables ainsi que les tendances et perspectives. Les enjeux identifiés par le SDDR sont mis en avant de façon claire et didactique et le dossier expose également les actions déjà mises en œuvre par RTE.

L'état initial pourrait toutefois être enrichi en ajoutant des informations quantifiées sur le réseau de transport d'électricité existant. Des estimations pourraient notamment être fournies sur les quantités de phytosanitaires utilisés, sur les quantités de polychlorobiphényles (PCB) contenus dans les postes du réseau et le nombre de postes concernés et sur la mortalité aviaire et le linéaire de tronçons où un risque pour l'avifaune a été identifié³⁷.

L'Ae recommande de compléter l'état initial par des données quantifiées illustrant le lien entre le réseau de transport d'électricité et les thématiques environnementales.

³⁶ Cet article prévoit que la cohérence avec le plan européen non contraignant élaboré par le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport institué par le règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 fasse l'objet d'une vérification par la CRE.

³⁷ Ces données sont également nécessaires pour compléter les informations sur les indicateurs de suivi relatifs au traitement des postes contenant du PCB et à l'équipement de tronçons à risque avifaune.

Énergie et climat

Les données présentées sur la répartition des émissions par secteur au niveau français et européen pourraient être utilement complétées par des informations sur le contenu carbone de l'électricité en France et en Europe.

Pour les émissions de RTE, le dossier fait référence au bilan réglementaire d'émissions de gaz à effet de serre de 2015 réalisé par l'entreprise sur la base des données de l'année 2014³⁸. Les émissions de 2014 de RTE se sont élevées à 1,59 MtCO₂e avec trois postes prépondérants : les pertes électriques (0,66 MtCO₂e), les émissions liées au patrimoine industriel (0,51 MtCO₂e³⁹) et les rejets d'hexafluorure de soufre (SF₆) utilisé dans certains postes électriques (0,14 MtCO₂e). Les émissions associées au réseau sont modestes comparées aux émissions de l'ensemble du secteur de l'électricité⁴⁰.

Les enjeux identifiés pour le SDDR sont l'optimisation des investissements, la réduction des volumes de pertes électriques et l'utilisation de technologies et de matériaux limitant les émissions.

Milieux physiques

L'évaluation environnementale ne détaille pas les pressions exercées par l'activité de RTE en termes de quantités d'eau prélevées, ni la nature précise et le volume des rejets (phytosanitaires, PCB, huiles, etc.).

Le dossier mentionne le risque de pollution accidentelle de l'eau lié à l'huile utilisée dans un certain nombre d'équipements. Les fiches de données de sécurité des huiles susceptibles d'être utilisées que l'Ae a consultées, mentionnent la présence de substances cancérigènes : le benzène et les hydrocarbures aromatiques polycycliques. Il convient donc d'assurer qu'il n'y aura pas de contamination accidentelle des milieux par ces huiles.

L'emprise sur les sols du réseau de transport d'électricité est évaluée à 400 000 hectares en prenant l'hypothèse d'une bande de 50 m de large pour lignes aériennes et d'une bande de 6 m de large pour les liaisons souterraines. Cette emprise est qualifiée de « *très faible* » par rapport aux autres infrastructures, ce que ne confirment pas les estimations fournies pour d'autres réseaux de transport (100 000 hectares pour les voies ferrées, 40 000 hectares pour les canaux). Il convient toutefois de noter que les hypothèses retenues par RTE sont conservatives en ce qui concerne les lignes aériennes, le surplomb des câbles permettant pour partie la poursuite d'activités agricoles et la conservation de certains milieux naturels.

Concernant l'utilisation des ressources, RTE estime sa consommation annuelle à environ 25 000 tonnes pour le fer (majoritairement pour les pylônes), 20 000 tonnes pour l'aluminium (majoritairement pour les conducteurs), 2 000 tonnes pour le cuivre (majoritairement pour les mises à la terre des installations), 120 tonnes pour le zinc (majoritairement pour la galvanisation de l'acier). Le dossier mentionne « *quelques tensions [...] prévisibles à l'horizon 2050 pour le cuivre* ».

³⁸ Cet exercice devant être renouvelé tous les quatre ans, des données actualisées devraient prochainement être disponibles, permettant de fournir une image plus à jour des émissions de RTE.

³⁹ Source : bilan d'émissions de gaz à effet de serre réglementaire de RTE de 2015.

⁴⁰ Ces émissions qui fluctuent de façon importante étaient de 15,8 MtCO₂e en 2014 et de 27,9 MtCO₂e en 2017 (source : bilan électrique 2017 de RTE).

En matière de traitement des déchets, la mise en place « *d'éco-chantiers* » et de cahiers des charges types a permis d'améliorer le taux de traitement des déchets non dangereux en filière de valorisation qui a augmenté de 79 % à 91 % entre 2015 et 2017. La valorisation des déchets dangereux, qui représentent une part importante des déchets produits en propre par RTE (environ 50 % en 2017), a fortement progressé sans que les raisons ayant conduit à cette amélioration ne soient présentées.

Le dossier mentionne que des dispositions ont été adoptées pour éviter tout risque de pollution lors de la mise en peinture des supports aériens. Il serait nécessaire de préciser la nature de ces dispositions, et de lister les types de déchets générés durant ces opérations.

Enfin, la question du traitement des déchets électroniques n'est pas évoquée.

L'Ae recommande de préciser la nature des déchets dangereux produits par RTE ainsi que les dispositifs mis en place pour améliorer leur taux de valorisation, et de définir une politique de traitement des déchets électriques et électroniques.

Milieu naturel

La marge de manœuvre du SDDR pour cette thématique est qualifiée dans l'évaluation environnementale stratégique de majeure compte tenu des impacts de la taille du réseau, du choix de sa localisation et du choix du type de technologies.

L'évaluation environnementale ne produit pas d'analyse de l'état initial au voisinage du réseau existant.

L'étude de l'impact des lignes aériennes sur l'avifaune fait l'objet de partenariats avec les associations naturalistes ou les gestionnaires d'espaces naturels et des mesures ont été mises en œuvre sur certaines sections du réseau. Il est indiqué, sans plus de précision, que des engagements avec des objectifs chiffrés ont été pris en 2019.

La problématique des milieux marins est à peine abordée alors que le SDDR prévoit pourtant des développements importants en lien avec les projets éoliens en mer (mais aussi d'interconnexion) qui mériteraient une analyse plus approfondie des enjeux spécifiques de ces milieux.

L'Ae recommande de produire une analyse de l'état initial des milieux naturels au voisinage du réseau existant et de conduire une analyse approfondie des enjeux relatifs aux milieux marins.

Milieu humain

Les risques naturels faisant particulièrement l'objet d'une prise en compte par RTE sont les risques liés aux tempêtes, aux incendies de forêt, à la neige et au gel, aux inondations, à la sismicité. Les principaux risques technologiques identifiés comme susceptibles de générer des situations d'urgence environnementale sont les incendies (qui peuvent intervenir sous ligne aérienne, dans un poste ou en phase de construction) et le déversement d'huile ou de matières dangereuses. Le dossier pourrait être complété par une description plus précise et des informations quantifiées pour ces deux derniers sujets (avec par exemple le nombre annuel d'incidents significatifs).

Le document fait état de l'élaboration d'un plan d'adaptation au changement climatique qui fait suite aux actions déjà entreprises en matière de sécurisation du réseau vis-à-vis des risques de tempêtes. Ce plan devrait préciser les incidences des augmentations des températures maximales

sur les caractéristiques techniques du réseau (flèche des câbles) et sur son rendement (capacité de conduction en fonction de la température). Les incidences sur la disponibilité du réseau de la recrudescence prévisible des incendies de forêt devraient également faire l'objet d'une analyse approfondie.

L'Ae recommande de définir une stratégie d'adaptation du réseau au changement climatique, intégrant notamment un volet permettant à RTE de maîtriser les risques croissants d'incendie de forêt à proximité des lignes.

Synthèse de l'état initial

Enjeux environnementaux	Critères de hiérarchisation			Niveau de l'enjeu
	Criticité actuelle	Tendance actuelle	Marge de manœuvre SDDR	
Réduire les émissions de gaz à effet de serre			Investissement pour l'accueil des EnR et choix d'adaptations/ renforcement du réseau Limitation des pertes et choix des matériaux	MAJEUR
Renforcer la résilience du réseau et des territoires face au changement climatique et limiter l'impact des risques naturels			Anticipation des phénomènes naturels, choix technologiques, et maillage du territoire pour limiter sa vulnérabilité	IMPORTANT
Assurer une gestion rationnelle de l'espace et préserver les sols et les ressources en eau			Tracé (choix des milieux traversés), technologies (aérien ou souterrain), gestion des emprises, modes opératoires travaux (planning chantier...) et mesures ERC	IMPORTANT
Préserver et restaurer la biodiversité et les services écosystémiques				MAJEUR
Limiter l'épuisement des ressources minérales et développer l'économie circulaire			Nombre et dimensionnement des infrastructures à créer, choix technologiques et matériaux utilisés, recyclage et écoconception	MAJEUR
Limiter les risques industriels et technologiques			Risques localisés (électrification, incendies, pollutions...)	MODÉRÉ
Préserver les paysages, le patrimoine et le cadre de vie			Quantité et choix des types d'ouvrages, mesures de réduction des impacts paysagers, mesures ERC (choix du tracé, mesures d'insertion), dépose des lignes	MAJEUR
Limiter les nuisances et préserver la santé publique			Choix des ouvrages. Mesures de limitation des nuisances	MODÉRÉ

Figure 6 : Hiérarchisation des enjeux environnementaux du SDDR et détail des notations par critères (Source : Dossier)

L'évaluation environnementale présente de manière claire la méthodologie retenue pour caractériser et hiérarchiser les enjeux, au nombre de huit, sur la base de critères objectifs, se traduisant par le tableau ci-après. L'Ae souligne l'intérêt de cette démarche, tout en suggérant d'affecter des cotations différentes aux critères « criticité ponctuelle forte » et « criticité globale forte ».

La classification par niveaux de priorité recoupe largement celle présentée au 1.3.

2.3 Exposé des motifs pour lesquels le projet du schéma a été retenu, notamment au regard des objectifs de protection de l'environnement, et les raisons qui justifient le choix opéré au regard des autres solutions envisagées

Pour l'analyse des incidences du SDDR, le dossier s'appuie sur la comparaison de la stratégie retenue avec une stratégie qualifiée de « *minimale (technique et réglementaire) dans la continuité*

des pratiques existantes et des projets déjà décidés » qui intègre « *les adaptations décidées à moyen terme, ainsi que les raccordements terrestres et en mer* » mais qui « *ne considère pas les optimisations possibles grâce aux mutualisations et aux solutions de flexibilités permises par le développement de l'ossature numérique* ».

Contrairement à l'usage pour les évaluations environnementales, ce scénario n'est pas qualifié de « *scénario de référence* » car le terme de référence est utilisé pour désigner la stratégie proposée dans le SDDR.

L'évaluation environnementale stratégique ne présente que très succinctement chacune des deux stratégies (appelée tendancielle ou minimale, et de référence), sans par exemple assortir chacune d'indicateurs physiques tels que le nombre de kilomètres de lignes renouvelées ou créées ; ceci empêche de fait le lecteur de bien appréhender les écarts entre ces deux stratégies, en termes techniques et environnementaux.

Il a été indiqué aux rapporteurs que la stratégie minimale avait été conçue spécifiquement pour l'évaluation environnementale. Elle a été considérée par RTE comme étant la plus adaptée pour mettre en évidence les incidences notables du schéma.

Ce choix pose néanmoins de nombreuses questions. Il conduit en particulier à ne pas prendre en compte dans l'évaluation les incidences des adaptations décidées à moyen-terme (5 ans) qui font déjà partie de la stratégie minimale.

La stratégie minimale n'étant pas optimisée, ses incidences sur l'environnement ont tendance à être plus importantes⁴¹. Comparer la stratégie « *de référence* » du SDDR avec cette stratégie minimale conduit dans un certain nombre de cas à une sous-évaluation des incidences du SDDR, l'optimisation étant dans un certain nombre de domaines « *naturellement* » plus sobre en consommation de ressources et en empreinte sur le territoire.

RTE a mis en avant le guide « *Préconisations relatives à l'évaluation environnementale stratégique / Note méthodologique* » édité en mai 2015 par le Commissariat général au développement durable (CGDD) pour justifier ce choix méthodologique. L'Ae relève toutefois dans ce document : « *L'évaluation environnementale stratégique permet notamment...l'approche globale et systémique des enjeux environnementaux et des impacts produits (impacts cumulés, induits, ...)* » puis « *Les incidences sont mesurées par rapport à la situation de l'environnement en l'absence de plan/schéma/programme (scénario de référence) et par rapport aux incidences des autres options envisageables (solutions alternatives non retenues)* ». Ces deux extraits montrent bien que l'évaluation ne doit pas uniquement porter sur les écarts par rapport à la stratégie minimale. Elle doit également être plus globale (systémique) et envisager plusieurs options.

Le choix du scénario sans SDDR est un sujet complexe en raison du périmètre du schéma qui ne porte que sur le réseau de transport alors que des évolutions majeures sont prévues au niveau des moyens de production. L'Ae s'est en effet interrogée sur la possibilité de retenir un scénario sans investissement nouveau comme « *référence* ». Tout en soulignant son caractère non réaliste, l'Ae considère qu'une comparaison avec un tel scénario, correspondant à la situation actuelle, aurait des vertus didactiques, permettant de mieux cerner l'impact global de l'activité du gestionnaire du

⁴¹ À titre d'exemple, les optimisations possibles grâce aux mutualisations et aux solutions de flexibilité permises par le développement de l'ossature numérique ne sont pas prises en compte dans la stratégie minimale.

réseau de transport, dans une vision complémentaire, plus prospective, à celle décrite dans le rapport RSE (responsabilité sociétale de l'entreprise) de RTE.

En tout état de cause, une analyse différentielle de deux ou trois « *solutions de substitution raisonnable* », globales ou partielles (par exemple relatives à un chapitre du SDDR) devrait être présentée. .

La comparaison entre les deux scénarios se révèle ainsi être en grande partie un exercice de style, comme le montrent parfois certaines rédactions ; pour l'ossature numérique, le scénario minimal est ainsi décrit « *le déploiement des solutions flexibles est limité par un réseau insuffisamment numérisé* », ce qui confirme que ce scénario a essentiellement une fonction de repoussoir.

L'Ae recommande, pour la prochaine édition du SDDR, de revoir en profondeur la méthodologie de l'évaluation en présentant les impacts différentiels par rapport à plusieurs scénarios partiels ou globaux.

Au-delà de cette analyse portant sur le schéma dans sa globalité, il apparaît tout à fait possible d'effectuer des évaluations plus précises sur un certain nombre de politiques (pour les nouveaux ouvrages, réalisations en ligne aérienne ou en ligne souterraine ; réalisation des nouveaux postes en aérien, ou sous enveloppe métallique avec du SF₆ ou un gaz de substitution), de solutions techniques (pose de câbles marins), ou encore de stratégies sectorielles (optimisation du réseau pour les EnR).

Selon le dossier, « *Il n'existe pas à proprement parler de solution de substitution au SDDR [...]. Ainsi, les choix rapportés dans ce chapitre portent non directement sur des solutions de substitution au schéma, mais plutôt sur des variantes/comparaisons entre une stratégie minimale (technique et réglementaire) et une stratégie de référence* ».

RTE présente une stratégie de répartition des opérations entre lignes souterraines et lignes aériennes :

- construction par défaut en souterrain pour les lignes 63 et 90 kV (réseau dit HTB1) ;
- construction en souterrain privilégiée dans les zones urbaines pour les lignes 225 kV ; dans les secteurs plus ruraux le passage en souterrain « *fait partie des stratégies envisagées* » ;
- construction en technologie aérienne « *en stratégie de référence* » pour les lignes 400 kV (réseau HTB3).

Cette stratégie ne semble pas avoir explicitement pris en compte de critères environnementaux⁴². Si les impacts sont bien évidemment dépendants des conditions particulières de chaque projet, une analyse générique intégrant divers critères, comme la consommation d'espace, les émissions de GES, le paysage et le milieu naturel (continuités écologiques notamment) et la sensibilité aux événements climatiques des différentes solutions apparaît clairement nécessaire afin d'aider à la prise de décision. L'Ae considère ainsi essentiel que le SDDR puisse effectuer une comparaison approfondie des incidences environnementales (de toute nature) respectives des constructions ou reconstructions de lignes à haute tension sous forme de lignes aériennes ou de liaisons souterraines, permettant d'asseoir les décisions prises sur tel ou tel projet sur des bases objectives et comparables, compréhensibles pour le grand public.

⁴² Le dossier évoque le seul impact visuel (« *La finalité de la mise en souterrain répond à une forte demande de limiter l'impact visuel du réseau, et ne relève pas spécifiquement de motifs environnementaux* »)

L'Ae recommande que le prochain SDDR comprenne une analyse comparative approfondie des incidences respectives des lignes aériennes et des liaisons souterraines au regard des différents enjeux environnementaux.

Les différentes techniques constructives utilisées par RTE pour le déploiement de lignes sous-marines et leurs impacts respectifs ne sont pas décrits. Il a été indiqué oralement aux rapporteurs que la technique de l'ensouillage était celle qui était en règle générale privilégiée compte tenu de ses moindres inconvénients (notamment l'absence d'apports de matériaux, et les risques limités pour la pêche) mais que cette solution n'était parfois pas envisageable compte tenu de la nature du sol marin. Les domaines de pertinence de chacun de ces deux modes de réalisation, au regard des contraintes techniques et des enjeux environnementaux, mériterait d'être explicitée dans le prochain SDDR.

Dans le même ordre d'idées, divers scénarios de développement des EnR dans l'analyse citée au chapitre 1.2 pourraient constituer des « solutions de substitution raisonnables » au sens du code de l'environnement, pour autant que la démarche intègre des critères environnementaux. L'Ae juge en effet cette analyse par scénarios intéressante pour éclairer le débat. Elle note avec intérêt que les scénarios B et C présentés dans le chapitre sur la localisation des énergies renouvelables peuvent conduire à limiter l'empreinte environnementale du réseau, tout en soulignant que le scénario B ne semble pas actuellement intégrer dans l'optimisation régionale des critères environnementaux, et que des acteurs porteurs de sensibilités environnementales ne semblent pas associés au processus.

L'Ae recommande de compléter l'analyse des scénarios relatifs aux EnR en procédant à une évaluation de ceux-ci au regard des enjeux environnementaux.

Il en est de même pour les scénarios d'autoconsommation. Certes, le SDDR indique que l'objectif poursuivi est « *d'évaluer les conséquences possibles des choix publics sur un ensemble de paramètres intéressant le décideur et la collectivité, sans demeurer prisonnier d'une vision économiste dans laquelle seul le critère de minimisation du coût l'emporterait* ». L'Ae note toutefois l'absence d'évaluation environnementale de ces scénarios venant compléter cette étude, permettant aux décideurs de prendre une décision en toute connaissance de cause.

L'Ae recommande pour la prochaine édition du SDDR de présenter une analyse des scénarios d'autoconsommation prenant en compte l'ensemble des impacts environnementaux.

2.4 Analyse des incidences probables du schéma

Une analyse des principaux effets notables probables de la mise en œuvre du SDDR est présentée pour chacun des huit enjeux environnementaux identifiés à l'issue de l'état initial.

Elle s'appuie sur une étude des effets qui est présentée en annexe et dont la lecture se révèle ardue. Il n'est en effet pas aisé de comprendre comment cette analyse a été menée. Elle n'est pas présentée par chapitre, contrairement à ce qui est annoncé, et les références utilisées sont parfois approximatives. Il est par exemple fait mention des « *Effets des adaptations à long terme du développement des interconnexions et du raccordement en mer* », croisant ainsi des notions développées dans trois chapitres différents du schéma (adaptation, interconnexions et réseau en mer).

Les effets sont évalués en comparant les incidences de la stratégie avec mise en œuvre du SDDR et celles de la stratégie « minimale », démarche qui comme l'Ae l'a relevé précédemment, comporte de réelles lacunes.

Au final, seuls les effets de l'optimisation du schéma et d'une partie des projets du SDDR sont pris en compte.

L'analyse des incidences est parfois complétée par une comparaison entre la stratégie dite « de référence » (avec mise en œuvre du SDDR) et les incidences du réseau en 2018. Cette information est fournie dans le chapitre 13 du SDDR pour les émissions de GES, les consommations de béton et de métaux et l'impact visuel mais elle ne l'est pas de façon systématique.

L'évaluation environnementale devrait être complétée par une estimation des impacts bruts du réseau aujourd'hui et demain, à l'instar de ce qui est présenté dans le rapport d'évaluation environnementale sur l'impact visuel du réseau (cf. figure 7 qui montre que l'empreinte visuelle, caractérisée par la superficie des zones où le réseau est perçu, diminuerait de 4 000 km²).

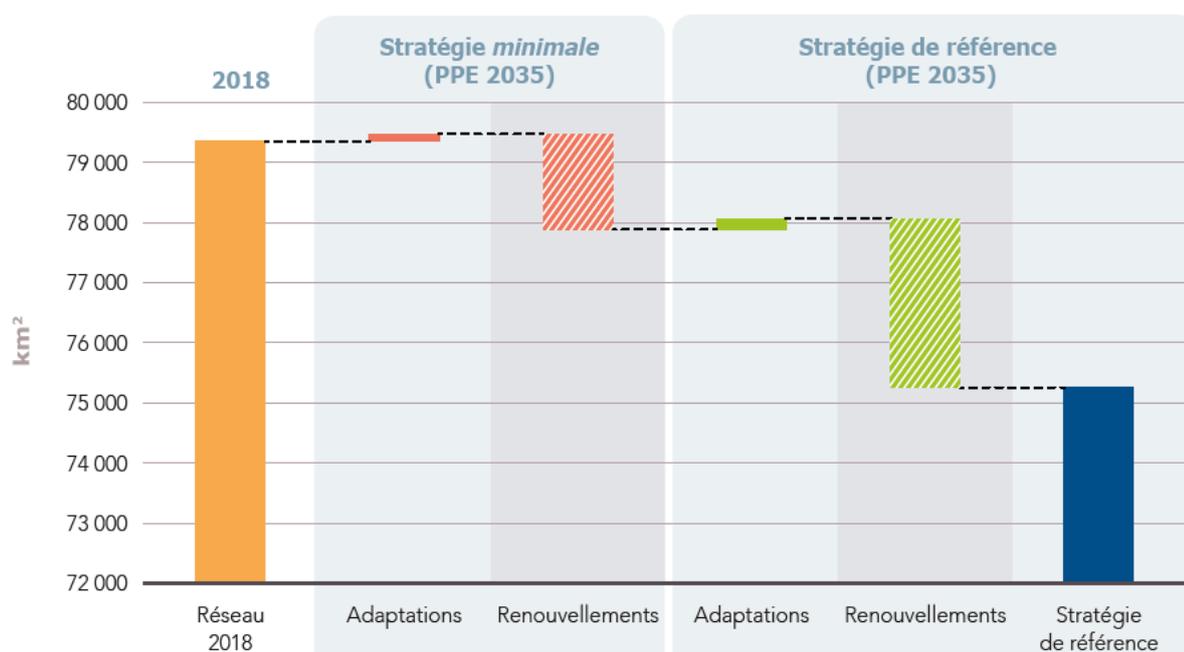


Figure 7 : Évolution globale de l'impact visuel du réseau à 2035 (scénario PPE, 2035) (Source : Dossier)

Émissions de gaz à effet de serre

Pour l'ensemble du système électrique, les gains d'émissions de GES sont estimés à 4 MtCO_{2e} pour la mise en œuvre des adaptations et des solutions de flexibilités, à 30 MtCO_{2e} pour les effets du développement du parc d'énergies renouvelables dont 6 MtCO_{2e} pour les interconnexions prévues dans le cadre du SDDR. Il est cependant difficile de faire le lien entre les chiffres présentés dans l'évaluation environnementale et ceux fournis par ailleurs dans le SDDR qui mentionne un effet global de 50 à 70 MtCO_{2e} dont 10 MtCO_{2e} grâce à l'évolution du mix français.

Les gains sont beaucoup plus limités dans le cas de la réduction des émissions de SF₆ (0,1 MtCO_{2e} par an à l'horizon 2035) et de l'optimisation des évolutions du réseau (0,07 MtCO_{2e}), mais ils présentent l'avantage de concerner le réseau, et non le système électrique, la question de la légitimité de l'appropriation par le gestionnaire du réseau de transport des gains de l'ensemble de la filière de production d'électricité devant être posée.

L'Ae recommande de compléter les informations fournies sur les réductions d'émissions de gaz à effet de serre en distinguant de façon plus claire la nature des réductions (réduction d'émissions sur le réseau, émissions évitées dans le système de production électrique ou dans d'autres secteurs) ainsi que la répartition entre le périmètre national et le périmètre européen hors France.

L'évaluation environnementale ne comporte pas de volet spécifique relatif à la limitation des pertes, qui constituent la première source d'émissions de RTE, se contentant de renvoyer au rapport de gestion 2017. Le dossier fait également état d'une démarche en cours d'écoconception sans que celle-ci ne soit explicitée ni assortie d'objectifs, notamment en matière d'émissions de gaz à effet de serre (travaux proprement dits, fabrication des composants...). Pour l'Ae il importe de bien comprendre l'évolution des pertes de SF₆ en identifiant les facteurs favorables et défavorables.

L'Ae recommande d'explicitier la stratégie de limitation des émissions de gaz à effet de serre (GES) liées aux pertes sur le réseau, et de mettre en place une démarche ERC systématique pour tous les projets, y compris ceux non soumis individuellement à évaluation environnementale, en matière d'émissions de GES en phase travaux.

Paysages, patrimoine et cadre de vie

Une évaluation globale de l'impact visuel du réseau est fournie à l'horizon 2035. La réduction de l'impact visuel est estimée à environ 5 % par rapport à 2018 et à environ 3 % par rapport à la stratégie minimale. Ces gains sont pour l'essentiel liés au renouvellement qui intègre le principe de remplacement d'une partie des lignes aériennes par des lignes souterraines.

Ces évolutions sont présentées comme faibles⁴³ et le dossier conclut que les évolutions du réseau de transport « *telles qu'elles sont présentées et analysées dans le SDDR, constituent donc un élément de second ordre dans l'analyse de l'emprise sur le territoire des infrastructures énergétiques* ». L'Ae note qu'une stratégie plus volontariste en termes de réduction de l'impact visuel pourrait être envisagée, des démarches présentées comme spécifiques, comme le fait d'enterrer le poste de Saône, pouvant être étendues.

Milieu naturel

L'évaluation de cet enjeu présente les mêmes lacunes que l'analyse des effets sur les paysages, le patrimoine et le cadre de vie. L'effet des projets, qu'ils soient à court ou plus long terme, n'est pas évalué.

Le dossier se contente d'indiquer que « *Les incidences du schéma sur les continuités écologiques pourront être positives ou négatives selon les localisations de chaque projet, les milieux naturels impactés et les mesures ERC mises en œuvre* » et « *[qu'à] l'échelle stratégique du schéma il n'est pas possible d'évaluer la synthèse de ces incidences* ». L'Ae considère qu'une première évaluation synthétique des projets déjà identifiés et inscrits dans le SDDR est possible à partir des zonages écologiques (ZNIEFF, N2000), des corridors écologiques et des réservoirs de biodiversité, ouvrant ainsi la voie à une évaluation globale intégrant la démarche éviter – réduire – compenser.

⁴³ L'EES aurait pu mettre en valeur le fait que cette faiblesse au niveau global se traduit pour certains territoires par des améliorations significatives.

L'EES indique « *Parfois, lors de déplacements migratoires ou de simples vols locaux sur des secteurs à risques, il arrive que des oiseaux heurtent les câbles d'une ligne électrique. Ce phénomène reste marginal* ». L'Ae avait noté à plusieurs reprises, et très récemment à l'occasion de son avis du 24 avril 2019 sur la reconstruction de la ligne de grand transport d'électricité entre Avelin et Gavrelle, que la mortalité de l'avifaune était supérieure à 100 oiseaux par kilomètre et par an dans les deux secteurs sensibles analysés par RTE. Plus généralement, les lignes électriques sont considérées comme l'une des causes majeures de mortalité non naturelle de l'avifaune (collision et électrocution)⁴⁴. Il est donc très important que, dès l'étape de la planification et lors de l'EES, les tracés potentiels des lignes électriques soient évalués en relation avec la présence d'habitats et de populations d'oiseaux vulnérables.

L'Ae recommande d'élever le niveau de prise en compte de l'enjeu sur l'avifaune, et de proposer pour le prochain SDDR une nouvelle politique, plus ambitieuse prenant appui sur des cartes nationales de zonages figurant les niveaux de risque pour les oiseaux.

Consommation de ressources minérales (nouvelles infrastructures, renouvellement...)

La mise en œuvre du SDDR permettrait, selon le dossier, « *de stabiliser la consommation de métaux aux niveaux actuels, autour de 10 kt/an, et de minimiser l'augmentation de la consommation de béton* ». La consommation de béton serait ainsi réduite de moitié environ par rapport à la stratégie minimale, mais augmenterait néanmoins de près de 65 % par rapport à l'année 2018. L'absence d'optimisation de la stratégie minimale conduit à une sous-évaluation importante des impacts du SDDR.

Le dossier fait référence à la démarche d'écoconception adoptée depuis fin 2017 par RTE pour limiter la consommation de ressources. L'Ae marque son intérêt pour cette démarche, pour autant qu'elle puisse explorer des pistes diversifiées et nouvelles, comme la substitution de certains matériaux au profit de matériaux à plus faible impact (béton bas carbone, matériaux biosourcés, etc).

Artificialisation de l'espace (postes électriques et embases de pylônes)

Les effets liés à l'augmentation du nombre de postes de transformation sont présentés comme indirects et relativement faibles avec une augmentation de 2 % par rapport à 2018. Ceci reste néanmoins éloigné de l'objectif de zéro artificialisation nette pour lequel aucune perspective n'est donnée.

L'indication selon laquelle la consommation d'espace sera réduite dans le scénario avec SDDR grâce à l'optimisation des projets éoliens et photovoltaïques illustre à nouveau les lacunes de l'analyse des incidences qui découlent du choix du scénario sans mise en œuvre du SDDR.

Autres thématiques

L'effet de la mise en œuvre du SDDR sur l'exposition aux polluants atmosphériques est qualifiée de neutre. Les incidences de l'utilisation des produits phytosanitaires sont potentiellement

⁴⁴ « *D'après les données publiées, les taux moyens de collision varient de 2,95 oiseaux/km/an dans neuf zones représentant les habitats les plus caractéristiques de la péninsule ibérique, à 113 oiseaux/km/an pour un large panel de milieux aux Pays-Bas et jusqu'à 390 oiseaux/km/an dans une zone humide d'Allemagne* ». Source : African-Eurasian Migratory Waterbird Agreement (AEWA) - Synthèse des conflits entre oiseaux migrateurs et lignes électriques dans la région Afrique-Eurasie. 2011.

significatives. La mise en œuvre du « zéro-phyto » (cf. chapitre 3.3 de cet avis) devrait conduire à une amélioration de la situation et donc à un effet positif sur la pollution atmosphérique.

Concernant l'exposition aux champs électromagnétiques, l'effet est considéré comme neutre compte tenu du respect des normes de compatibilité électromagnétique et de la réalisation de la plupart des ouvrages en liaison souterraine.

2.5 Évaluation des incidences Natura 2000

L'évaluation des incidences est présentée comme étant réalisée sur une base volontaire. L'article R. 414-19 du code de l'environnement précise toutefois que sont notamment concernés par cette obligation les plans, schémas, programmes et autres documents de planification soumis à évaluation environnementale, listés à l'article R. 122-17 du code de l'environnement, incluant le SDDR. L'analyse des incidences Natura 2000 est donc, pour l'Ae, obligatoire.

Le dossier ne présente pas de réelle évaluation des incidences Natura 2000 ; il renvoie à l'analyse qui devra être menée à l'échelle des projets et considère qu'en l'absence de localisation précise des projets de moyen et long termes, tous les sites Natura 2000 sont potentiellement concernés. Enfin, il assimile, de manière trop rapide, les incidences Natura 2000 à celles de l'enjeu « *préserver et restaurer la biodiversité et les services écosystémiques* ».

Comme cela a été souligné par l'Ae dans sa note adoptée le 16 mars 2016 sur les évaluations des incidences Natura 2000⁴⁵, « *Au moment de l'adoption du plan ou programme, dans l'état des réflexions concernant les projets entrant dans le cadre du plan ou programme, il est très généralement inadéquat de considérer que l'évaluation des incidences Natura 2000 doit se confondre avec la somme des différentes évaluations des incidences Natura 2000 des projets. Néanmoins il serait tout aussi inapproprié de considérer que l'évaluation des incidences Natura 2000 d'un plan ou programme puisse être satisfaite par la mention de quelques principes généraux, indépendamment des sensibilités différentes des sites Natura 2000 aux pressions découlant des choix du plan ou programme considéré* ».

L'analyse des incidences doit être complétée afin de prendre en compte les enjeux spécifiques des sites Natura 2000. Le SDDR comprend une liste de projets prévus à un horizon de cinq ans dont certains ont fait l'objet d'une évaluation Natura 2000 ; une présentation des incidences à l'échelle de l'ensemble de ces projets est donc possible. Par ailleurs, si la localisation précise de l'ensemble des projets à plus long terme n'est pas connue, un certain nombre de ceux-ci sont suffisamment avancés (interconnexions, éolien en mer) pour pouvoir identifier si des incidences sont susceptibles de se produire. Le dossier pourrait également être complété par des informations sur les liens entre l'ensemble du réseau existant et les sites Natura 2000 afin d'illustrer la nature des enjeux et leur importance.

De fait, il apparaît tout à fait possible pour RTE de prendre des engagements forts vis-à-vis de Natura 2000, tant pour les nouveaux projets que pour le réseau existant ; ce peut être le cas pour les zones de protection spéciale (ZPS), avec l'engagement de ne plus construire de ligne aérienne en ZPS, et d'équiper systématiquement de balises anti-percussion les lignes existantes situées dans des ZPS ou à proximité immédiate de celles-ci.

⁴⁵ Note Ae 2015-N-03 adoptée le 16 mars 2016 consultable à l'adresse suivante : http://www.cgedd.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/160316_-_Note_de_l_Ae_sur_l_e_valuation_des_incidentes_Natura_2000_-_delibere_cle2361de.pdf.

L'Ae recommande de compléter l'analyse des incidences du schéma sur le réseau Natura 2000, et de définir des engagements de renforcement de la préservation des sites, notamment pour ceux relevant de la directive oiseaux.

2.6 Mesures d'évitement, de réduction et de compensation de ces incidences

Le dossier présente les mesures d'évitement et de réduction qui sont prévues dans le cadre du SDDR. Il s'agit principalement de démarches déjà mises en œuvre par RTE comme l'écoconception ou du rappel d'éléments faisant partie intégrante du SDDR comme le plan « zéro-phyto » ou le plan PSEM⁴⁶.

L'évaluation environnementale indique que « RTE incite à la mise en place d'éco-chantier sur certains chantiers d'ouvrages neufs ». Une politique plus ambitieuse et plus systématique, basée sur la mise en place de dispositions obligatoires, proportionnées à la taille de l'opération et à l'importance des enjeux environnementaux, apparaît tout à fait à portée.

L'Ae recommande de systématiser la mise en place de dispositions de type « éco-chantier » pour l'ensemble des projets, en proportionnant celles-ci aux enjeux environnementaux.

Pour la fragmentation des milieux naturels, la préservation et la restauration des continuités écologiques et des couloirs de migration, ainsi que pour l'artificialisation de l'espace, le dossier renvoie à l'application de la démarche ERC à l'échelle de chaque projet.

Cela suppose que la démarche ERC soit appliquée de façon systématique à l'ensemble des projets. Or, en application de l'article R. 122-2 du code de l'environnement, seule une partie des projets est soumise à évaluation systématique⁴⁷ ou à examen au cas par cas⁴⁸ en vue de décider s'ils doivent ou non faire l'objet d'une évaluation. Les lignes souterraines ne sont pas concernées en tant que telles. Elles ne font l'objet d'une évaluation ou d'un examen au cas par cas que dans le cadre de projets comprenant également la construction de lignes aériennes ou de postes de transformation⁴⁹. L'analyse comparative des incidences environnementales des lignes aériennes et des lignes souterraines, recommandée par l'Ae au chapitre 3.4, contribuerait à renforcer, de manière significative, la qualité de la démarche ERC.

L'évaluation environnementale indique, s'appuyant sur le guide du CGDD « *Les mesures de compensation devraient donc être pratiquement absentes des plans/schémas/programmes, ce qui est le cas dans le SDDR* ». L'Ae ne partage pas ce point de vue, le SDDR pouvant notamment édicter des politiques de compensation pour les projets voire organiser la compensation sous une forme mutualisée et performante, notamment en milieu marin⁵⁰.

⁴⁶ Dénommé ainsi car il concerne les postes électriques sous enveloppe métallique (postes très compacts, installés en milieu urbain).

⁴⁷ Sont soumises à évaluation systématique les constructions de lignes électriques aériennes de très haute tension (HTB 2 et 3) et d'une longueur égale ou supérieure à 15 km et de lignes électriques en haute et très haute tension (HTB) en milieu marin.

⁴⁸ Sont soumises à examen au cas par cas les constructions de lignes électriques aériennes en haute tension (HTB 1), les constructions de lignes électriques aériennes en très haute tension (HTB 2 et 3) inférieures à 15 km et les postes de transformation dont la tension maximale de transformation est égale ou supérieure à 63 kV, à l'exclusion des opérations qui n'entraînent pas d'augmentation de la surface foncière des postes.

⁴⁹ À titre d'exemple, l'Ae a soumis à évaluation environnementale, après examen au cas par cas, le projet de renforcement de l'alimentation électrique de la vallée de la Neste compte tenu des impacts potentiels de la construction du poste ayant justifié la soumission au cas par cas mais également de la mise en place des liaisons souterraines faisant partie du projet (décision n° F-076-19-C-0041 en date du 23 mai 2019).

⁵⁰ Il convient de noter que le guide CGDD précité cite explicitement la compensation.

Par ailleurs, des incidences de projets non soumis individuellement à évaluation environnementale peuvent, à l'échelle globale du schéma, être significatifs. Elles pourraient être analysées à l'échelle du SDDR et des solutions complémentaires d'évitement, de réduction et de compensation pourraient être envisagées pour des catégories de projets non soumises à évaluation environnementale systématique comme les lignes souterraines ou les grandes opérations de renouvellement, ainsi que des mesures type pouvant être mises en place à l'occasion des études d'impact des projets.

L'Ae recommande :

- ***d'examiner pour les enjeux environnementaux les incidences de l'ensemble des projets constitutifs du schéma, y compris ceux non soumis individuellement à évaluation environnementale ;***
- ***de proposer des mesures, par exemple par grande catégorie de projets pour éviter, réduire et au besoin compenser leurs effets à l'échelle du SDDR.***

2.7 Suivi

L'évaluation environnementale du SDDR comprend un chapitre relatif au suivi, assorti de 34 indicateurs reprenant des indicateurs déjà utilisés dans le cadre de l'évaluation de projets et du système de management de l'environnement de RTE, et en complément quelques indicateurs spécifiques (pour les émissions indirectes de GES, les consommations de ressources...). La liste pourrait être complétée en faisant la distinction entre ces deux catégories.

Les valeurs initiales sont renseignées pour les années 2015 à 2018 ou pour l'une de ces années. Il convient toutefois de noter l'absence de valeurs cibles, illustrant les objectifs du SDDR à l'horizon 2030 ou 2035, ou à des échéances adaptées pour les programmes qui doivent être achevées avant l'échéance du schéma (plan « zéro-phyto », élimination des PCB, etc.).

La liste comporte quelques lacunes comme l'absence d'indicateur sur les surfaces artificialisées (postes, pylônes...), ou encore d'un indicateur relatif à l'intensité carbone de l'activité de RTE (émissions totales relativement au nombre de Gigawattheures transportées). Aucun indicateur n'est prévu pour l'enjeu « *Limiter les nuisances et préserver la santé publique* ». Un indicateur portant sur les nuisances sonores et électromagnétiques, par exemple le nombre de réclamations reçues, pourrait être ajouté.

L'Ae note par ailleurs que plusieurs indicateurs relèvent plutôt de la politique RSE et du système de management de l'environnement (indicateurs « *généraux* » sur les heures de formation à l'environnement et l'effectif formé) ou ne portent pas directement sur des enjeux environnementaux (linéaire de zones agricoles traversées par le réseau électrique).

L'Ae recommande d'amender la liste des indicateurs en centrant ceux-ci sur les enjeux environnementaux du SDDR, et en les assortissant d'une valeur cible.

Pour les risques industriels et technologiques, le suivi est basé sur le nombre annuel de « *situations d'urgence environnementale* » survenues, qui s'est élevé à 94 en 2018. La description de l'état initial devrait être complétée par la répartition entre les cinq situations d'urgence définies

par RTE⁵¹ et il serait utile pour le suivi de distinguer au minimum les situations liées aux incendies et celles relatives aux déversements d'huile ou de matière dangereuse.

L'Ae recommande de préciser la nature des situations d'urgence environnementale pour l'année 2018 et de différencier, pour le suivi, les situations liées aux incendies et celles relatives au déversement d'huile ou de matière dangereuse.

Concernant les indicateurs relatifs à la biodiversité et aux services écosystémiques, il est nécessaire de définir la notion de « zones naturelles ». La notion de « déchets transférés », utilisée pour l'indicateur 28, doit être également précisée.

L'évaluation environnementale pourrait également opportunément comporter une annexe avec des fiches synthétiques par indicateur rappelant l'objectif suivi par l'indicateur et la méthodologie utilisée pour son élaboration. Enfin, l'indicateur sur le paysage, dont l'intérêt est réel, pourrait faire l'objet d'un affinement progressif afin de prendre en compte la largeur réelle de l'espace de perception et non de simples ratios.

2.8 Résumé non technique

Le dossier transmis à l'Ae comprend deux résumés non techniques (RNT), un relatif au SDDR proprement dit et l'autre à l'évaluation environnementale. On retrouve dans les RNT du schéma et de l'évaluation environnementale les qualités didactiques des deux documents.

L'Ae recommande de prendre en compte dans le résumé non technique les conséquences des recommandations du présent avis.

3 Prise en compte de l'environnement par le schéma

L'intégration dans le SDDR d'un chapitre dédié à l'environnement constitue une première ; elle est présentée comme le résultat de la démarche environnementale. Il s'agit d'un point positif qui permet d'avoir une vue synthétique des principales actions prévues par RTE dans le domaine de l'environnement. Ce chapitre est centré sur les réductions d'émissions de gaz à effet de serre, la préservation des paysages, du patrimoine et du cadre de vie, la limitation de l'épuisement des ressources minérales et le développement de l'économie circulaire, et la préservation et la restauration de la biodiversité et des services écosystémiques. Il met utilement en avant les principes de dimensionnement au plus juste des adaptations du réseau et de recherche systématique de mutualisation ainsi que la place accordée aux lignes souterraines pour le renouvellement et pour les nouvelles infrastructures.

Les sections qui suivent traitent de la prise en compte de l'environnement dans l'ensemble du schéma en mettant l'accent sur les thématiques suivantes : la prise en compte des externalités environnementales, les plans ou stratégies sectorielles de RTE visant un objectif environnemental spécifique, l'intégration de l'environnement dans les processus du SDDR et deux thématiques spécifiques (la réduction des émissions de gaz à effet de serre et l'artificialisation des sols).

Concernant les S3REnR, RTE a indiqué aux rapporteurs qu'il avait entrepris – à destination de ses équipes régionales – la rédaction d'un guide d'accompagnement à la réalisation des évaluations

⁵¹ Ces situations d'urgence sont : l'incendie sous une ligne aérienne, l'incendie dans un poste, le déversement d'huile ou de matière dangereuse dans un poste, la fuite d'huile de liaison souterraine, et le déversement d'huile ou de matière dangereuse lors du transport ou d'un chantier de construction.

environnementales stratégiques des S3REN. L'Ae considère l'initiative comme suffisamment intéressante pour être mentionnée dans le schéma.

3.1 La prise en compte des externalités environnementales

Le dossier fait référence à plusieurs reprises à la place accordée à l'analyse socio-économique et à l'objectif d'optimum pour la collectivité dans les choix effectués pour le SDDR. C'est le cas par exemple pour le recours à l'écrêtement temporaire de la production renouvelable où le niveau proposé de 0,3 % intègre une valeur du carbone.

L'analyse socio-économique peut aider à analyser les impacts environnementaux et à mieux les intégrer dans les processus de décision. Dans son acception traditionnelle quantitative, elle bute toutefois sur les difficultés, pratiques voire philosophiques, de monétarisation des impacts, en dehors des gaz à effet de serre ou encore de la thématique de la qualité de l'air, peu significative au cas d'espèce.

Il n'apparaît néanmoins pas de façon claire si cette démarche est appliquée de façon systématique. Le dossier propose par exemple la présentation d'un « *scénario d'adaptation du réseau à moindre coût permettant d'accueillir le gisement retenu selon la localisation des parties prenantes* » pour aider à définir des S3REN.

RTE indique par ailleurs à plusieurs reprises qu'il revient à la collectivité d'arbitrer (par exemple entre minimisation du coût des adaptations et insertion dans les territoires) et indique que « *Les avis de la CRE, de l'Ae et du Ministre sur le SDDR doivent permettre de rechercher cet arbitrage* ». Instance d'expertise non décisionnelle, l'Ae souligne l'importance de l'existence d'un cadre décisionnel clair, intégrant de manière transparente les enjeux environnementaux. Ceci peut s'effectuer dans une double dimension quantitative lorsque cela s'avère possible (cas typique des gaz à effet de serre, au bénéfice des remarques ci-après relatives au coût du carbone) mais aussi qualitative et stratégique via une analyse multicritères permettant la prise en compte d'autres enjeux environnementaux.

À ce stade, la seule externalité environnementale prise en compte apparaît être les émissions de gaz à effet de serre. Le dossier fait référence à la valeur tutélaire du carbone issue des recommandations de la Commission Quinet de 2008. La révision de cette valeur effectuée en février 2019 n'a pas été prise en compte, la démarche d'élaboration du présent schéma ayant été initiée préalablement. Il a par ailleurs été indiqué aux rapporteurs que pour les travaux réalisés au niveau européen, seul le prix des quotas d'émissions est pris en compte, ce qui correspond à un coût économique et non à la valeur socio-économique du carbone.

Ces pratiques conduisent à une sous-évaluation de l'impact du changement climatique dans les programmes d'investissements et les prises de décision pour le SDDR⁵².

L'Ae recommande de préciser les méthodes d'évaluation socio-économique utilisées, et de compléter l'analyse décisionnelle par une analyse stratégique multicritères, prenant en compte les autres enjeux environnementaux. Elle recommande également d'intégrer pour l'ensemble de ses

⁵² Les travaux de la commission Quinet de février 2019 ont conduit à relever de façon très significative les niveaux de la valeur tutélaire avec par exemple un relèvement de la valeur pour 2030 de 100 €/tCO₂ à 250 €/tCO₂.

décisions la trajectoire de valeur tutélaire du carbone préconisée par la commission Quinet en février 2019.

3.2 Les plans ou stratégies sectorielles de RTE visant un objectif environnemental spécifique

Le SDDR a mis en place au cours des dernières années plusieurs plans ayant pour objectif de traiter une problématique de pollution ou plus largement de réduire l’empreinte environnementale du réseau :

- le plan « Zéro-phyto » qui vise une suppression de l’utilisation des phytosanitaires fin 2024 avec, comme cela a été indiqué aux rapporteurs, des postes prioritaires compte tenu d’obligations au titre de la loi sur l’eau ou résultant d’une étude réalisée pour le compte de RTE par le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM). En ce qui concerne l’abandon progressif de l’utilisation des produits phytosanitaires, l’élaboration d’une politique commune RTE/Enedis ambitieuse apparaît opportune. Selon les informations fournies aux rapporteurs 23 %, des postes du réseau RTE seraient déjà en « zéro-phyto » ainsi que tous les nouveaux postes ;
- le plan particulier de décontamination et d’élimination des appareils contenant des PCB. Le taux d’avancement du programme qui a été adopté en 2014 était d’ores et déjà de 58 % en 2017. À ce rythme, le programme pourrait être achevé dès 2021. Une anticipation de la date butoir, fixée initialement au 31 décembre 2025, semble envisageable⁵³ ;
- la stratégie de résorption des équipements contenant de la créosote, avec comme objectif une disparition complète des supports bois traités avec ce produit. RTE a ainsi signé le 19 décembre 2018 une seconde « *charte d’engagement volontaire relative à la gestion et à l’élimination des poteaux et des traverses en bois traités à la créosote* » dans laquelle RTE s’engage en particulier à ne plus installer de nouveaux poteaux imprégnés de cette substance chimique. Le rythme actuel de renouvellement des supports existants est assez faible (1% par an) mais va s’accélérer. RTE a ainsi indiqué aux rapporteurs que les poteaux créosotés devraient avoir tous disparu à un horizon de trente ou quarante ans ;
- le plan PSEM permettant d’accélérer le renouvellement des postes les plus émetteurs en gaz à effet de serre du fait de fuites de SF₆⁵⁴ ; il a été indiqué aux rapporteurs que le plan avait été défini en prenant notamment en compte l’importance des risques de fuite, les problèmes d’entretien posés par certains postes, le temps de développement des projets et les contraintes financières avec des solutions techniques alternatives qui dépendent de la catégorie du poste ;
- une politique de maîtrise du risque de pollution des eaux par l’huile dans les postes a été instaurée en 2006 avec un objectif de « *mise en place de dispositifs de rétention sous les matériels électriques contenant plus de 1 000 litres d’huile qui en sont dépourvus et qui sont situés dans des postes de niveau de sensibilité environnementale très forte* » sans pour autant que le dossier ne détaille cette notion ni ne précise le nombre d’équipements ou postes qu’il

⁵³ L’obligation pour les détenteurs d’un petit nombre d’installations donne deux dates limites au 1er janvier 2020 et au 1er janvier 2023 en fonction de la date de fabrication du poste, des aménagements ayant été mis en place pour les détenteurs d’un grand nombre d’appareils.

⁵⁴ Concernant les solutions visant à réduire les émissions de SF₆, le dossier mentionne outre le remplacement des postes électriques sous enveloppe métallique une première expérimentation en 2019 d’un premier poste électrique sous enveloppe métallique à Grimaud (Var) doté d’un gaz isolant alternatif au SF₆, le « G3 » (« Green Gas for the Grid »), développé par General Electric. RTE indique que cette solution pourrait être largement utilisée en cas de retour d’expérience positif.

est prévu de traiter. Il est par ailleurs envisagé de remplacer tous les câbles à huile présents sur le réseau à l'horizon 2030. Il serait utile de préciser le nombre d'équipements concernés et la nature des incidents survenus sur ce type d'équipements.

À travers ces différents plans, RTE démontre sa volonté de traiter un certain nombre de problématiques environnementales. Les critères ayant conduit à définir les objectifs et le rythme de ces différents plans n'apparaissent pas toujours clairement dans le document. Il n'est pas non plus indiqué en quoi le SDDR a conduit à modifier ou non certains programmes.

L'Ae recommande de préciser les obligations réglementaires et les critères ayant conduit à définir les objectifs et le rythme des différents plans ou stratégies sectorielles visant un objectif environnemental spécifique (« zéro-phyto », PCB, créosote, réduction des fuites de SF₆, réduction du risque de pollution par les huiles) et de fixer des cibles claires.

3.3 Thématiques environnementales spécifiques

Artificialisation des sols

Le dossier indique un objectif de « diminution du rythme d'artificialisation des sols et à terme l'absence d'artificialisation nette » mais il est écrit par ailleurs que « l'horizon temporel de cet objectif sera déterminé ultérieurement, en concertation avec les parties prenantes ». Si l'Ae se félicite de la prise de conscience de RTE du rôle contributif que le gestionnaire du réseau de transport d'électricité peut jouer dans l'atteinte de l'objectif de zéro artificialisation nette, il apparaît important de traduire cette intention de manière opérationnelle, tant pour les postes (en développant notamment des postes à l'air libre plus compacts) que pour les lignes.

L'Ae recommande, pour le prochain SDDR, de préciser les actions envisagées pour contribuer à l'atteinte de l'objectif de zéro artificialisation nette.

La réduction des émissions de gaz à effet de serre

Au-delà des incidences de la mise en œuvre du SDDR qui font l'objet d'une recommandation formulée dans la deuxième partie de cet avis, il conviendrait de décrire plus précisément « [l']objectif de neutralité de l'empreinte carbone du réseau en favorisant les solutions éco-conçues, numériques et flexibles » mentionné dans le SDDR.

L'Ae recommande de préciser « l'objectif de neutralité de l'empreinte carbone du réseau » et, pour le prochain SDDR, les moyens envisagés par RTE pour atteindre cette neutralité.

Consommation des ressources

Le cas du cuivre, identifié dans l'état initial comme une ressource contrainte, ne fait pas l'objet d'une analyse spécifique. Les leviers disponibles pour en réduire la consommation pourraient être précisés. Par ailleurs, l'évaluation environnementale devrait aborder la question des principaux impacts environnementaux liés à la production et l'approvisionnement des matériaux.