INTRODUCTION

1.1 La transformation des réseaux est une des conditions essentielles à la réussite de la transition énergétique

La France est pleinement engagée dans la transition énergétique. Le projet de loi énergie-climat, en cours d'examen par le Parlement, fixe comme objectif l'atteinte de la neutralité carbone en 2050.

Cet objectif s'appuie sur la *stratégie nationale bas carbone* (SNBC), qui définit une trajectoire pour les différents secteurs jusqu'en 2050 et précise les orientations à mettre en œuvre dans les différents secteurs (logements, énergie, agriculture, transports) pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les objectifs de la politique énergétique inscrits dans la *programmation pluriannuelle de l'énergie* (PPE), qui organise l'évolution des modes de production, d'acheminement et de consommation de l'énergie en France au cours des 10 à 15 prochaines années.

Ces différents documents sont au stade de projet. Les arbitrages structurants qui les sous-tendent ont néanmoins été clarifiés par le Gouvernement depuis 2017.

S'agissant du secteur électrique, ils sont fondés sur un fort développement des énergies renouvelables (notamment l'éolien terrestre, l'éolien en mer et le solaire photovoltaïque), la fermeture des dernières centrales au charbon d'ici 2022, une réduction progressive de la capacité nucléaire (fermeture des deux réacteurs de Fessenheim en 2020, puis d'une douzaine de réacteurs entre 2025 et 2035), le souhait de recourir davantage à l'électricité – très largement décarbonée – dans les secteurs de la mobilité, du bâtiment, de l'industrie et pour la production d'hydrogène.

Il s'agit d'une transformation de grande ampleur. En intensité, elle s'apparente au développement du parc électronucléaire à la suite du second choc pétrolier, qui a vu la France très largement modifier ses approvisionnements énergétiques en un temps très court.

Si le débat public sur le secteur électrique a largement porté sur les sources de production, la réalité opérationnelle du secteur électrique est de constituer une industrie de réseau par excellence : toutes les sources de production et les sites de consommation y sont connectés en permanence, avec une exigence d'équilibre instantané qui n'existe dans aucune autre industrie. Et toute modification du mix implique un raccordement et éventuellement une adaptation du réseau. Dans l'équation de la transition énergétique, les réseaux jouent donc un rôle majeur.

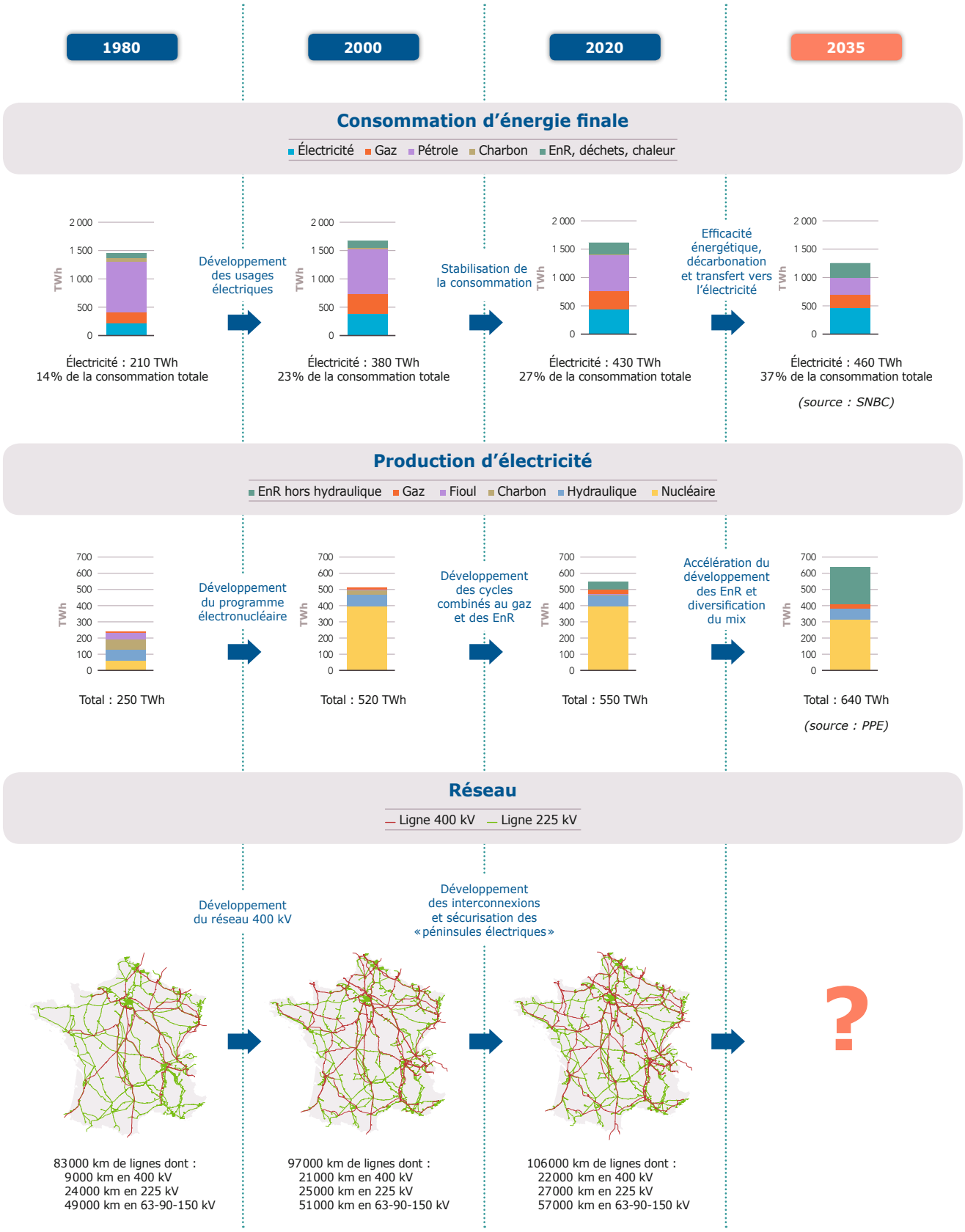
Or ces réseaux vont devoir évoluer, et rapidement, de manière à rendre possible la transition énergétique. La dynamique industrielle de cette évolution et son financement doivent s'apprécier sur le temps long. En amont, plusieurs années d'études techniques et économiques préalables sont indispensables pour implanter un nouvel ouvrage structurant, suivies d'une instruction réglementaire (de nombreuses autorisations sont nécessaires, relevant du droit de l'urbanisme, de l'environnement et de la politique sectorielle de l'énergie) et d'une concertation avec les parties prenantes s'étalant sur plusieurs années (selon la complexité du projet). Une fois les travaux réalisés et l'ouvrage mis en service, il peut fonctionner jusqu'à 85 ans pour certaines infrastructures sous réserve d'une maintenance régulière et adaptée.

Cette transformation doit intervenir dans un contexte sociétal où les résultats doivent être rapides, pendant que se développent des phénomènes d'opposition systématique y compris quand ces infrastructures sont indispensables pour la transition énergétique.

Il est désormais largement admis que deux facteurs sont indispensables au déploiement rapide des énergies renouvelables : une stabilité réglementaire, et une réflexion en amont sur leur intégration dans les réseaux électriques.

Le nouveau schéma décennal de développement du réseau (SDDR) présenté par RTE intervient à ce moment charnière. Il articule une proposition d'évolution du réseau de transport sur les 15 prochaines années pour atteindre les objectifs publics, en mettant en avant les enjeux, les marges de manœuvre possibles, mais aussi les cohérences nécessaires. Il constitue une traduction opérationnelle du projet de PPE et pourra évoluer en fonction des documents finaux (loi énergie, SNBC et PPE) et des avis formulés sur le projet de SDDR (par le ministre, la Commission de régulation de l'énergie et l'Autorité environnementale). Il liste les leviers existants à mettre en œuvre pour que les réseaux ne se situent pas sur le « chemin critique » de la transition énergétique, mais qu'ils soient au contraire un élément facilitant.

Figure 1.1 Évolution du mix et du réseau depuis 1980



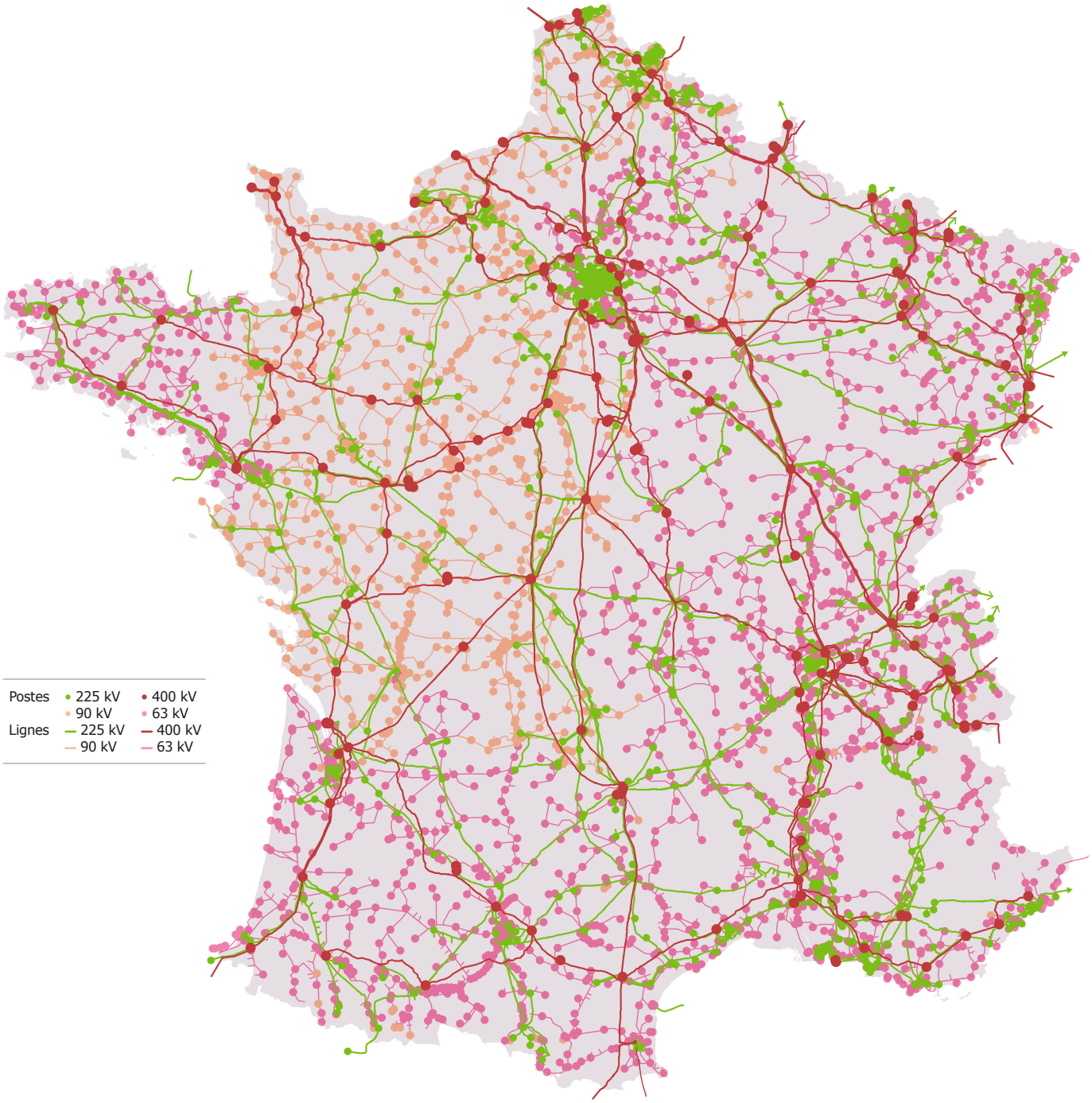
1.2 Le réseau public de transport d'électricité : un objet évident, une fonction mal connue

Le réseau de transport d'électricité apparaît comme une évidence.

Pour beaucoup, il est associé aux pylônes des grandes lignes à très haute tension qui assurent la desserte en électricité du pays. Pour certains, il est synonyme des salles de dispatching qui veillent 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7 à l'alimentation en électricité partout et à tout instant. Pour tous, il fait partie des acquis : l'électricité n'a jamais été aussi présente et importante dans nos vies de tous les jours et rares sont ceux qui se souviennent qu'il y a 50 ans, la desserte du territoire était encore un enjeu.

Mais en réalité, le réseau public de transport est un objet mal connu. A l'heure où il doit faire face à une transformation importante pour servir une politique énergétique intégrant l'impératif climatique, il est nécessaire de rappeler ses caractéristiques et sa fonction.

Figure 1.2 Carte du réseau de transport au 31 décembre 2018



Une infrastructure permettant de transférer de grandes quantités d'énergie des lieux de production vers les centres de consommation…

Une confusion consiste à y voir simplement le pendant, pour l'électricité, des autoroutes ou des grandes lignes du réseau ferroviaire.

Le réseau de transport d'électricité est effectivement une infrastructure physique linéaire, qui achemine de grandes puissances sur de grandes distances, relie les pays européens entre eux, raccorde directement les moyens de production les plus importants (centrales nucléaires, barrages hydrauliques, grandes centrales solaires au sol et à terme fermes éoliennes en mer) ainsi que les plus grands consommateurs (industriels) et les « poches » de consommation locales. Au sein de ces « poches », la desserte finale des consommateurs domestiques se fait par l'intermédiaire des réseaux de distribution.

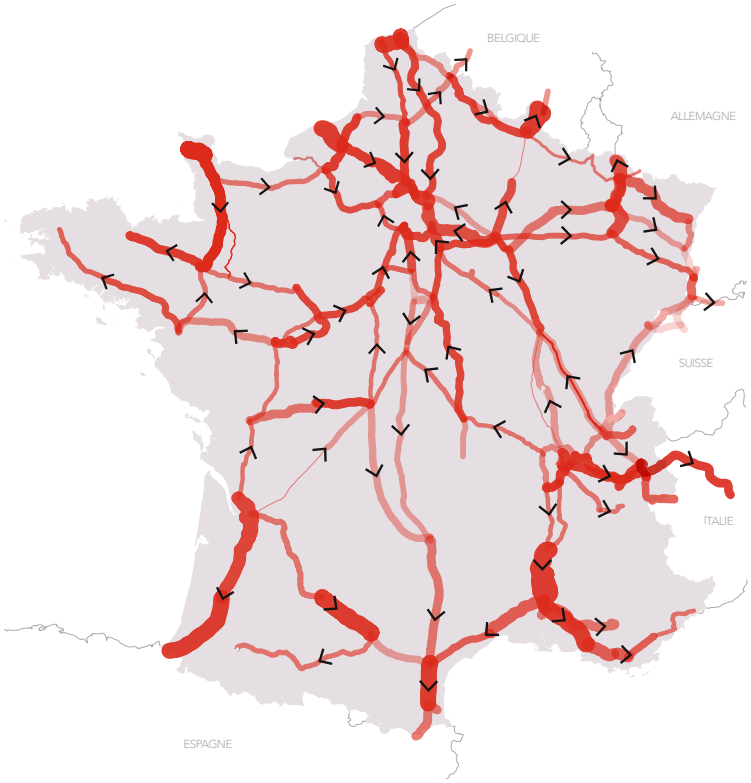
Pour relier les différents centres de production et alimenter les lieux de consommation, le réseau de transport d'électricité est structuré selon plusieurs niveaux de tension :

- le *réseau de grand transport* (réseau à très haute tension constitué du réseau 400 kV et d'une partie du réseau 225 kV) correspond aux artères principales permettant d'assurer le maillage du territoire national et l'interconnexion avec les pays voisins afin d'évacuer l'électricité depuis les principaux sites de production (aujourd'hui les centrales nucléaires et les grands barrages hydrauliques) : un exemple des flux en hiver sur le réseau 400 kV est présenté ci-contre (voir figure 2.1) ;
- les *réseaux de répartition,* constitués d'une partie du réseau 225 kV et des infrastructures aux niveaux de tension inférieurs (principalement 63 kV et 90 kV), permettent quant à eux de répartir l'énergie à une maille suprarégionale et régionale et d'alimenter les territoires au niveau local.

Le réseau de transport est exploité de manière coordonnée : l'exemple de l'alimentation de la métropole lilloise (voir figure 2.2) illustre l'enchevêtrement des différents niveaux de tension pour parvenir à satisfaire les besoins de consommation.

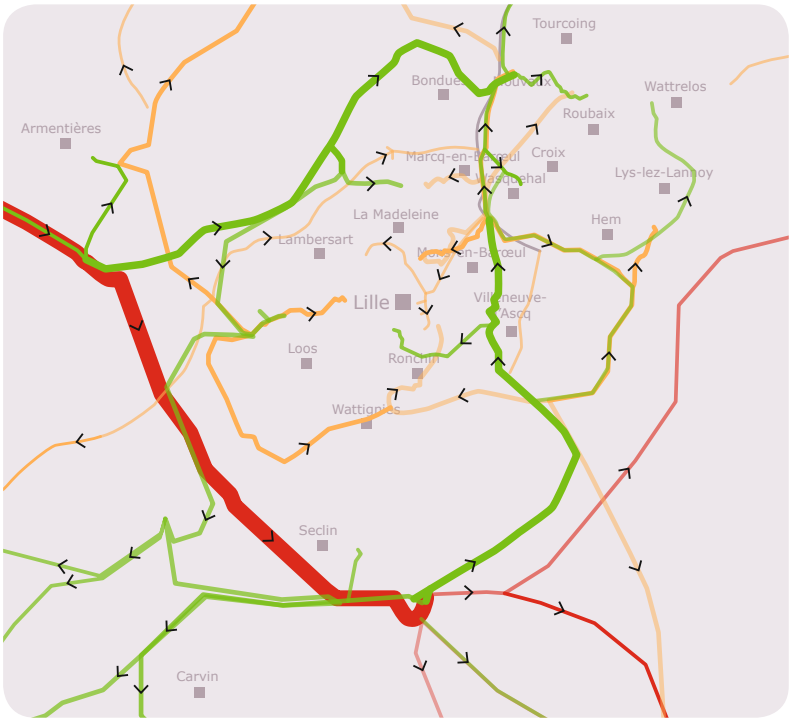
La construction de ce grand réseau maillé est contemporaine des autres grands réseaux et a pleinement participé de la politique d'équipement du pays au cours de la seconde moitié du XX^{e} siècle. S'il dessert aujourd'hui tout le territoire métropolitain interconnecté, le réseau doit s'adapter à l'évolution des modes de vie (et par exemple être renforcé pour tenir compte de la périurbanisation ou mis en souterrain dans les zones de forte pression foncière) et aborder une phase cruciale de renouvellement pour ses ouvrages les plus anciens.

Figure 1.3 Illustration des flux sur le réseau de grand transport et les réseaux régionaux



- L'épaisseur des traits représente l'intensité des flux traversant les différents axes
- Les traits les moins épais traduisent généralement la faible capacité de la ligne électrique correspondante (et non un faible taux de charge)

Utilisation instantanée du réseau de grand transport (400 kV) – Situation d'hiver



- Ligne 400 kV
- Ligne 225 kV
- Ligne 90 kV

Utilisation instantanée du réseau de l'agglomération lilloise – Situation d'été

… mais surtout un « hub » mutualisant les ressources disponibles

Au-delà du transport « point à point », la fonction première du réseau de transport d'électricité est d'organiser la mise en commun des différentes sources de production à grande échelle. *Via* le réseau, la consommation des français *prise comme un tout,* est alimentée par l'ensemble des moyens de production disponibles, en s'appuyant de manière privilégiée sur les moins chers. Sur le plan physique, la livraison de l'électricité incombe aux gestionnaires de réseau de transport et de distribution.

Pour y parvenir, une organisation spécifique est mise en place.

Cette organisation s'articule d'une part autour d'un marché libéralisé. En France comme dans les autres pays de l'Union européenne, chaque consommateur peut choisir son fournisseur d'électricité : les relations entre producteurs, fournisseurs, intermédiaires et consommateurs sont régies par un ensemble de contrats privés.

Elle repose également sur des dispositifs spécifiques qui permettent d'assurer le fonctionnement du système sur le plan technique et économique. À ce titre, le gestionnaire du réseau de transport doit s'assurer à chaque instant que les quantités d'électricité injectées en tout point du territoire sont égales aux quantités d'électricité qui y sont soutirées et aiguiller les flux en fonction des capacités du réseau. Pour ce faire, RTE est en charge de modifier en temps réel la production d'électricité, voire de réguler la consommation. Cet équilibre est réalisé au périmètre de tous les habitants où qu'ils se trouvent : qu'ils soient chez eux et raccordés à un réseau de distribution, dans un train et connectés – *via* les caténaires et les installations ferroviaires – au réseau de RTE, ou chez un industriel raccordé directement au réseau public de transport.

RTE organise *a posteriori* les flux financiers entre acteurs pour refléter la réalité physique constatée, qui diffère des échanges réalisés sur les marchés de l'électricité. Le rôle des producteurs est d'injecter en un point du réseau, les consommateurs peuvent soutirer, et les réseaux gèrent l'interface. On parle souvent de « chambre de compensation physique » du système pour décrire ce rôle du gestionnaire du réseau public de transport.

Une telle organisation est propre à l'électricité, du fait de son caractère peu stockable à grande échelle (en l'état actuel des infrastructures) et des fortes exigences en matière de qualité et de continuité du signal électrique – la fréquence dépendant en particulier fortement de l'équilibre instantané entre l'offre et la demande d'électricité. Son équivalent consisterait, pour un gestionnaire d'autoroute, à vérifier à chaque instant que le nombre de personnes qui montent dans une voiture est strictement égal au nombre de personnes qui en descendent. En ce sens, un réseau de transport d'électricité n'est pas comparable aux « autoroutes de l'électricité ».

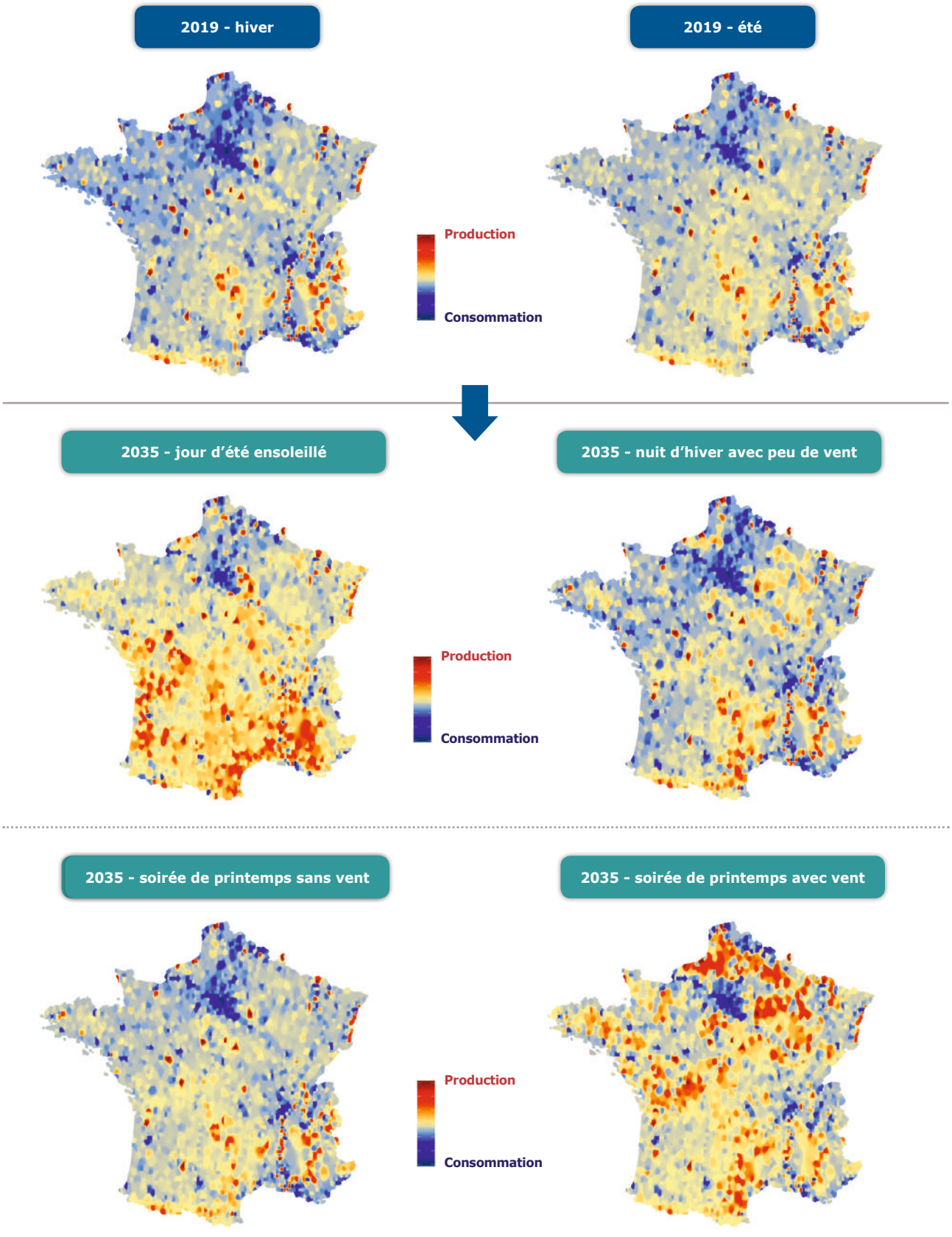
Cette fonction de « hub » va encore se renforcer avec la transition énergétique. Pour élaborer le SDDR, RTE a modélisé le fonctionnement du système électrique européen en intégrant sa dimension géographique. Cette modélisation met en lumière une double évolution du mix, sur le plan de la répartition géographique de la production d'une part, et de variabilité temporelle de la production d'autre part *(voir ci-contre) :*

1) la répartition de la production sur le territoire national va évoluer en étant moins concentrée (fermeture de réacteurs nucléaires) et différemment localisée (augmentation de la production dans des zones qui en sont aujourd'hui dépourvues, réduction du potentiel de production sur les fleuves et renforcement de la concentration sur certains littoraux) ;

2) La production journalière et saisonnière va devenir plus variable en volume mais aussi en répartition spatiale : on pourra ainsi observer une alternance entre des épisodes de forte production au sud du pays (journées estivales ensoleillées) ou au nord (nuits de printemps ventées) dans des proportions plus importantes qu'aujourd'hui.

Ce type de mix électrique ne peut fonctionner que *via* une mutualisation poussée des moyens, assurée par le réseau de transport d'électricité. Les évolutions du réseau suivent donc « naturellement » celles de la production.

Figure 1.4 Répartition des zones de production (rouge) et de consommation (bleu) d'électricité sur des situations typiques avec le mix électrique actuel (en haut) et avec le mix électrique projeté à horizon 2035 selon le scénario du projet de PPE



Un système qui compose avec une logique de fonctionnement de plus en plus européenne…

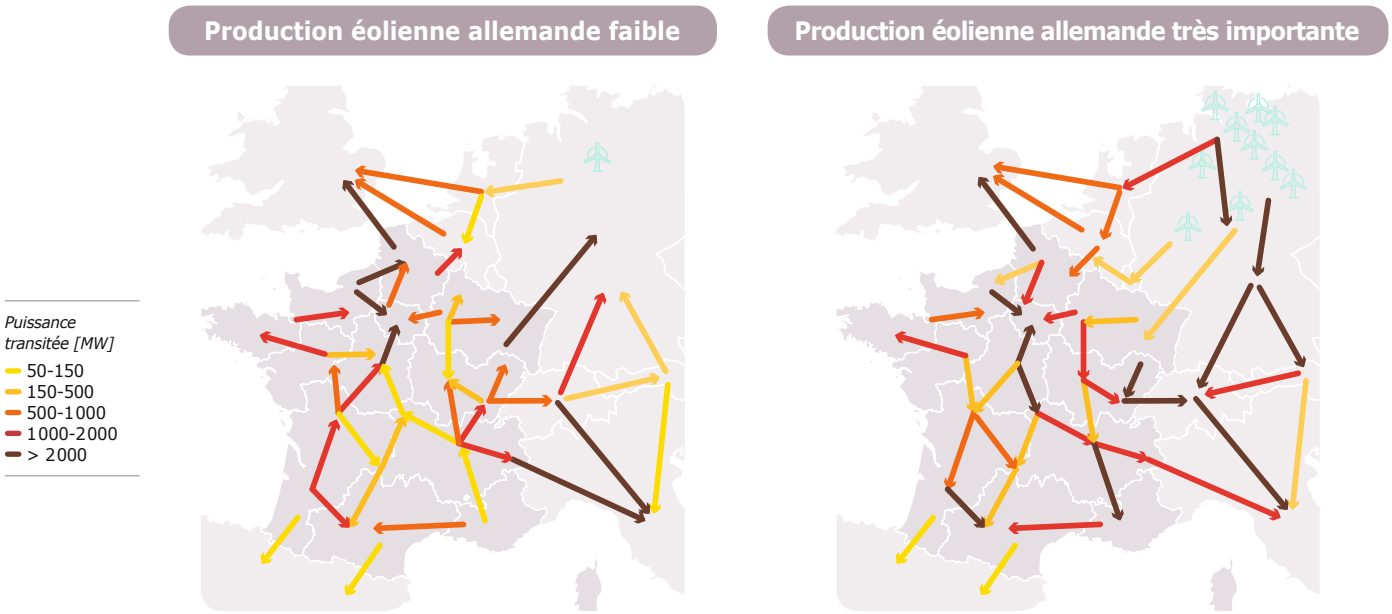
Une évolution structurante est aujourd'hui à l'œuvre sur le système électrique : le déplacement de sa logique d'organisation, d'un périmètre national à une échelle européenne.

L'interdépendance croissante des pays européens sur le plan électrique est une traduction logique de l'objectif du projet communautaire et résulte de son approfondissement progressif au cours des vingt dernières années dans le secteur de l'énergie. Reposant sur une interconnexion physique entre pays de plus en plus poussée, le marché intérieur de l'électricité constitue en effet la logique dominante d'organisation des flux en Europe. En Europe, la France ne «décide» pas d'exporter de l'électricité – pas plus qu'elle ne «fait appel» à ses voisins lorsque l'électricité vient à manquer : c'est une logique de marché qui est à l'œuvre et conduit à faire fonctionner les outils de production les plus compétitifs, indépendamment de leur localisation. Les flux d'électricité entre pays en découlent mécaniquement.

Dans ce contexte, des lignes de force sont identifiables. La France est, depuis longtemps, un large exportateur d'électricité, et cette caractéristique devrait se renforcer encore dans les prochaines années si les objectifs fixés par la PPE pour la production d'électricité sont atteints (voir le Bilan prévisionnel 2017 et les études complémentaires sur les échanges parues en septembre 2018). Son parc nucléaire, tout comme l'éolien allemand ou l'hydraulique scandinave, joue un rôle majeur dans l'organisation des flux électriques à l'échelle de l'Europe. Les éléments développés dans le Bilan prévisionnel et dans le SDDR illustrent cette réalité européenne.

L'interconnexion croissante des pays européens a permis d'aller beaucoup plus loin dans l'intégration des énergies renouvelables que certains ne l'envisageaient il y a encore dix ans. Un pays comme le Danemark n'a pu atteindre une part de l'éolien de 45 % qu'en étant pleinement intégré au marché européen et en s'appuyant très largement sur ses voisins lors des périodes de faible production éolienne. Dans le même temps, les flux ne peuvent plus être gérés à l'échelle d'un seul pays. Ainsi, le développement de l'éolien et du photovoltaïque en Allemagne a conduit à des conséquences importantes dans les pays voisins, traversés par des flux d'électricité croissants alors que le réseau interne

Figure 1.5 Influence de la production éolienne en Allemagne sur les flux sur le réseau en France



allemand devenait de moins en moins adapté à la nouvelle répartition géographique de la production outre-Rhin.

Le système électrique choisi par la France est fondé en grande majorité sur des formes de production très compétitives sur les marchés de l'électricité et décarbonées : les énergies renouvelables et le nucléaire comptent pour 93 % de la production aujourd'hui (96 % en 2030 dans le cadre de la PPE). Un tel parc de production repose sur un système très interconnecté : les interconnexions permettent à la France de valoriser cette production d'électricité décarbonée en Europe, tout en important lors des pointes de consommation les plus élevées et en réduisant les besoins de réserve.

… mais également avec des dynamiques à l'échelle locale

Le constat d'européanisation du système électrique peut sembler en contradiction avec certains mots d'ordre actuels appelant à sa décentralisation. Pourtant, le paradoxe n'est qu'apparent.

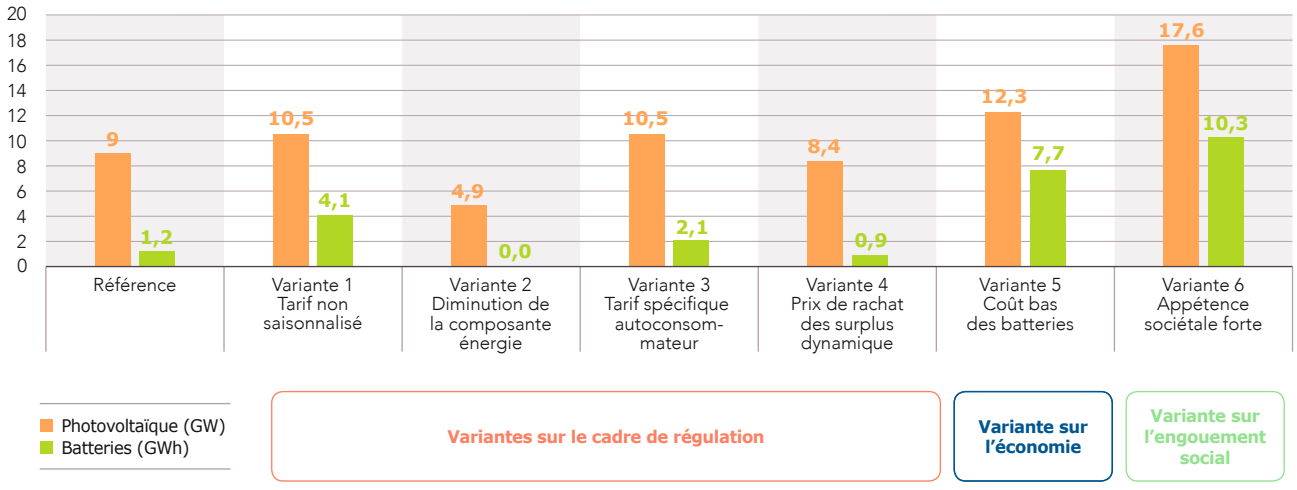
En réalité, il est tout à fait concevable que coexistent des logiques de pilotage à l'échelle locale et un fonctionnement à large échelle d'un grand système interconnecté.

Le développement de l'autoconsommation fait partie des scénarios envisagés au cours des prochaines années. Un travail de projection de ses conséquences sur le mix de production a déjà été réalisé dans le cadre du Bilan prévisionnel, permettant de souligner la grande diversité de modèles envisageables (voir figure 5 ci-dessous).

Ce travail est poursuivi dans le SDDR. Il s'agit alors d'évaluer comment l'intérêt des citoyens français pour les « circuits courts » peut avoir une traduction opérationnelle dans le fonctionnement du réseau et modifier ses équilibres, et d'apporter ainsi des éléments de réponse aux débats sur le sujet.

Cette question n'a rien d'évident : tant que les particuliers et entreprises installant des panneaux solaires sur leurs toitures demeurent connectés au réseau national et en attendent la même garantie de service, la logique actuelle de dimensionnement de l'infrastructure n'en sera pas modifiée substantiellement. Pour autant, les différents scénarios de développement de l'autoconsommation influent sur la géographie d'implantation du photovoltaïque, et exercent à ce titre une influence sur la répartition globale des flux.

Figure 1.6 Estimations du développement de l'autoconsommation individuelle dans le secteur résidentiel dans le scénario *Ampère* à l'horizon 2035 selon différentes variantes *(analyses du Bilan prévisionnel 2017)*



Un système qui est utilisé en permanence – non une « assurance occasionnelle »

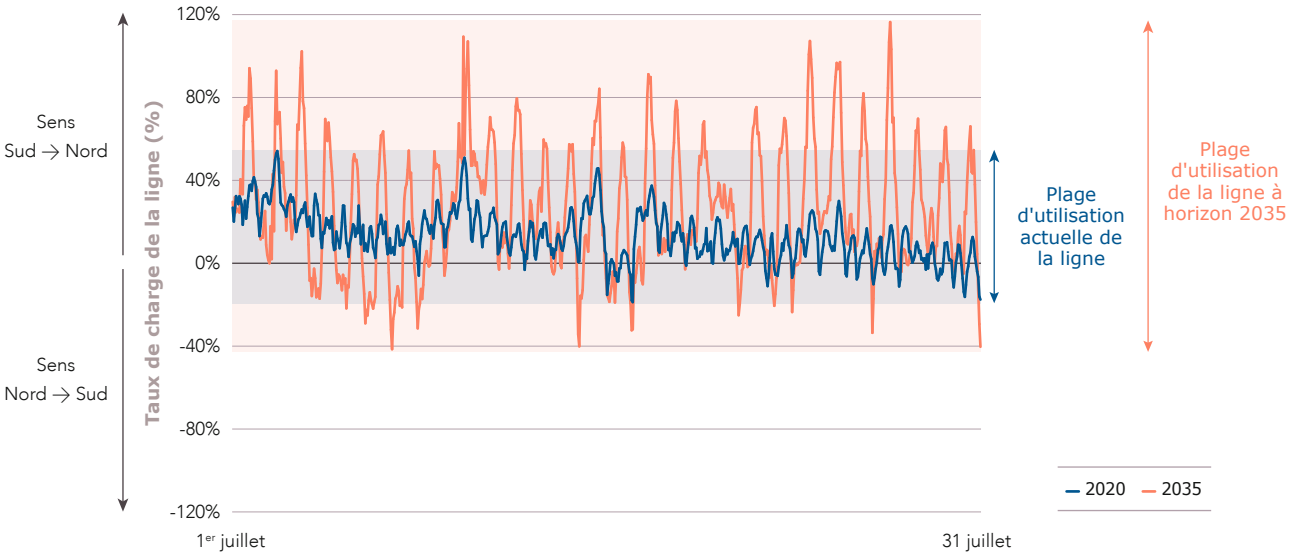
En France, l'architecture et la structure du réseau de grand transport découlent directement de la logique de l'approvisionnement en électricité, organisée à l'échelle du pays[1], et de plus en plus portée par des dynamiques européennes.

Les ouvrages du réseau public de transport ne fonctionnent pas de manière ponctuelle, pour importer ou exporter des excédents locaux. Même avec le développement de sources de production décentralisées, les infrastructures du réseau de transport sont utilisées en permanence pour faire transiter de l'électricité, permettant ainsi de mutualiser les sources de production à l'échelle nationale voire européenne et de fournir une continuité d'alimentation à tous les consommateurs.

Dans ce système fortement interconnecté, la fonction du réseau n'est donc pas, en premier lieu, de garantir une « assurance » d'alimentation électrique aux différents territoires, lesquels seraient organisés de manière autonome.

La structuration historique de ce réseau, qui maille le territoire par le biais de grands axes verticaux et transversaux, est un atout pour l'accueil de l'éolien et du solaire. Les études prospectives montrent que la variabilité des flux sur certains axes (notamment les verticales nord-sud), devrait s'accroître notablement au cours des prochaines années, dans un premier temps sans occasionner de contraintes de grande ampleur. À horizon 2030 en revanche, certains de ces axes devraient devenir limitants et devront être renforcés (voir page 30).

Figure 1.7 Évolution envisagée des flux sur un axe nord-sud du réseau de grand transport en France (aujourd'hui et à l'horizon 2035)



1. À l'exception de la Corse et des départements, collectivités et territoires d'Outre-mer

Un système qui doit assurer la continuité d'alimentation en faisant face à des situations d'aléas fréquentes

Les ruptures d'alimentation sont redoutées des consommateurs et réputées très coûteuses pour la collectivité : perte économique liée à l'interruption d'une activité industrielle ou professionnelle, dégradation de matériels, risques pour la santé humaine…

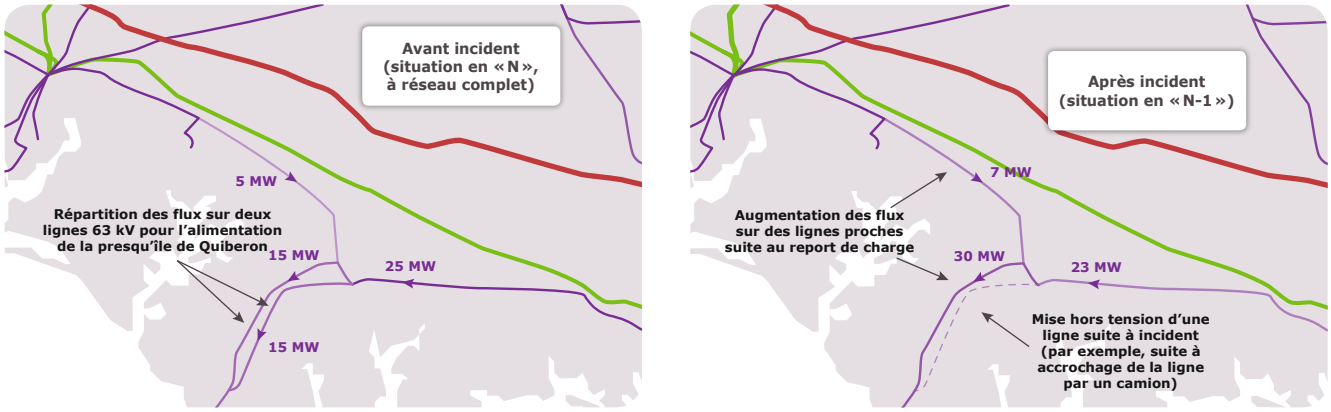
Le réseau est conçu et exploité de manière à pouvoir pallier les incidents de manière transparente pour le consommateur, c'est-à-dire en évitant les coupures de sites de consommation. En d'autres termes, l'exploitation du réseau doit permettre de se couvrir contre une «situation de N-1», c'est-à-dire une configuration dans laquelle un aléa conduirait à l'indisponibilité fortuite d'une ligne du réseau. Cela permet aux flux électriques de contourner la portion du réseau en avarie et d'alimenter le point de consommation comme prévu.

De telles avaries se produisent en permanence sur le réseau. Elles sont le plus souvent invisibles pour les consommateurs et n'occasionnent aucune rupture de leur approvisionnement (voir un exemple ci-dessous concernant la presqu'île de Quiberon en 2018). Seules certaines combinaisons d'aléas ayant une probabilité d'occurrence très faible et pouvant seulement être parées par des mesures très coûteuses peuvent conduire à des coupures. Celles-ci restent ainsi aujourd'hui extrêmement rares en France : en 2018, le «temps de coupure équivalent» (indicateur utilisé pour mesurer la performance du service rendu à l'utilisateur) dû aux défaillances du réseau de transport est inférieur à 3 minutes par an en moyenne[2].

La performance du réseau doit donc être analysée en intégrant l'ensemble des ouvrages, et non pas en analysant le taux de charge «ligne par ligne». Au contraire, c'est bien le coût complet de la «solution réseau», rapporté aux bénéfices engendrés pour les utilisateurs qui doit être utilisé pour l'évaluation du réseau.

C'est ce type d'analyses économiques qui gouverne l'évolution du réseau. À ce titre, RTE a proposé de sa propre initiative, ces dernières années, de ne pas renforcer certains axes dans la mesure où les coûts du projet dépassaient les bénéfices pour la collectivité. Une telle décision a, par exemple, été prise au sujet du projet de ligne souterraine sous-marine de très haute tension entre La Gaudière et Ponteau (liaison Midi-Provence).

Figure 1.8 Illustration de l'influence d'un aléa sur une ligne haute tension sur les flux électriques (sud du Morbihan)



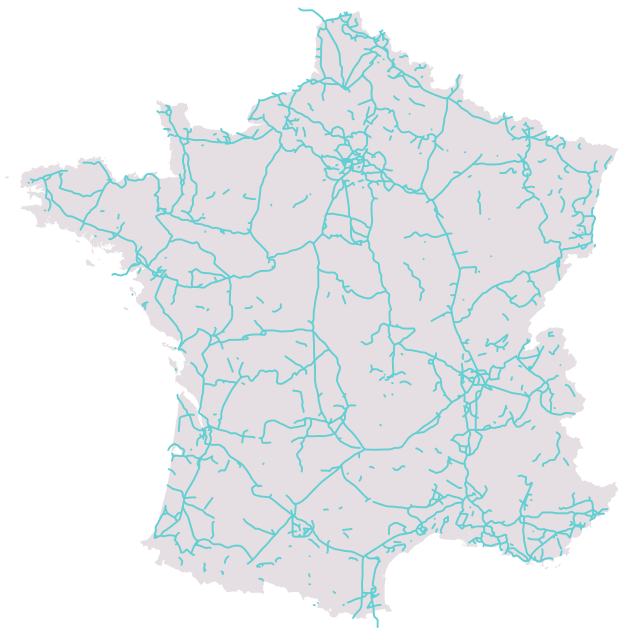
2. Ce chiffre correspond à la durée moyenne, sur l'ensemble des consommateurs, des coupures dues aux aléas sur le réseau de transport uniquement. Il ne comprend pas les coupures causées par d'autres types d'aléas (sur le réseau de distribution ou sur l'équilibre offre-demande par exemple). Cet indicateur n'est ainsi pas comparable au «critère des 3 heures» qui porte sur la durée moyenne du risque de déséquilibre entre l'offre et la demande.

Un système dont l'exploitation repose déjà aujourd'hui sur un couplage avec des réseaux de télécommunications

Le réseau de transport ne peut être réduit à un ensemble de câbles électriques. Le maintien de l'équilibre du système en temps réel et les protocoles permettant de garantir la sûreté de l'ensemble des installations du système (réseau, centrales de production, sites industriels, sites d'importance stratégique ou vitale, etc.) s'appuient très largement sur des réseaux de télécommunications et des moyens informatiques permettant de traiter un très grand volume de données et d'agir directement sur les composantes du réseau.

Ceci n'est pas nouveau : dès les années 1930, la conception des réseaux a intégré les moyens de télécommunications de l'époque (liens télégraphiques).

Figure 1.9 Chemins optiques déployés sur le territoire au 31 décembre 2018



Depuis, les choix énergétiques des années 1980 (développement massif du nucléaire, croissance de la consommation électrique thermosensible) ont très tôt rendu nécessaire un pilotage « fin » du système électrique en France et des mécanismes de protection spécifiques pour faire face aux différents aléas pouvant affecter le fonctionnement du système.

Le réseau de transport d'électricité est donc également un réseau de télécommunications. Très complémentaire par rapport aux réseaux des grands opérateurs télécoms, le réseau de fibre optique déployé au cours des dernières années compte près de 23 000 km de câbles optiques et est significatif à l'échelle du pays. Ce réseau gère aujourd'hui plus de 300 000 données par seconde et ce chiffre devrait croître fortement au cours des prochaines années.

Le développement de l'éolien et du solaire accroît les besoins de pilotage fin du système électrique en raison de la forte variabilité journalière de ces productions d'énergie. Il conduit à un renforcement des moyens informatiques et de télécoms nécessaires à ce pilotage.

La sécurité de ce réseau est un enjeu de premier ordre : raccordant 58 réacteurs nucléaires, des grands barrages et de nombreuses usines, le réseau public de transport est une infrastructure d'importance vitale, astreint à des exigences particulières en matière de sûreté, de sécurité informatique et de performance. Son évolution, sa résilience, le choix des technologies qui le constituent, le choix et le type de relation avec les sous-traitants relèvent de motifs de sécurité nationale.

Les choix industriels du SDDR en découlent directement, notamment sur les équipements informatiques et télécoms.

1.3 Un réseau qui « assure l'intendance » mais dont l'évolution est confrontée à des procédures longues et des enjeux d'acceptabilité par ses riverains

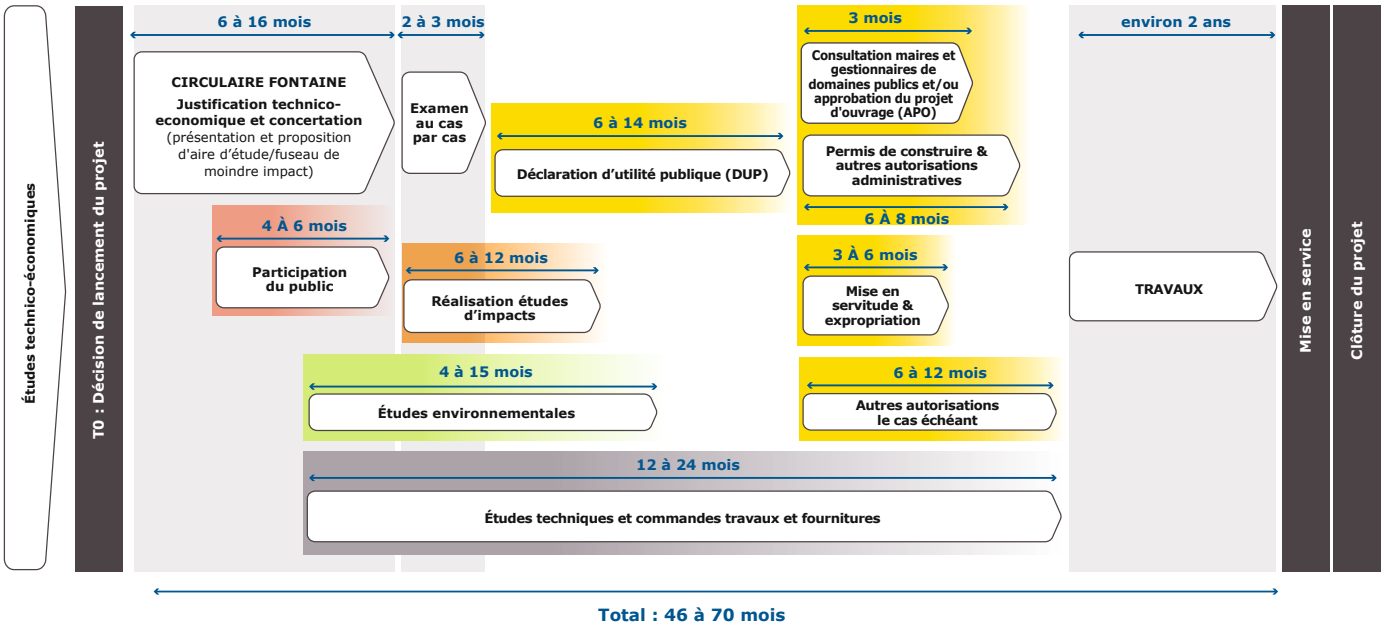
Le besoin de rapidité dans la mise en service des nouvelles infrastructures énergétiques (production, réseau) est aujourd'hui attesté. Il s'agit notamment d'atteindre progressivement un rythme de développement des énergies renouvelables conforme aux orientations de la nouvelle PPE.

En France, il faut sept à dix ans pour construire un parc éolien en mer, dont cinq à sept ans de procédures. Il en va de même pour de grands parcs photovoltaïques. Alors que le raccordement de ces installations au réseau national nécessite le développement de nouvelles infrastructures de réseau, le même type de délai s'applique pour ces dernières.

Ces délais peuvent significativement s'allonger dans les cas où les autorisations administratives nécessaires font l'objet de recours systématiques.

De tels cas peuvent concerner le réseau de transport. Certains postes électriques explicitement construits pour collecter l'énergie éolienne font ainsi l'objet de recours par des particuliers se réclamant de la défense de l'environnement : tel est par exemple le cas du poste « Sud Aveyron » à Saint-Victor-et-Melvieu. De tels cas de figure, s'ils se généralisent, pourraient s'avérer particulièrement contraignants et positionner le réseau sur le chemin critique de la transformation du mix de production.

Figure 1.10 Schéma simplifié des procédures pour un projet structurant (exemple de la création d'un poste 225 kV)



1.4 Le SDDR est le plan de transformation du réseau pour réussir la feuille de route énergétique de la PPE

Les éditions précédentes du SDDR visaient principalement à répondre à une exigence réglementaire

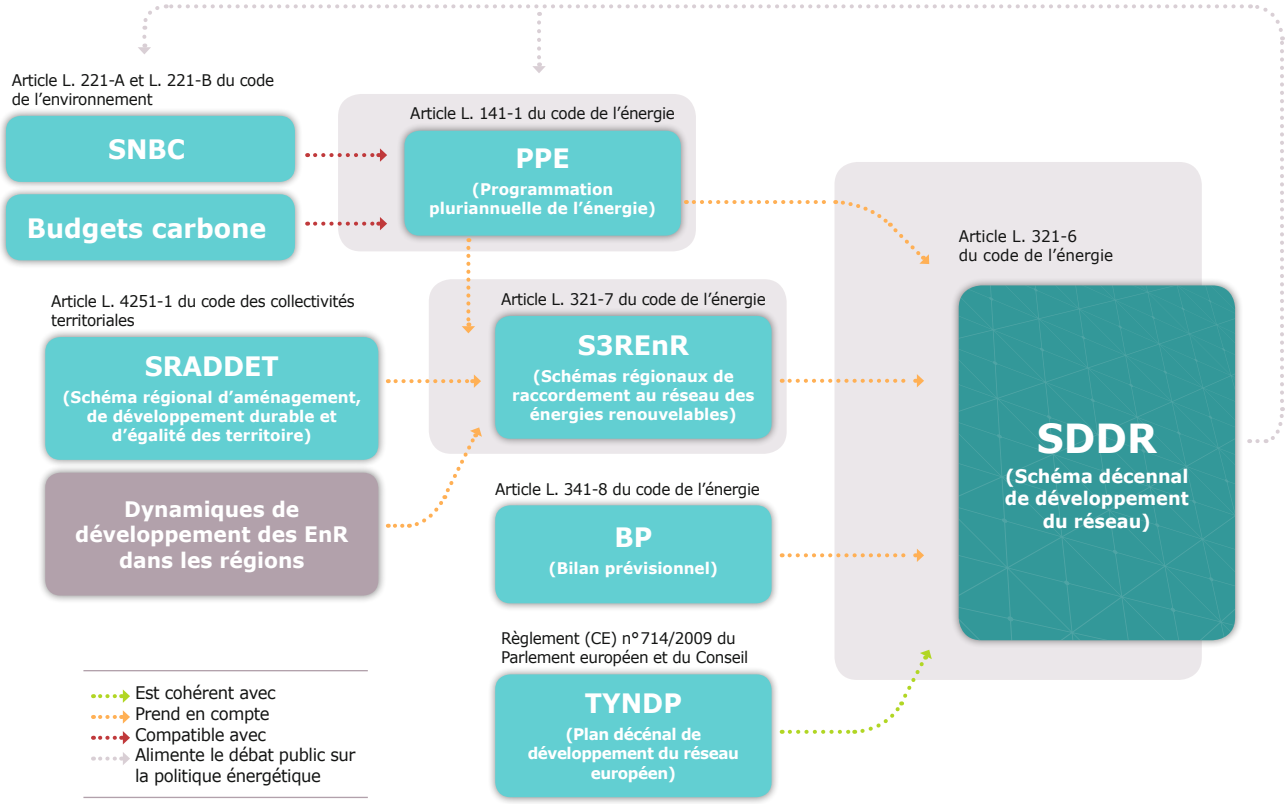
Le schéma décennal de développement du réseau (SDDR), établi en vertu des dispositions de l'article L. 321-6 du code de l'énergie, éclaire sur l'évolution de l'infrastructure de réseau de transport d'électricité et sur ses conséquences techniques, économiques et environnementales, selon différents scénarios de politiques énergétiques.

Le SDDR se base sur les résultats du dernier Bilan prévisionnel à horizon long-terme établi par RTE au titre de l'article L. 141-8 du code de l'énergie, dont le rapport complet a été publié le 16 janvier 2018. Ces deux publications s'appuient sur les mêmes scénarios et la même méthode d'analyse.

Le SDDR est réalisé en cohérence avec d'autres exercices en cours ou en vigueur aux différentes échelles (européenne, nationale, territoriale) en matière de politique énergétique.

- **Le Ten-year Network Development Plan (TYNDP) :** non contraignant, ce plan décennal de développement du réseau européen, réalisé tous les deux ans par le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport (ENTSO-E), identifie les besoins de nouvelles

Figure 1.11 Articulation du SDDR avec d'autres documents de planification



capacités d'interconnexion. Le 28 novembre 2018, ENTSOE a publié le rapport du TYNDP2018.

- **La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) :** la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) est l'outil de pilotage de la politique énergétique créé par la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV). Un projet de révision de la PPE a été rendu public en janvier 2019. La nouvelle PPE aura pour but de fixer les orientations et priorités d'action du gouvernement en matière d'énergie pour les 10 ans à venir (périodes 2019-2023 et 2024-2028).

- **Les schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) :** réalisés par les régions, les SRADDET doivent remplacer à mi-2020 les anciens schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE). Ces schémas détermineront les objectifs de développement des énergies renouvelables nécessaires à l'élaboration des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR).

- **Les Documents stratégiques de façade (DSF) :** en application de la stratégie française pour la mer et le littoral (2017), ces documents visent à établir un diagnostic et une stratégie de développement des activités de chaque façade maritime, et vise notamment à identifier les zones d'implantations de futurs parcs d'énergie renouvelable en mer.

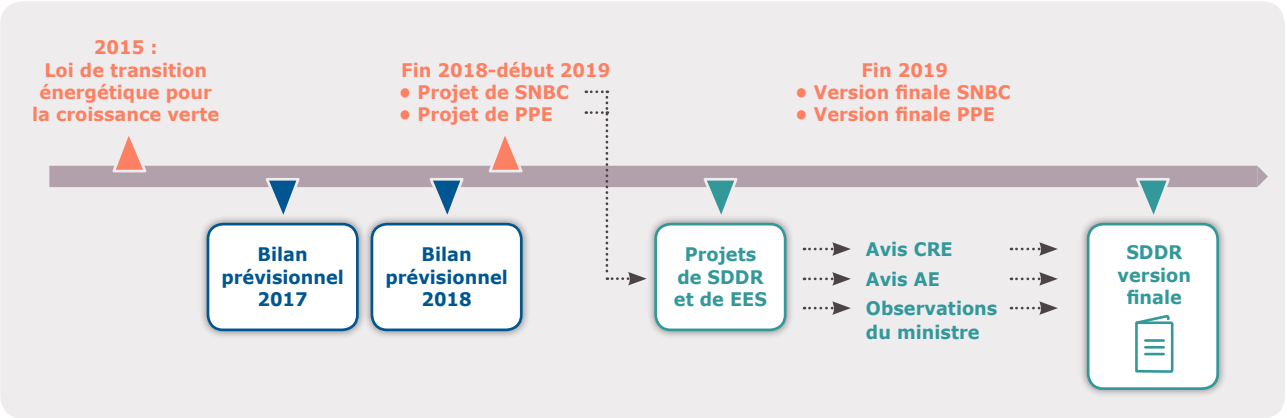
L'édition 2019 du SDDR est complètement repensée afin d'accompagner la mise en œuvre de la PPE

Pour cette édition, et dans le cadre de la refonte de ses scénarios entamée en 2017 *via* le Bilan prévisionnel, RTE présente un nouveau SDDR, entièrement repensé afin d'être le «pendant» du Bilan prévisionnel pour le réseau et de constituer un outil de mise en débat des grandes orientations sur le développement des réseaux ainsi qu'un vecteur de déclinaison opérationnelle de la PPE.

Ce nouveau SDDR permet, ainsi, plusieurs avancées :

- Il résulte d'un travail impliquant une large concertation publique avec les parties prenantes (consultation publique au printemps 2018 sur les hypothèses, présentations des différents volets lors des réunions de concertation, etc.)
- Il présente l'évolution de l'ensemble des enjeux sur le réseau de transport – industriels, sociétaux, environnementaux et financiers (dépenses d'investissement et d'exploitation), et articule des trajectoires financières détaillées ;

Figure 1.12 Échéances associées à l'élaboration du SDDR



- Il retient un horizon de 15 ans (période 2021-2035), comparable avec le cadrage général de la PPE et avec les scénarios du Bilan prévisionnel publiés en novembre 2017 ;
- Il adopte une approche multi-scénarios, centrée sur le projet de PPE publié début 2019 (scénario de référence) et encadrée par les scénarios du Bilan prévisionnel *(Ampère*, *Volt* et *Watt* dans certains cas), et comprenant de nombreuses variantes et analyses de sensibilité (consommation, géographie du développement des EnR, géographie de l'évolution du parc nucléaire, etc.) ;
- Il reprend les principes méthodologiques du Bilan prévisionnel 2017 : tous les scénarios sont chiffrés, les principaux inducteurs font l'objet d'analyses spécifiques *via* des variantes, les hypothèses sont détaillées ;
- Il fait l'objet d'une évaluation environnementale stratégique (EES) volontaire réalisé par un cabinet spécialisé : cette évaluation vise à apprécier, à l'échelle nationale, les possibles incidences environnementales de l'évolution du réseau de transport d'électricité à l'horizon 2035, afin d'éclairer concertations et décisions des pouvoirs publics. Les principaux enjeux identifiés pour l'impact du réseau électrique et considérés dans la comparaison des scénarios d'évolution sont les émissions des GES (Gaz à effet de serre), la biodiversité, la préservation des ressources minérales et les paysages.

Les documents publiés font l'objet d'une triple saisine auprès du ministre en charge de l'énergie, de la Commission de régulation de l'énergie et de l'Autorité environnementale. Ces consultations permettront de vérifier la conformité du plan aux grandes orientations de la politique énergétique nationale, de discuter de son financement, et de l'inscrire dans une démarche environnementale stratégique. À l'issue de ces consultations, le SDDR pourra être amendé et devenir opérationnel.

1.5 Des scénarios pour explorer tous les possibles et des variantes pour rendre plus robustes les résultats de l'analyse

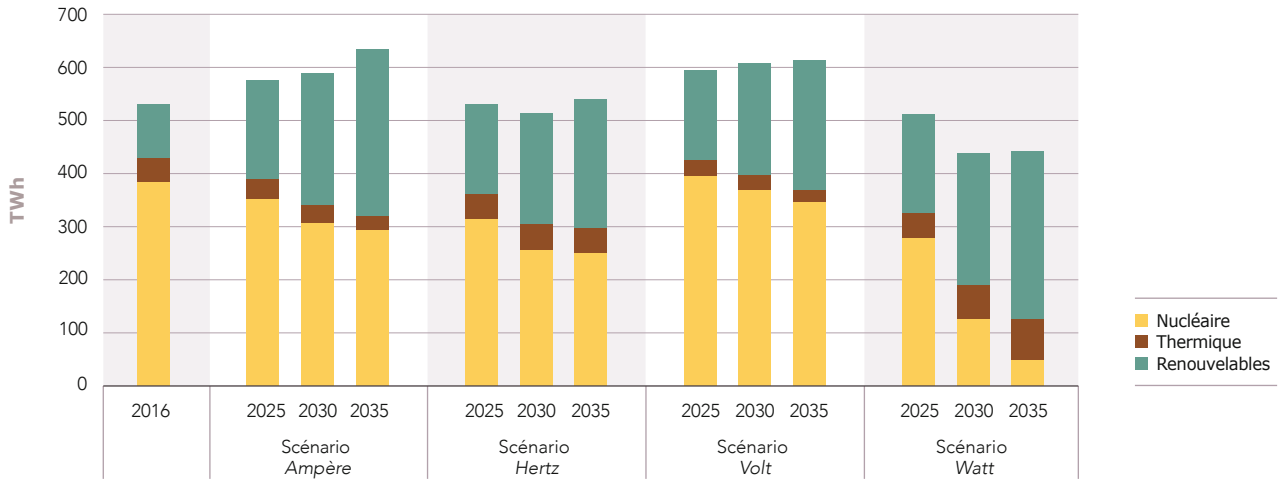
Différents scénarios de transition énergétique ont fait l'objet de débats publics en 2018 pour élaborer le projet de PPE

Les objectifs de la France en matière de transition énergétique reposent sur des ambitions fortes : diversification du mix électrique pour atteindre 40 % de production d'origine renouvelable en 2030 et pour réduire la part du nucléaire à 50 % en 2035, réduction de la consommation d'énergie de 50 % et atteinte de la neutralité carbone à horizon 2050, etc. Ces ambitions se traduisent par des modifications sans précédent sur le mix depuis le développement du programme électronucléaire et touchent l'ensemble de ses composantes.

En 2017, dans le cadre de sa mission légale sur l'élaboration du Bilan prévisionnel, et afin d'éclairer les choix publics en matière de programmation énergétique, RTE a construit et analysé cinq scénarios d'évolution du mix électrique à long terme, dont quatre portent sur la période 2026-2035 :

- **Scénario *Ampère* :** une diversification adossée à un fort développement de la production renouvelable (50 % d'EnR en 2035) avec une réduction de la production nucléaire au rythme du développement effectif des énergies renouvelables ;
- **Scénario *Hertz* :** un scénario de diversification adossée au développement de la filière thermique et des EnR, avec un développement de nouveaux moyens thermiques pour diminuer plus rapidement la part du nucléaire sans augmenter les émissions de CO_2 du secteur électrique ;
- **Scénario *Volt* :** un développement soutenu des énergies renouvelables et une évolution du parc nucléaire en fonction des débouchés économiques à l'échelle de l'Europe ;
- **Scénario *Watt* :** un déclassement automatique du parc nucléaire après 40 ans de fonctionnement adossé à un fort développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

Figure 1.13 Production annuelle moyenne du parc électrique français dans les différents scénarios prospectifs du Bilan prévisionnel



Ces scénarios envisagent des futurs contrastés mais intègrent tous un principe de diversification du mix électrique, avec en particulier une augmentation prononcée de la part des énergies renouvelables. Le choix des hypothèses retenues pour la construction de ces scénarios a fait l'objet d'une large consultation publique auprès de l'ensemble des parties prenantes du secteur électrique. Ces hypothèses ainsi que les résultats des analyses sur l'ensemble des scénarios étudiés sont par ailleurs restitués de manière détaillée dans le document de référence du Bilan prévisionnel 2017.

Dans le cadre de la révision de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), le Gouvernement a choisi de verser au débat public les scénarios *Ampère* et *Volt*.

Annoncé en novembre 2018 dans le cadre de la présentation de la Stratégie française pour l'énergie et le climat, l'intégralité du projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) a été publiée le 25 janvier 2019, après près de deux ans de travaux, de concertation et de débats. Cette feuille de route fixe les priorités d'actions des pouvoirs publics dans le domaine de l'énergie afin d'atteindre les objectifs fixés par la loi. Elle inscrit la France dans une trajectoire qui permettra d'atteindre la neutralité carbone en 2050, et fixe ainsi le cap pour toutes les filières énergétiques qui pourront constituer, de manière complémentaire, le mix énergétique français de demain. Depuis sa publication, ce projet est en discussion au sein de plusieurs instances consultatives (Autorité environnementale, Conseil National de la Transition Écologique, Conseil Supérieur de l'Énergie…) qui rendront un avis avant la publication de la loi.

Les éléments annoncés dans le projet de PPE constituent le scénario de référence pour les analyses du SDDR

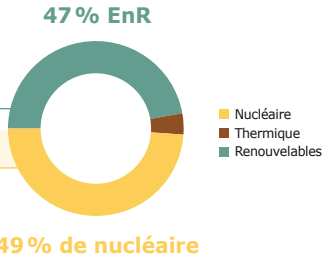
Au-delà de ce scénario central, les scénarios *Volt*, *Ampère*, et dans certains cas *Watt*, ont servi pour la comparaison des résultats et l'analyse des déterminants. Ces scénarios explorent d'autres possibilités sur six paramètres-clés (consommation électrique, production renouvelable, production nucléaire, prix du CO_2 et des combustibles, trajectoires d'interconnexion, parcs de production européens) reposant sur un socle économique cohérent. Ils visent à établir d'autres cas de figure pour la mise en œuvre effective de la transition énergétique et permettent d'en capter les conséquences sur les évolutions du réseau électrique.

Figure 1.14 Fiche synthétique décrivant les hypothèses du scénario « Projet de PPE »

Projet de PPE

Chiffres clés à l'horizon 2035

Parc installé		Demande	Bilan électrique
Consommation conforme à la trajectoire SNBC		Consommation	491 TWh
Production sur signal-prix en bande et par intermittence	7 GW	Power-to-gas	31 TWh
	6,5 GW	Effacements	14 heures d'activation par an
	156 GW	**Énergies renouvelables**	**301 TWh**
Trajectoire médiane de la PPE conforme au rythme de déploiement 2024-2028	49 GW	Éolien terrestre	106 TWh
	67 GW	Photovoltaïque	81 TWh
Prise en compte des futurs appels d'offre	10 GW	Éolien en mer	35 TWh
Légère augmentation et ajout de STEP	27,5 GW	Hydraulique	70 TWh
	52 GW	**Nucléaire**	**310 TWh**
Fermeture de 14 réacteurs 900 MW		Déclassement du parc	
2019-2024 : intégrant le planning des visites décennales 2024-2035 : historique des 5 dernières années		Disponibilité	
	14 GW	**Parc thermique**	**26 TWh**
parc fermé	0 GW	Charbon	0 TWh
parc stable et mise en service d'un CCG en 2021	12 GW	Gaz	26 TWh
déclassement des TAC et cogénérations	≈ 0 GW	Fioul	≈ 0 TWh
		Paysage européen	
2015-2025 **MAF 18** | 2026-2035 **TYNDP 18**	26 GW / 33 GW	Interconnexions	8 TWh / 111 TWh
+ prise en compte des annonces publiques sur le déclassement du charbon		Parcs étrangers	
		Combustibles	
scénario New Policies de l'édition 2018 du Word Energy Outlook		Coûts de combustibles	**48,5 €/MWh** coût marginal France
	34 €/t	CO_2	**11 Mt CO_2** émises par le système électrique



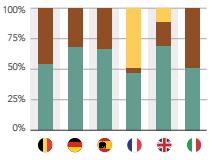
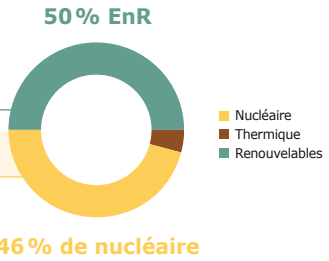


Figure 1.15 Fiche synthétique décrivant les hypothèses du scénario *Ampère*

AMPÈRE

Chiffres clés à l'horizon 2035

Parc installé		Demande	Bilan électrique
Consommation haute		**Consommation**	**480 TWh**
	2,5 GW	**Effacements**	
149 GW		**Énergies renouvelables**	**314 TWh**
	52 GW	**Éolien terrestre**	**115 TWh**
Rythme haut de la PPE 2016	**48 GW**	**Photovoltaïque**	**58 TWh**
	15 GW	**Éolien en mer**	**47 TWh**
Stabilité du parc	**26 GW**	**Hydraulique**	**68 TWh**
48,5 GW		**Nucléaire**	**294 TWh**
déclassement équivalent à 16 réacteurs de 900 MW (hors fermeture des deux réacteurs de Fessenheim)		**Déclassement du parc**	
historique des 10 dernières années (2008-2018)		**Disponibilité**	
13 GW		**Parc thermique fossile**	**28 TWh**
déclassement complet du parc	**0 GW**	**Charbon**	**0 TWh**
parc stable (sauf mise en service de Landivisiau)	**11,7 GW**	**Gaz**	**28 TWh**
déclassement partiel des TAC et intégral des cogénérations	**1,5 GW**	**Fioul**	**≈ 0 TWh**
		Paysage européen	
27 GW	**33 GW**	**Interconnexions**	**23 TWh** **157 TWh**
Développement très soutenu des EnR (+327 GW) Parc nucléaire (= 4,5 GW) Déclassement du parc charbon et lignite (-27 GW)		**Parcs étrangers**	
		Combustibles	
scénario *New Policies* Word Energy Outlook 2016		**Coûts de combustibles**	**74 €/MWh** coût marginal France
108 €/t		**CO_2**	**12 Mt CO_2** émises par le système électrique



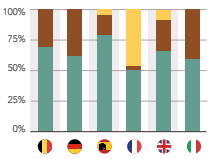
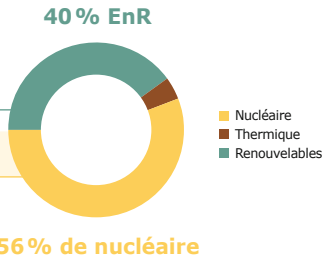


Figure 1.16 Fiche synthétique décrivant les hypothèses du scénario *Volt*

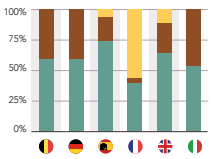
VOLT

Chiffres clés à l'horizon 2035

Parc installé		Demande	Bilan électrique
Consommation intermédiaire 3		Consommation	442 TWh
	2,5 GW	Effacements	
	116 GW	**Énergies renouvelables**	**243 TWh**
	40 GW	Éolien terrestre	88 TWh
Rythme de la PPE 2016	36 GW	Photovoltaïque	43 TWh
	10 GW	Éolien en mer	29 TWh
Stabilité du parc	26 GW	Hydraulique	65 TWh
	55 GW	**Nucléaire**	**346 TWh**
déclassement équivalent à 9 réacteurs 900 MW (hors fermeture des deux réacteurs de Fessenheim)		Déclassement du parc	
historique des 10 dernières années (2008-2018)		Disponibilité	
	13 GW	**Parc thermique fossile**	**24 TWh**
déclassement complet du parc	0 GW	Charbon	0 TWh
parc stable (sauf mise en service de Landivisiau)	11,7 GW	Gaz	24 TWh
déclassement partiel des TAC et intégral des cogénérations	1,5 GW	Fioul	≈ 0 TWh



		Paysage européen	
27 GW	33 GW	Interconnexions	15 TWh 174 TWh
Développement très soutenu des EnR (+231 GW) Parc nucléaire (= 4,5 GW) Déclassement du parc charbon et lignite (-27 GW)		Parcs étrangers	



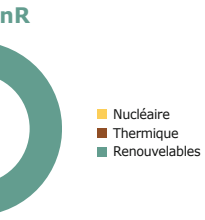
		Combustibles	
scénario *Current Policies* Word Energy Outlook 2016		Coûts de combustibles	63 €/MWh coût marginal France
	32 €/t	CO_2	9 Mt CO_2 émises par le système électrique

Figure 1.17 Fiche synthétique décrivant les hypothèses du scénario *Watt*

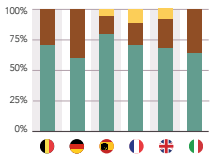
WATT

Chiffres clés à l'horizon 2035

Parc installé		Demande	Bilan électrique
Consommation intermédiaire 2		Consommation	410 TWh
	6 GW	Effacements	
	149 GW	**Énergies renouvelables**	**314 TWh**
	52 GW	Éolien terrestre	115 TWh
Rythme haut de la PPE 2016	48 GW	Photovoltaïque	58 TWh
	15 GW	Éolien en mer	47 TWh
Stabilité du parc	26 GW	Hydraulique	68 TWh
	8 GW	**Nucléaire**	**48 TWh**
déclassement équivalent à 52 réacteurs 900 MW (hors fermeture des deux réacteurs de Fessenheim)		Déclassement du parc	
historique des 10 dernières années (2008-2018)		Disponibilité	
	35 GW	**Parc thermique fossile**	**79 TWh**
déclassement complet du parc	0 GW	Charbon	0 TWh
construction de nouveaux moyens (+21 GW de CCG, TAC, cogénérations)	34 GW	Gaz	79 TWh
déclassement partiel des TAC et intégral des cogénérations	1,5 GW	Fioul	≈ 0 TWh



		Paysage européen		
22 GW	28 GW	Interconnexions	53 TWh	71 TWh
Développement très soutenu des EnR (+327 GW) Parc nucléaire (= 4,5 GW) Déclassement du parc charbon et lignite (-27 GW)		Parcs étrangers		



		Combustibles	
scénario *450 ppm* Word Energy Outlook 2016		Coûts de combustibles	**89 €/MWh** coût marginal France
	108 €/t	CO_2	**32 Mt CO_2** émises par le système électrique

Au-delà des cas de base de chaque scénario, de nombreuses variantes sont étudiées afin d'évaluer la robustesse des résultats obtenus, et leur sensibilité par rapport aux différents paramètres-clés.

Même si le scénario de la PPE constitue la référence pour l'ensemble des analyses, des incertitudes demeurent sur l'évolution des différents paramètres du système électrique et sur l'accès effectif à certains leviers techniques et réglementaires. Ces paramètres ont été isolés dans des analyses *ad hoc* afin d'illustrer leur sensibilité sur les trajectoires d'investissement réseau.

Une première partie des variantes relève du mix électrique du scénario considéré :

- Les cibles à atteindre sur le mix de production renouvelable
- Le volume de consommation électrique
- Les coûts de combustible et du CO_2

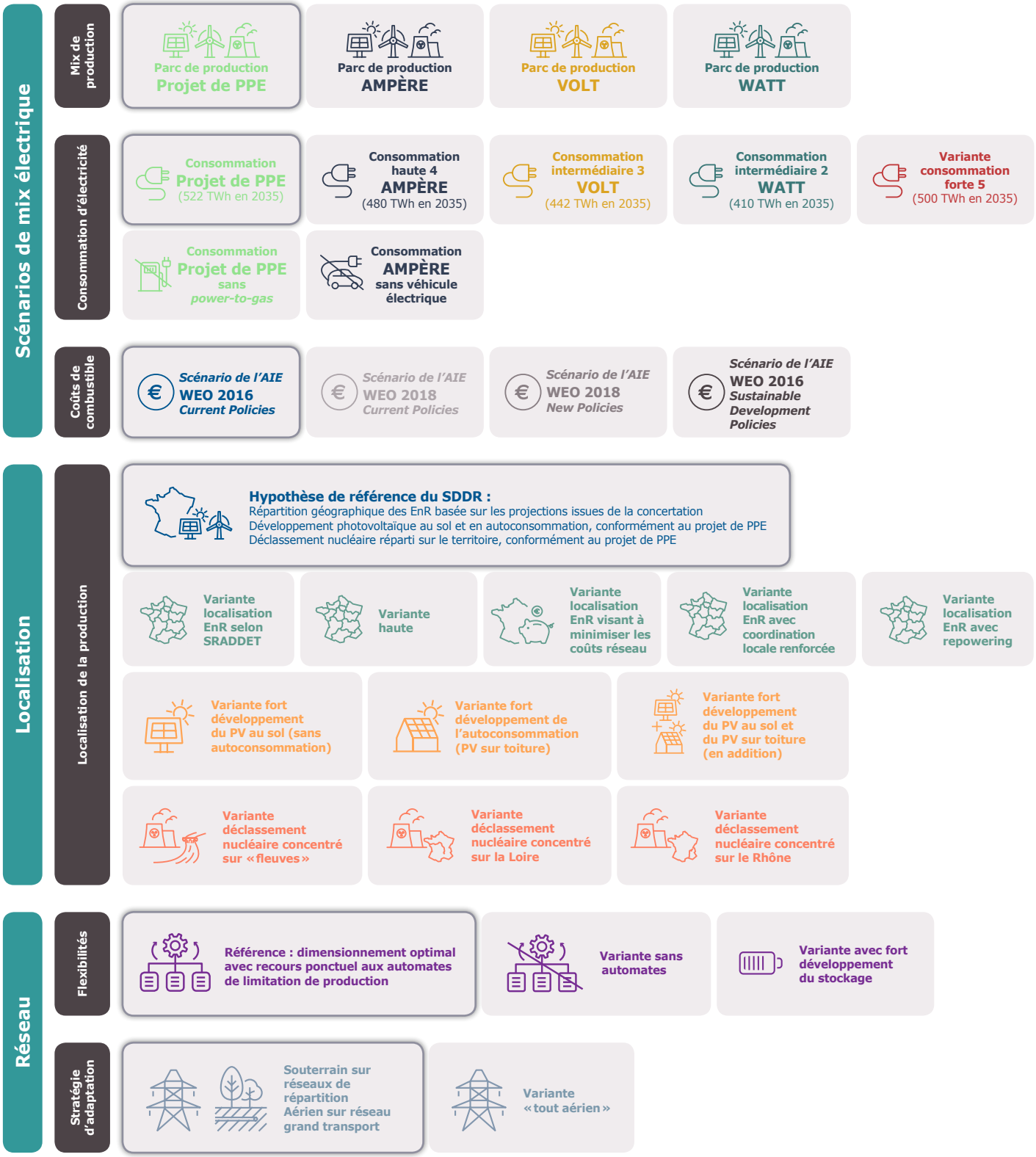
Une deuxième partie des variantes concerne la localisation des phénomènes liés à la production :

- Localisation des énergies renouvelables
- Développement des parcs photovoltaïques (*via* l'autoconsommation)
- Déclassement des centrales nucléaires

La troisième partie des variantes décrit différentes possibilités technologiques, réglementaires ou sociétales dans la mise en œuvre du réseau :

- Pour les solutions flexibles : recours aux solutions d'écrêtement de production et de stockage
- Pour les solutions structurantes : recours aux technologies aériennes ou souterraines

Figure 1.18 Hypothèses de référence et variantes étudiées dans le SDDR



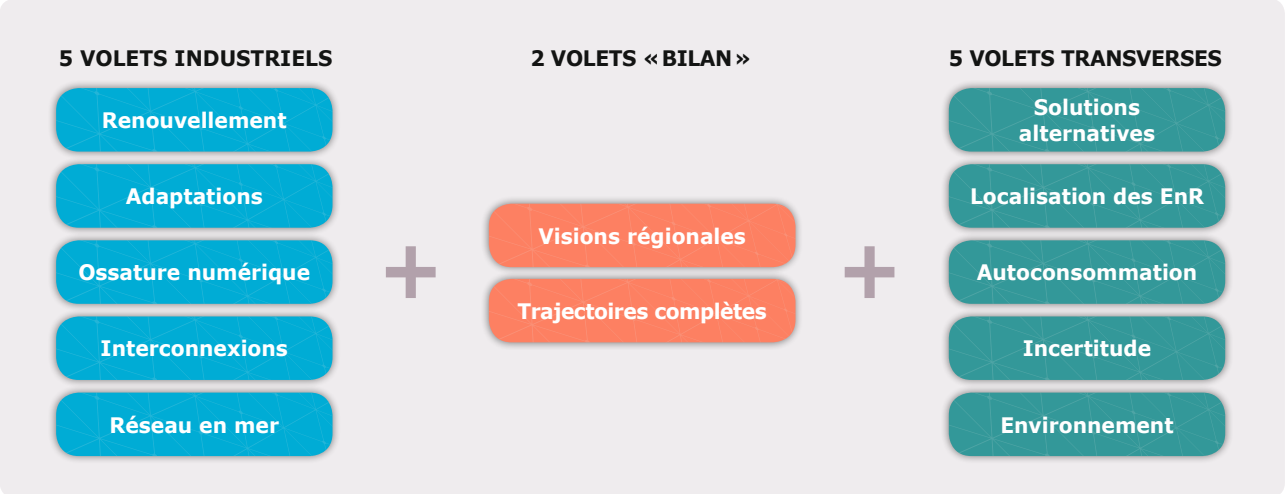
1.6 Les douze travaux du SDDR : un document de référence pour positionner le réseau de transport d'électricité dans la transition énergétique

Le SDDR donne une vision exhaustive des évolutions du réseau sur la période 2021-2035

Organisé en 12 chapitres (+ l'introduction), le SDDR vise à donner une compréhension exhaustive de l'impact de différents scénarios de transition énergétique sur l'ensemble des composantes du réseau électrique durant la période 2021-2035. Il rassemble des volets industriels qui décrivent concrètement les évolutions de réseau à mettre en œuvre, deux volets de synthèses (un par région, un global), et des volets transverses permettant d'approfondir certaines sensibilités ou de creuser un phénomène particulier :

- **5 volets industriels**
  - **Le renouvellement :** les actions à engager pour rénover et entretenir le réseau électrique existant
  - **Les adaptations :** les nouvelles infrastructures à créer ou à renforcer sur le réseau pour accueillir le nouveau mix énergétique
  - **L'ossature numérique :** les dispositifs numériques à renforcer pour garantir la sécurité et la performance du réseau
  - **Le réseau en mer :** les investissements nécessaires pour le raccordement des énergies marines
  - **Les interconnexions :** les lignes transfrontalières à développer pour favoriser les échanges d'énergies à travers l'Europe
- **2 volets de synthèse :**
  - **La vision régionale :** synthèse régionale des projets de réseau à moyen terme et orientation à long terme pour répondre aux ambitions des territoires
  - **Les trajectoires complètes :** synthèse financière pour agréger l'ensemble des investissements nécessaires sur chaque volet industriel et restituer la part du réseau de transport dans la transition énergétique
- **5 volets transverses :**
  - **Solutions alternatives :** analyse de sensibilité sur l'apport de solutions innovations alternatives au réseau électrique

Figure 1.19 Structure du SDDR



- **Localisation des renouvelables :** analyse de sensibilité sur la localisation des énergies renouvelables sur le territoire français
- **L'autoconsommation :** analyse de sensibilité sur le développement comparé du PV toiture et du PV au sol ;
- **Les incertitudes :** analyse de sensibilité sur les autres variantes et analyse d'impact sur la prise de décision en avenir incertain ;
- **Les incidences environnementales :** analyse d'impact sur les conséquences environnementales des évolutions du réseau électrique décrites dans les volets industriels.

En complément, dans le cadre de l'élaboration du SDDR, le choix a été fait d'élaborer, de manière volontaire, une évaluation environnementale stratégique (EES) menée par un bureau indépendant et encadrée par le code de l'environnement[3]. Cette évaluation compare deux stratégies d'évolution du réseau :

- une stratégie minimale (technique et réglementaire), dans la continuité des pratiques existantes, sans nouvelle adaptation au-delà des projets déjà décidés, mais en procédant aux raccordements terrestres et en mer ;
- une stratégie de référence, stratégie préférentielle retenue dans le SDDR, qui intègre l'ensemble des mesures d'amélioration envisagées pour optimiser le service rendu, les coûts et les incidences environnementales.

Dans le cadre de l'EES, l'évaluation des incidences repose sur l'analyse comparée de ces deux stratégies, à l'horizon 2035.

La publication du SDDR ne met pas fin aux travaux sur les scénarios

Sur la base de cette publication, des approfondissements seront réalisés en s'appuyant sur les échanges avec les parties prenantes dans le cadre du processus de concertation. La dynamique amorcée pour cet exercice du SDDR continuera donc de s'enrichir :

- les analyses pourront être complétés en fonction des différentes inflexions publiques, notamment dans le cadre de la consultation en cours sur la PPE, et des demandes des parties prenantes ;
- dans la logique du travail réalisé sur les solutions alternatives, un travail complémentaire sera mené afin de compléter l'analyse exposée en chapitre 9 par un panel de solutions alternatives plus élargi et sur la base d'hypothèses remises à jour sur les différentes technologies, avec un focus spécifique sur les possibilités d'utilisation multi-usage (réseau + EOD) de ces flexibilités. Ces études alimenteront la concertation en cours dans le cadre du GT *RINGO* sur la publication des contraintes réseau et l'appel à des services tiers pour le réseau ;
- dans le cadre des réflexions engagés sur l'élaboration du TURPE[4] 6, des analyses complémentaires seront réalisées sur l'impact de renoncements sur des investissements de réseau liés à des contraintes tarifaires, tant sur la dégradation du service rendu pour l'alimentation électrique des territoires que sur les impacts économiques et environnementaux pour la collectivité ;
- les schémas S3REnR[5], qui seront révisés à la suite des SRADDET[6], seront élaborés en cohérence avec les avancées techniques, environnementales et réglementaires exposés dans ce document ;
- un plan de développement du réseau en mer sera élaboré pour anticiper l'arrivée des futures installations d'énergies marines et faciliter la planification conjointe réseau à terre/raccordements en mer (voir chapitre 6).

3. Cet exercice est régi par la directive européenne n°2001/42/CE du 27 juin 2011 et le code de l'Environnement (article R122-20)
4. Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE)
5. Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables
6. Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires